

VISIÓN TECNOLÓGICA **EDICIÓN ESPECIAL**

Volúmen 16, Número 1/2014 (Suplemento)

Memorias del 1^{er} Congreso Venezolano de Gas Natural



MIEMBROS ACTUALES DEL CEDI

Presidente
José Vicente García

Presidente Alterno
Omayra Delgado

Secretario
Norma Vivas

Secretario Suplente
Connie Zurita

Miembros
Rosa Elena la Cruz
Luis Felipe D'Elia
Carlos Canelón
Lourdes Arias
José Centeno
Optalí Escobar Pantoja
Norelkys Peña Brea
Jhonny Calderón
Susana Martínez
Douglas Ocando
Santino Pilo

Visión Tecnológica es una publicación multidisciplinaria de circulación semestral, editada por el Centro de Información Técnica (CIT) de PDVSA Intevep. Su objetivo primordial es difundir la gestión científica y tecnológica de la industria petrolera venezolana en el ámbito nacional e internacional. Para información sobre la adquisición, suscripción y canje de esta revista, favor dirigirse al Centro de Información Técnica, apartado postal 76343, Caracas 1070-A, Venezuela. Microformas disponibles a través de University Microfilms International, 300 N Zeeb Road, Ann Arbor, Mi 48106, EE.UU.

Diseño y Diagramación: Carol García - PDVSA Intevep
Diseño de Portada: Daniel Lugo - PDVSA Intevep
Fotografías: Fotos de autores
Impresión: Artes Gráficas - PDVSA Intevep
© 2014, Intevep, S. A.
Hecho el depósito legal de ley
Depósito Legal 199302MI44

Se prohíbe la reproducción parcial o total, el almacenamiento en cualquier sistema de recuperación o la transcripción por medios electrónicos, mecánicos u otros, de cualquier artículo de esta revista, sin la autorización por escrito del editor técnico.

Visite nuestro sitio web: <http://www.pdvsa.com.ve>

ISSN 1315-0855

Por primera vez el Comité Técnico Editorial de PDVSA Intevep asume el reto de preparar un volumen de la revista Visión Tecnológica dedicado a las Memorias del 1^{er} Congreso Venezolano de Gas Natural. Nuestra insigne revista está al servicio de los hombres y mujeres que muestran sus importantes avances que contribuyen a los grandes desarrollos para la producción de gas natural; uno de los motores del desarrollo económico y social de la Nación, ya que impulsará otros desarrollos medulares petroleros y sociales, como lo previsto para la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez.

Con el 1^{er} Congreso Venezolano de Gas Natural se abre un espacio para el intercambio de experiencias en las diferentes áreas técnicas que comprenden la cadena de valor del gas natural, con la finalidad de potenciar soluciones tecnológicas y mejoras operacionales que permitan apalancar el desarrollo de la industria del gas en la República Bolivariana de Venezuela; en concordancia con la Ley Plan de la Patria, Proyecto Nacional Simón Bolívar, Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013-2019.

Se pretende, que la revista Visión Tecnológica sirva como un canal de comunicación para compartir los trabajos presentados por trabajadores y trabajadoras de la Nueva PDVSA, de sus filiales y empresas mixtas, en sinergia con diferentes empresas y universidades relacionadas con el tema del gas natural.

Este primer número del volumen 16 está dedicado a la presentación de los 138 resúmenes de los diferentes trabajos presentados en el 1^{er} Congreso Venezolano de Gas Natural. Esperamos que el esfuerzo de preparar este volumen 2014 de la revista Visión Tecnológica llene todas las expectativas para incentivar la comunicación entre las diferentes instituciones y a la vez, sirva para acumular una gran cantidad de información relativa al tema del gas natural en un medio que pueda ser consultado por todos los trabajadores y trabajadoras de PDVSA que con su diario empeño buscan el desarrollo económico, social y cultural de la Nación Bolivariana.

José Vicente García

Editor



PDVSA Intevep

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 16 **EX-01 - ESTUDIO MINERALÓGICO DE LAS ARCILLAS PRESENTES EN LA FORMACIÓN MEREURE DEL CAMPO SAN JOAQUÍN, EN EL ÁREA MAYOR DE ANACO**
Carlos González, Xileyces Berdugo, Yilsa López, Israel Estrada
- 17 **EX-02 - EFECTO DE LA INTERACCIÓN DE LA MEZCLA CO₂+N₂ DE INYECCIÓN CON LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO**
José García
- 18 **EX-03 - INTERPRETACIÓN DE RAMPAS CARBONÁTICAS ASOCIADAS A PALEOISLAS DURANTE EL OLIGOCENO-MIOCENO EN EL GOLFO DE VENEZUELA. CASO DE ESTUDIO: CAMPO PERLA**
Disnahir Pinto, Nakarí Díaz, Gizelle Tang, Alejandro Arends, Rafael Ramírez, Luis Pomar, Víctor Padrón
- 19 **EX-04 - SEQUENCE STRATIGRAPHIC ANALYSIS TO DEFINE THE SPATIAL AND TEMPORAL DISTRIBUTION OF PETROLEUM SYSTEM IN GULF OF VENEZUELA**
Nakarí Díaz, Gizelle Tang, Disnahir Pinto, Alejandro Arends, Rafael Ramírez, Octavian Catuneanu, Bernard Colleta
- 20 **EX-05 - MODELO GEOLÓGICO DEL PROSPECTO DE GAS BACH 129 EN EL ÁREA DE TÍA JUANA LAGO, CUENCA DE MARACAIBO, ESTADO ZULIA**
Marcos Molina
- 21 **EX-09 - “RIESGOS GEOMORFOLÓGICOS DEL LECHO MARINO DE LOS CAMPOS MEJILLONES Y RÍO CARIBE, PROYECTO MARISCAL SUCRE, NORTE DE PARIA, VENEZUELA”**
Andrés Valencia, Rennis Maita, Juan Mejía, Mario Alfonzo, Edgar Corzo, Einstein Guerrero
- 22 **EX-10 - POTENCIAL GASÍFERO DEL GOLFO DE PARIA, LICENCIA DE GAS NO ASOCIADO, GOLFO DE PARIA OESTE Y BLOQUE PUNTA PESCADOR**
Igor Molina, Kenny Rondón, Rosmery Sánchez, Adriana González, Gemma Torres
- 23 **EX-11 - BÚSQUEDA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES “LUTITAS GASÍFERAS DE EXTENSIONES PRODUCTIVAS”: PRIMEROS PASOS EN EL CAMPO SIPORORO, ESTADO PORTUGUESA, VENEZUELA**
Ángel Carmona, Anabell Blanco, Jean Rangel
- 24 **EX-12 - RETOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO DEL CAMPO PERLA EN VENEZUELA**
Aaron Rampersad, Felice D’Alterio, Paolo De Visintini, Isabela Rivas
- 25 **EX-13 - MODELO DINÁMICO DEL CAMPO PERLA: RETOS DE UN NUEVO DESCUBRIMIENTO**
Filippo Bertolo, Ybrendiz Rojas, Felice D’Alterio
- 26 **EX-14 - APLICACIONES DE LA GEOQUÍMICA ISOTÓPICA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ORIGEN DE LOS GASES NO HIDROCARBUROS DEL CAMPO PERLA, SUB BLOQUE CARDÓN IV-OESTE**
Fernando Valencia, Felice D’Alterio

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 27 **PR-01- CARACTERIZACIÓN METEOROLÓGICA Y OCEANOGRÁFICA PARA EL DISEÑO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA DEL PROYECTO MARISCAL SUCRE (PMS) NORTE DE PARIA, VENEZUELA**
José Ortega, Adriana Durango, Efrin Totesautt, María Roa, Jhon Contreras, Emmanuel Rodríguez, Rennis Maita, Juan Mejía
- 28 **PR-02 - REVESTIMIENTO INTERNO DE LA TUBERÍA DE COMPLETACIÓN PARA MINIMIZAR LA CORROSIÓN EN LOS POZOS PRODUCTORES DE GAS**
Giovanny Morantes, Jhonles Morales
- 29 **PR-03 - RETOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE POZOS PRODUCTORES DE GAS EN EL DOMO CENTRAL DEL CAMPO SAN JOAQUÍN DEL DISTRITO GAS ANACO**
Jhonles Morales, Giovanny Morantes
- 30 **PR-04 - PRUEBA PILOTO DE LA TECNOLOGÍA DE COMPRESIÓN DE GAS EN CABEZAL, EN EL MARCO DE LA IMPLANTACIÓN DE NUEVOS ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN PARA LA EXTRACCIÓN DE RESERVAS DE GAS DE YACIMIENTOS MADUROS EN LOS CAMPOS SANTA ROSA Y SANTA ANA, EN EL DISTRITO GAS ANACO DE PDVSA GAS**
Gabriel Zapata, Francisco Milano, Gabriel Pereira, Yilsa López, Cruz Ruíz
- 31 **PR-05 - INSERCIÓN DEL COMPONENTE AMBIENTAL EN LAS ETAPAS DEL DESARROLLO DE PROYECTOS, EN PDVSA GAS**
Mirlay Herrera, Yadelsy Colmenares, Omar Depablos
- 32 **PR-06 - IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS COMPLEJAS COMO OPORTUNIDADES PARA EL DESARROLLO DE GAS CONDENSADO. CASO: FORMACIÓN SAN JUAN, CAMPO SAN JOAQUÍN, EL ROBLE Y GUARIO, DISTRITO ANACO, VENEZUELA**
Gian Bisignano, Yilsa López, Ernesto Vera, Cruz Ruíz
- 33 **PR-07 - NUEVAS OPORTUNIDADES DE EXPLOTACIÓN DE GAS CONDENSADO EN YACIMIENTOS CON ALTO GRADO DE COMPARTAMENTALIZACIÓN Y HETEROGENEIDAD, CASO: YACIMIENTO SJAC JM-99 CAMPO SAN JOAQUÍN DISTRITO ANACO, VENEZUELA**
Ernesto Vera, Miguel Paredes, Cruz Ruíz, Milexis Rodríguez
- 34 **PR-08 - DESARROLLO DE UN SISTEMA COMPUTACIONAL DE PRUEBAS DE PRESIÓN CON SOFTWARE LIBRE HACIA LA SOBERANÍA TECNOLÓGICA**
Cruz Ruíz, Ernesto Vera, Erick Lezama, Alex Figuera, Lenin Simancas, Julia Colmenares
- 35 **PR-09 - METODOLOGÍA DE IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS DE CORROSIÓN EN TUBERIAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS PRODUCTORES DE GAS EN EL DOMO SUR DEL CAMPO SAN JOAQUIN, DISTRITO GAS ANACO DE PDVSA**
Erick Lezama, Álvaro Flores, Kenny Franco

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 36 **PR-10 - ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE CONSTRUCCIÓN DEL PRIMER POZO MULTILATERAL EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO DE BAJA PERMEABILIDAD EN EL CAMPO EL ROBLE, ANACO, VENEZUELA**
Carlos González, Cruz Ruíz, Yilsa López
- 37 **PR-11 - EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN EN POZOS DEL CAMPO SAN JOAQUÍN DISTRITO GAS ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI, SOMETIDOS A TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO Y COMPLETACIÓN ORIGINAL EN EL PERÍODO 2012-2013**
Julianys Alfonzo, José Rodríguez, Thaydeé Dávila, María Venstresca, Nelson Márquez
- 38 **PR-12 - EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN EN CONJUNTO DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO DE LA FORMACIÓN MEREURE EN POZOS DEL CAMPO GUARIO, DISTRITO GAS ANACO**
Anell Alemán, Thaydeé Dávila, Héctor Ruíz, José Rodríguez
- 39 **PR-13 - PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPLOTACIÓN EN LA ARENA MERP, YACIMIENTO RPN 38, CAMPO EL ROBLE, ÁREA MAYOR DE ANACO (A.M.A.)**
Leximar Jiménez, José Rodríguez, Gonzalo Rojas, Hugo Lozano, Justo Hernández, Thaydeé Dávila
- 40 **PR-14 - EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS VERTICALES SOMETIDOS A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN COMPARACIÓN CON POZOS PERFORADOS BAJO UN ESQUEMA HORIZONTAL EN LOS YACIMIENTOS MÁS EMBLEMÁTICOS DEL CAMPO EL ROBLE, PERTENECIENTE AL ÁREA MAYOR DE ANACO DEL DISTRITO GAS ANACO**
Thaydeé Dávila, Richard Angarita
- 41 **PR-15 - DISMINUCIÓN DEL IMPACTO DE CONDENSACIÓN RETRÓGRADA MEDIANTE LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS EN ARENAS GASÍFERAS. CASO DE ESTUDIO: CAMPO RÍO CARIBE, NORTE DE PARIA, VENEZUELA**
Moisés Pirela, Alex Cea, Guzman Rodríguez, Bassam Naime, Gustavo Soto, Luis Rondón, Tomás Saldo
- 42 **PR-16 - DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA OBTENCIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA (KR) Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN ROCAS CARBONATADAS Y DE ALTA RIGIDEZ MEDIANTE LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)**
Richard Márquez, Marbelia Cabrera, Ángel Azuaje, Olesni Chacón
- 43 **PR-17 - CARACTERIZACIÓN GEOMÉCANICA DE ARENAS QUÍMICAMENTE CONSOLIDADAS COMO ESTRATEGIA PARA CONTROLAR LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN COMPLETACIONES PRIMARIAS PARA UN CAMPO EN EL OCCIDENTE DE VENEZUELA**
Nelson Medina, Gustavo Suarez, José Pineda
- 44 **PR-18 - DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE HERRAMIENTA PROTECTORA PARA EXTRACCIÓN DE “WEAR BUSHING” EN CABEZAL DEL POZO. CASO: DR-5A CAMPO DRAGÓN PROYECTO MARISCAL SUCRE**
Osvaldo Alcalá, José Rollinson

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 45 **PR-19 - ESTRATEGIA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO DE GAS EN CAMPOS MADUROS**
Martín Bastidas, Luis Gottberg, Yasmely Itriago, Diego Sánchez
- 46 **PR-20 - DISEÑO CONCEPTUAL DE UN ROV PARA CONDICIONES METOCEÁNICAS DE VENEZUELA**
Mahuampy Salazar, Manuel Delgado, Ángel Omaña, Pedro Delgado, Francisco Pinto, Argel Michinel, Omelis Jiménez, Eudes Hernández
- 47 **PR-21 - INSTALACIÓN DE CONECTORES PARA SENSORES DE FONDO DE POZO A BORDO DEL BARCO PETROSAUDI SATURN**
Ángel Omaña, Manuel Delgado, Pedro Delgado, Mahuampy Salazar, José Rollinson, Omelis Jiménez
- 48 **PR-22 - HIDRATOS DE GAS, IDENTIFICACIÓN Y EXTRACCIÓN EN LAS COSTAS VENEZOLANAS COMO POTENCIAL ENERGÉTICO ESTRATÉGICO Y ELEMENTO PARA EL DESARROLLO INTEGRAL**
María Telleria
- 49 **PR-23 - MANEJO DEL GAS CONDENSADO EN EL CAMPO RÍO CARIBE, VENEZUELA**
Yuhuer Colmenares
- 50 **PR-25 - DETERMINACIÓN DE LOS DIFERENCIALES DE PRESIÓN CRÍTICOS DE ARENAMIENTO MEDIANTE ANÁLISIS GEOMECÁNICO A LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO RÍO CARIBE DEL PROYECTO MARISCAL SUCRE**
Jesús Chaparro
- 51 **PR-26 - ESTIMACIÓN DEL GAS TOTAL CONSUMIDO POR DÍA EN LA PLANTA GENERADORA DE VAPOR D7 TÍA JUANA TIERRA**
Antonio Gómez, Alexander Segovia
- 52 **PR-27 - SISTEMA DE DIAGNÓSTICO PARA POZOS POR LEVANTAMIENTO ARTIFICIALES POR GAS**
Edgar Camargo
- 53 **PR-28 - INNOVACIONES EN TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS EN LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO TÍA JUANA LAGO, PNOGO**
Denisse Volcanes, Andrea Oliva
- 54 **PR-29 - ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA RECONVERSIÓN DE POZOS INYECTORES A PRODUCTORES DE GAS**
Vanessa Prieto, Karinella Mieres
- 55 **PR-30 - CEMENTACIÓN DEL LINER CON UNA LECHADA ANTIMIGRATORIA PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS EN ZONAS DEPLETADAS DE YACIMIENTOS DEL ÁREA TÍA JUANA LAGO**
Isnardy Toro, Isnauddy Toro
- 56 **PR-31 - PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS CON ACUMULACIÓN DE LÍQUIDO EN YACIMIENTOS MADUROS PERTENECIENTES AL CAMPO TÍA JUANA LAGO**
María Arias, Elieth Rodríguez

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 57 **PR-32 - COMPLETACIÓN MONOBORE PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS EN UN YACIMIENTO DEL ÁREA SUR, TÍA JUANA LAGO**
Karinella Mieres, Vanessa Prieto, Carlos Banzer, Freddy Molina
- 58 **PR-33 - EVALUACIÓN Y MITIGACIÓN DE INTERFERENCIAS ELÉCTRICAS EN CORRIENTE ALTERNA (AC) EN TUBERÍAS EN EL DISTRITO FURRIAL**
Morelia Borregales, Angélica Tineo, Edward Vargas
- 59 **PR-35 - POTENCIAL DE EXTRACCIÓN DE CONDENSADO DEL GAS NATURAL PRODUCIDO EN EL CAMPO BARÚA**
Germán Márquez, David Molina
- 60 **PR-36 - ROMPIENDO PARADIGMAS CON LA PERFORACIÓN INGENIOSA DE POZO DE GAS EN EL CAMPO SIPORORO EN LA DIVISIÓN BOYACÁ**
César Jiménez, Diomar Delgado, José Ardila, Katherine León
- 61 **PR-37 - A NEW APPROACH FOR PHASE BEHAVIOR DURING TESTING OF GAS CONDENSATE WELLS**
Miguel Maregatti, Mikhail L`Vovich Karnaujof
- 62 **PR-39 - OPTIMIZACIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN DE LA FASE 12 1/4" EN EL BLOQUE ALÓCTONO DE LA DIVISIÓN PUNTA DE MATA, ESTE DE VENEZUELA**
Rafael Mejía, Orlando Gordon, Oliver González, Williams Anato, Sergio Bello
- 63 **PR-40 - PERLA FIELD OPERATIONAL CHALLENGES IN "VERY EARLY PRODUCTION PHASE"**
Ricardo Gómez, Felice D'Alterio, Mariela Reverón, Alfredo Leone, Ramiro De Los Reyes, Verónica Benito, Sagrario Sánchez, Paula Sanz, José Peña
- 64 **PR-41 - DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN "DRILL-IN" PARA LA SECCIÓN HORIZONTAL DE LOS POZOS DEL PROYECTO CARDÓN IV**
Ricardo Martínez, Roberto Bermúdez, César Montilla, Jorge Urdaneta, Antonio Galué, Víctor Machado
- 65 **PR-42 - PROYECTO NUEVAS OPORTUNIDADES GAS OCCIDENTE (PNOGO)**
Vanessa Prieto, Karinella Mieres, Néstor Bonilla, Víctor Kock, Rubén Pérez, Freddy Molina
- 66 **AF-01 - INTAV®: INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO PARA LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS**
Elluz Torín, Rosa Nadales, Jorge Quiva, Luis Castillo, María Carrasquero
- 67 **AF-02 - INHIBICIÓN DE HIDRATOS DE TETRAHIDROFURANO (THF) MEDIANTE COMPUESTOS NATURALES POLIHIDROXILADOS**
Elluz Torín, Rosa Nadales, Marvin Ricaurte, Alfredo Viloría, María Carrasquero

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 68 **AF-03 - EVALUACIÓN DEL PROCESO DE CORROSIÓN INTERNA Y DEL TRATAMIENTO QUÍMICO ANTI CORROSIVO APLICADO EN EL GASODUCTO DE 26" JUSEPÍN – MUSCAR EN EL DISTRITO FURRIAL**
Wilmar Cobo
- 69 **AF-05 - ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO MULTIFÁSICO GAS-CRUDO-AGUA MEDIANTE DINÁMICA DE FLUIDOS COMPUTACIONAL**
Jaime Riera, Mirleth Rodríguez, Susana Zeppieri, Sylavana Derjani, Miguel Asuaje
- 70 **AF-06 - MÓDULO PARA LA PREDICCIÓN DE FORMACIÓN DE HIDRATOS EN SIMULADORES DE PROCESOS ARTIFICIALES POR GAS**
Rhonald López
- 71 **IF-01 - CONTROL DE EROSIÓN Y RESTAURACIÓN AMBIENTAL EN CORREDORES CON ALTA PENDIENTE GASODUCTO NORORIENTAL G/J JOSÉ FRANCISCO BERMÚDEZ**
Carmelo Rodríguez
- 72 **IF-02 - METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS SÍSMICO DE ESTRUCTURAS COSTA AFUERA: UN CASO DE ESTUDIO**
Argel Michinel, Francisco Pinto, Gabriel Vivas, Egler Araque, Omar Santos
- 73 **IF-03 - INSTALACIÓN DE ÁRBOLES SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO DRAGÓN, PROYECTO MARISCAL SUCRE, FASE I**
Luz Velazco, Luís Peraza
- 74 **IF-05 - LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS MODULARES EN REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS**
José Moronta, Claudio Rocco
- 75 **IF-06 - ANÁLISIS DE CONSTRUCTIBILIDAD APLICADO A UNA PLANTA COMPRESORA PARA ALTA PRESIÓN (9000 PSIG)**
Luis Vielma
- 76 **IF-11 - ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD, DISPONIBILIDAD Y MANTENIBILIDAD PARA LAS PLANTAS DE LA GERENCIA DE PROCESAMIENTO DE GAS ORIENTE**
Manuel García, Eduardo Velásquez, Josmary Escobar, Laura Martínez, Joaquín Santos, Luis Fernández, María Medina, María Pérez, María Romero, Orlando Aguillón
- 77 **IF-13 - EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL MOTOGENERADOR A GAS EN LA SUSTITUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA QUE ALIMENTA LOS POZOS DE BOMBEO MECÁNICO DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN LAGUNILLAS LAGO Y ROSA MEDIANO DE PDVSA OCCIDENTE**
Richard Mendoza, Hugo Velásquez

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 78 **IF-14 - METODOLOGÍA PARA ESTUDIAR LA FACTIBILIDAD DE COGENERACIÓN ELÉCTRICA EN UNA PLANTA COMPRESORA ALTA PRESIÓN**
José Ysasis
- 79 **AC-01 - OPTIMIZACIÓN DE ADSORBENTES UTILIZADOS PARA LA PURIFICACIÓN DE CO₂ EN GAS**
Edder García, Lynda Belandria, Hildemaro Meléndez, Jairo Rondón
- 80 **AC-03 - CRISTALIZACIÓN DE HIDRATOS DE GAS: ALTERNATIVA NO CONVENCIONAL PARA LA SEPARACIÓN Y CAPTURA DE CO₂**
Marvin Ricaurte, Edgard Rivas, Elluz Torín, Jorge Quiva, Rosa Nadales, Félix Rosas, Brianny Zambrano
- 81 **AC-04 - EVALUACIÓN OPERACIONAL DE INFRAESTRUCTURA DE PROCESOS PARA REMOCIÓN DE H₂S CON LECHOS SÓLIDOS**
Francisco Navarro, Ilse Mideros, Marvir Contreras, Carlos Urbina, Martin Bastidas, Johanna Cano
- 82 **AC-05 - PROPUESTA PARA EL MANEJO Y EL ACONDICIONAMIENTO DEL GAS PRODUCIDO EN EL ORIENTE DEL PAÍS**
Jowar Peña, Francisco Navarro, Jorge Giménez, Nobel Quiaro
- 83 **AC-06 - COQUES DE PETRÓLEO MODIFICADOS. SÓLIDOS POTENCIALES PARA EL ENDULZAMIENTO DE GAS**
Yanine González, Jowar Peña, Marvin Ricaurte, Luis D'Elia, María Valera
- 84 **AC-09 - ELABORACIÓN DE ESPONJAS CERÁMICAS DE ZEOLITAS COMO ALTERNATIVA A LAS FORMAS CONVENCIONALES PARA LA REMOCIÓN DE AGUA Y CO₂ DE CORRIENTES GAS NATURAL**
Adriana García, Katherin Falancia, Reina Manfredi, Luis García, Carmen López, Johliny Casanova
- 85 **AC-10 - EVALUACIÓN DE SÓLIDOS POROSOS IMPREGNADOS CON ÓXIDOS DE Cu Ó Zn COMO ADSORBENTES DE SULFURO DE HIDRÓGENO**
Eduardo González, Giannina González, José Sánchez, Alexander Moronta
- 86 **AC-11 - ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL UTILIZANDO ESPONJAS DE LODOS ROJOS PROVENIENTES DE LA INDUSTRIA DEL ALUMINIO**
Luis García, Jorge Herrera, Mario Guida, Adriana García, Johliny Casanova, Santiago Marrero, Carmen López
- 87 **AC-12 - BASES DEL ESCALAMIENTO PARA LA PRODUCCIÓN DE ZEOLITAS A PARTIR DE MATERIA PRIMA NACIONAL APLICADAS AL ENDULZAMIENTO Y DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL**
Johliny Casanova, Miguel Ríos, Adriana García, Luis García, Bárbara Galindo, Carmen López, Albania Villarroel
- 88 **AC-13 - LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN ASOCIADAS A LA CAPTURA Y CONVERSIÓN DEL CO₂ DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ PARA SU APLICACIÓN COMO FERTILIZANTES Y ECOCEMENTANTES**
Emelina Piña, Luis Chaparro

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 89 **AC-14 - TECNOLOGÍAS PARA LA CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO PARA EL TRANSPORTE EN CO₂ DUCTOS DE MINERALES CONCENTRADOS**
Alí Hernández, Raigbely Urbina
- 90 **AC-15 - EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ABSORCIÓN CO₂ EN LÍQUIDOS IÓNICOS CON CADENAS POLIÉTER POR EL MÉTODO DE LA GOTA COLGANTE**
Lissette Jiménez, Jesús Pastrán, Rainier Maldonado, Alejandra Pérez, Julia Guerra, Susana Zeppieri, Romano Dorta
- 91 **AC-16 - PROPUESTA CONCEPTUAL DE DISEÑO DE UN PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL CON DIETANOLAMINA (DEA)**
César López
- 92 **AC-17 - ESTIMACIÓN DE EMISIONES DE BTEX Y COVS EN UN SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN CON TEG MEDIANTE EL USO DE LA TÉCNICA PVT**
César Serrano, Luis Meléndez, Jowar Peña
- 93 **AC-19 - SECUESTRANTES DE H₂S DEL GAS NATURAL BASADOS EN ARCILLAS MODIFICADAS**
Jeannette Zárraga, Karina Matos, Eduardo González, Francisco Domínguez, Víctor Ferrer, Juan Chirinos
- 94 **AC-20 - REMOCIÓN DE H₂S DE UNA MEZCLA MODELO DE GAS NATURAL UTILIZANDO LÍQUIDOS IÓNICOS**
Juan Chirinos, Darlin Duarte, Darmenia Ibarra, Jeannette Zárraga, Eduardo González, Francisco Domínguez, Víctor Ferrer
- 95 **AC-21 - NUEVOS ADSORBENTES PARA LA REMOCIÓN DE H₂S EN CORRIENTES DE GAS NATURAL BASADOS EN CARBONES HIDROTÉRMICOS**
Alexander Briceño, Carlos Avendaño, Ricardo Harner
- 96 **PO-02 - ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE PARÁMETROS FUNDAMENTALES EN LA SELECCIÓN DE UN COMPRESOR CENTRÍFUGO**
José Brito, José Ruíz
- 97 **PO-03 - CROMATOGRAFÍA DE GASES APLICADA AL GAS NATURAL**
Jorge Lemus
- 98 **PO-04 - METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DEL RIESGO PARA LA EXTENSIÓN DE LA CONTINUIDAD OPERACIONAL DE UNIDADES TURBO COMPRESORAS DE GAS**
Juan Uzcátegui, Adrián Balda
- 99 **PO-05 - EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE VEHÍCULOS DIESEL CON SISTEMAS DE CONVERSIÓN DUALES DIESEL/GNC**
David Goncálves, Ludwig Hernández, Mario Vera, Juan Oropeza, Jonathan Esteves, Erick Guerrero, Reinaldo Reyes, Samer Elmasri

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 100 **PO-06 - IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DEL USO GAS NATURAL EN PLANTAS COMPRESORAS DE OCCIDENTE DE VENEZUELA**
Simón Rodríguez, Mariel Padrino, Camilo González
- 101 **PO-07 - EFECTO DE LA COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL Y LA ADICIÓN DE CO₂ EN EL DESEMPEÑO DE UNA PLANTA DE METANOL**
Albania Villarroel, Julio Altamiranda, Djamel Djaouadi
- 102 **PO-08 - EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE GAS DE SECUENCIAS TERCIARIAS EN FALCÓN CENTRAL, VENEZUELA**
Alejandro Martínez, Ysmarline Rincones, Luis Camposano
- 103 **PO-09 - HERRAMIENTAS Y ESTRATEGIAS PARA EL ÉXITO EN LA RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS EN PLANTAS DE GAS**
Rubén Pérez
- 104 **PO-10 - SISTEMA DE CONTROL AVANZADO PARA LA REGULACIÓN TERMODINÁMICA EN LAS UNIDADES DE FRACCIONAMIENTO DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL**
Alberto Fonseca
- 105 **PO-11 - CÁLCULO DE PROPIEDADES DEL GAS NATURAL**
Gustavo Carrillo, Patricia Guerrero, Waldo Urribarrí
- 106 **PO-12 - DESCOMPOSICIÓN TERMOCATALÍTICA DE METANO SOBRE CARBÓN ACTIVADO: EFECTO DE LA OXIDACIÓN DEL CATALIZADOR**
Álvaro Calafat, Nora Sánchez
- 107 **PO-13 - SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE UN CICLO DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL EN CASCADA USANDO MEZCLAS DE REFRIGERANTES BAJO CONDICIONES TROPICALES**
Gianfranco Rodríguez, Fabiana Arias, María Quintas, Alessandro Trigilio, Sabrina Di Scipio
- 108 **PO-14 - INFLUENCIA DEL CONTENIDO DE LA FASE METÁLICA Y DE LA RELACIÓN SI/GA EN LA ZEOLITA H-[GA] ZSM-5 PARA LA ALQUILACIÓN DE TOLUENO CON METANO**
Zailex García, Joaquín Brito, Marta Mediavilla
- 109 **PO-17 - CLIMATIZACIÓN ALTERNATIVA BIOCLIMATIZADOR**
Renny Paredes, Jesús Quijada
- 110 **PO-18 - RECUPERACIÓN DE ARRASTRE DE PROPANO C3+ EN LA PLANTA DE EXTRACCIÓN SANTA BÁRBARA**
Alberto Madail
- 111 **PO-19 - ANÁLISIS DE EXERGÍA EN PROCESOS DE LIQUEFACCIÓN DE GAS NATURAL PARA POTENCIALES DESARROLLOS EN VENEZUELA**
Ramiro Guerrero, Marco González

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 112 **PO-20 - REACCIÓN DE REFORMADO DE METANO CON VAPOR DE AGUA SOBRE PRECURSORES CATALÍTICOS TIPO ESPINELA E HIDROTALCITA BASE NÍQUEL**
Gregory Bazdikian, Eglé Pietri, Mireya Goldwasser
- 113 **PO-21 - COMPARACIÓN DE PROCESOS DE LIQUEFACCIÓN DE METANO EN TRES ETAPAS AL VARIAR LOS REFRIGERANTES**
José Baldés, Dubraska Rodríguez
- 114 **PO-22 - PROPUESTA DE CRITERIO PARA LA EVALUACIÓN DE SISTEMAS CRIOGÉNICOS CONSIDERANDO ATRIBUTOS MÚLTIPLES**
Gilberto Durán, Dubraska Rodríguez
- 115 **PO-23 - SIMULACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE CICLOS DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL BAJO CONDICIONES TROPICALES**
Alessandro Trigilio, Alexis Bouza, Sabrina Di Scipio
- 116 **PO-24 - SELECCIÓN DE MODELOS TERMODINÁMICOS QUE PREDIGAN ADECUADAMENTE EL COMPORTAMIENTO OPERACIONAL DE UN TREN DE REFRIGERACIÓN CON PROPANO**
Pedro Salazar
- 117 **TD-01 - GENERACIÓN DE CORRELACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA Y RIQUEZA DEL GAS (GPM) EN GASES PROVENIENTES DE SEGREGACIONES EN LAS SALIDAS DE LOS SEPARADORES GENERALES EN LAS ESTACIONES DE FLUJO PERTENECIENTES A LOS CAMPOS SAN JOAQUÍN, GUARIO Y EL ROBLE, ANACO, VENEZUELA**
Crismary Castro, Newmanforth Rodríguez
- 118 **TD-02 - CONSIDERATIONS ON THE SELECTION OF PROTECTIVE AND CONCRETE WEIGHT COATING OF SUBSEA GAS EXPORT PIPELINE**
Carlos Fernández, Raúl Borja, Hilario Leal
- 119 **TD-03 - METODOLOGÍA DE DISEÑO CONCEPTUAL DE TUBERÍAS SUBMARINAS, CASO ESTUDIO: TUBERÍA DE RECOLECCIÓN DEL CAMPO PATAO**
Jesús Figueroa, Alexandra Carreño, Yobiris Rigual, Milton Lara, Maribel Suárez
- 120 **TD-04 - DESARROLLO DEL PROYECTO AUTOGAS EN VENEZUELA**
Ramón Córdova
- 121 **TD-05 - SIMULADOR DE REDES DE GASODUCTOS MEDIANTE EL MÉTODO DE LAS CARACTERÍSTICAS**
Vladimir Delgado
- 122 **TD-06 - ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA SELECCIÓN DE RUTA DEL GASODUCTO CAMPO PERLA, ESTACIÓN KM 217**
Elena Martín, Francisco Javier Fernández

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 123 **CO-01 - EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE VEHÍCULOS CON SISTEMAS BICOMBUSTIBLES GNV Y GASOLINA**
Carlos Villegas, David Goncálves, Juan Oropeza, Mario Vera, Ludwig Hernández, Jonathan Estéves
- 124 **CO-02 - PROPUESTA PARA OPTIMIZAR EL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE DATOS DE MEDICIONES DE GAS NATURAL PARA LA FISCALIZACIÓN DEL MPPPM**
Oscar Guevara, Sabrina Di Scipio
- 125 **CO-03 - LA INTERCAMBIABILIDAD EN LA COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO EN VENEZUELA**
Alaiza Balza, Mariel Padrino, Adriana Miaja
- 126 **CO-04 - COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO VENEZOLANO EN CENTROAMÉRICA**
Rubén Pérez, Marco González
- 127 **CO-05 - LA GERENCIA DE CADENA DE SUMINISTRO (GCS) Y SU APOORTE AL DESARROLLO DE LA PARTICIPACIÓN REGIONAL Y NACIONAL EN LOS PROCESOS DE DEMANDA DE LA CADENA DE VALOR DEL GAS COSTA AFUERA**
Jesús Arenas
- 128 **CO-06 - GESTIÓN DE PROYECTOS TECNOLÓGICOS: UN MODELO PROPUESTO**
Inmer Leal
- 129 **CO-07 - NUEVAS OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS DE GAS EN EL ÁREA DE ROBLOTE, DISTRITO ANACO, VENEZUELA ORIENTAL**
Glady Mar Montoya, Mario Zambrano, Anahy Finno, Michell Sequera, Ramón Grillet
- 130 **CO-09 - EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL GAS EN VENEZUELA PARA RESALTAR SU VALOR ENERGÉTICO, DIRIGIDO A ALUMNOS Y DOCENTES**
José Velásquez
- 131 **CO-10 - MEJORES PRÁCTICAS PARA TRANSFORMAR LA GESTIÓN INTEGRAL DE ACTIVOS EN LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL COMO ESTRATEGIA DE NEGOCIOS EN UN CENTRO DE RENTABILIDAD**
Glenda Gutiérrez
- 132 **CO-11 - EFFICIENCY IN DOMESTIC GAS PRODUCTION & UTILIZATION IN NIGERIA AND OTHER GAS EXPORTING COUNTRIES [GEC]**
Garba Alí, Eunnyeong Heo
- 133 **CO-12 - LA INTEGRACIÓN COMO ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO GASÍFICO Y PETROQUÍMICO VENEZOLANO**
Vladimir Díaz

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 134 **CO-13 - SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON EL GAS NATURAL VENDEADO EN EL BLOQUE T-7 DEL MUNICIPIO LAGUNILLAS, ESTADO ZULIA**
Yufriner González, Rosángel Gordillo
- 135 **CO-14 - METHANE DEHYDROAROMATIZATION: POSIBLE INVOLVEMENT FOR CO-UPGRADING NATURAL GAS AND PETROLEUM COKE**
Jorge Laine
- 136 **GS-01 - EXTENSIÓN DE RED DOMÉSTICA Y CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS INTERNAS, SECTOR LOS PINOS FASE I, MUNICIPIO PALAVECINO, ESTADO LARA**
Moisés Cárdenas, José González
- 137 **GS-02 - EVALUACIÓN DE COSTO-BENEFICIO DE LA INSTALACIÓN DE REDES DE GAS EN EL PROYECTO DE GASIFICACIÓN DOMÉSTICA CASO: URB. JOSÉ TADEO MONAGAS, PARROQUIA ALTOS DE LOS GODOS, MUNICIPIO MATURÍN, ESTADO MONAGAS (PARA EL PERÍODO: 01-07-2013 AL 31-07-2016)**
Williams Ruíz
- 138 **GS-03 - GESTIÓN AMBIENTAL EN PROYECTOS DE GASIFICACIÓN NACIONAL**
Alejandra Zamora, Mirlay Herrera
- 139 **GS-04 - AUTOMATIZACIÓN DE UN PROCESO DE BIODIGESTIÓN EN LA UNIVERSIDAD BOLIVARIANA DE VENEZUELA, PARROQUIA SAN SIMÓN, MATURÍN, ESTADO MONAGAS, AÑO 2014**
Carlos López, Fanny Martínez, Oscar Paredes
- 140 **GS-05 - GASIFICACIÓN Y BIODIGESTIÓN ANAERÓBICA DE LA BIOMASA RESIDUAL EN ZONAS AISLADAS DE VENEZUELA**
Martín Durán
- 141 **GS-07 - IMPACTO DE LA GASIFICACIÓN CON POLIGENERACIÓN DE COQUE EN LOS PROCESOS DE MEJORAMIENTO Y REFINACIÓN DE CRUDO EN EL CIJAA**
Nelson Carrión, Luis Prado, Rubén González, Rhoda Millán, Fidel Pérez
- 142 **MR-01 - MARCO REGULATORIO DEL GAS EN VENEZUELA Y SU IMPORTANCIA EN LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL**
Ileana Jiménez
- 143 **MR-03 - REVISIÓN FISCAL DE LOS VOLÚMENES DE GAS USADOS COMO MÉTODO ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**
Germán Márquez
- 144 **MR-04 - CONTROL FISCAL DE LA CALIDAD DEL GAS DE USO DOMÉSTICO EN LA REGIÓN ZULIANA**
Germán Márquez, Maureen Rodríguez

TABLA DE CONTENIDO | VISIÓN TECNOLÓGICA

- 145 **MR-05 - DEBILIDADES EN POLÍTICAS PÚBLICAS AMBIENTALES EN EL APROVECHAMIENTO DE HIDROCARBUROS GASEOSOS**
Oscar Gómez
- 146 **MR-06 - SOCIALIZACIÓN DEL CONOCIMIENTO EN EL ÁREA DE GAS A TRAVÉS DEL SERVICIO COMUNITARIO “AULA GASÍFERA”**
Johliny Casanova, Adriana García, Carmen López, Luis García, Miguel Ríos
- 147 **MR-07 - RESTAURACIÓN DE LAS MÁRGENES IMPACTADAS EN LOS RÍOS MEMO Y MITARE EN LA RUTA NURGAS PARA LA PROTECCIÓN DE GASODUCTOS**
Francisco Feo, Mirlay Herrera, Omar Depablos
- 148 **MR-08 - EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE AGUAS DE PRODUCCIÓN MANEJADAS EN UN CENTRO OPERATIVO DE LA FAJA PETROLÍFERA “HUGO CHAVEZ” Y UNA PROPUESTA DE POSIBLES TRATAMIENTOS PARA SU REUSO EN GENERACIÓN DE VAPOR**
Nihumar Adames, Aniuska Leal, Maritsel Vegas, Carmen Solano, Exmirna Castillo, Juan Figueras
- 149 **MR-10 - PLAN ESTRATÉGICO PARA MINIMIZAR LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA EN LA ACTIVIDAD PETROLERA**
Tivisay Hernández, Oscar Castillo
- 150 **MR-11 - LA GESTIÓN AMBIENTAL Y LOS ESCENARIOS GASÍFEROS EN VENEZUELA**
Tivisay Hernández, Oscar Castillo, Saidth Castillo
- 151 **MR-12 - RASGOS DE LA ÉTICA EMPRESARIAL BASADOS EN EXIGENCIAS, PRÁCTICAS Y ACCIONES FUNDAMENTADAS EN LA CONCIENCIA MORAL: UN CASO DE APLICACIÓN EN LAS GRANDES EMPRESAS DEL SECTOR PETROLERO**
Cristina Seijo
- 153 **RESEÑA DE EVENTOS ANTERIORES, I JORNADA TÉCNICA DE MANEJO Y ACONDICIONAMIENTO DE GAS NATURAL**
- 158 **RESEÑA DE EVENTOS ANTERIORES, II JORNADA TÉCNICA DE GAS NATURAL**

ESTUDIO MINERALÓGICO DE LAS ARCILLAS PRESENTES EN LA FORMACIÓN MEREURE DEL CAMPO SAN JOAQUÍN EN EL ÁREA MAYOR DE ANACO

Carlos González
PDVSA GAS

Xileyces Berdugo
PDVSA GAS

Yilsa López*
PDVSA GAS

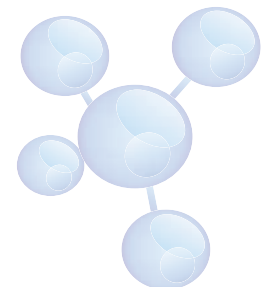
Israel Estrada
UNIVERSIDAD DE ORIENTE

RESUMEN

EX-01

Conocer la distribución de las arcillas en zonas productoras resulta una información valiosa para el planteo de una actividad de subsuelo (perforación, completación y/o estimulación de pozos). El campo San Joaquín del Distrito Gas Anaco es uno de los más importantes productores de gas en el cual, gran parte de los yacimientos se encuentran en la Formación Mereure. Por ello, surge la necesidad de tener un estudio mineralógico de las arcillas presentes con la intención de tener herramientas para el uso y diseño eficiente de los fluidos de perforación y completación que se emplearán en los pozos. Este estudio se realizó considerando la información existente de los estudios y análisis de los registros de Gamma Ray Espectral tomados de 38 pozos en el área. Se realizaron bases de datos con las relaciones de Torio, Uranio y Potasio, separando los 28 intervalos que integran la Formación Mereure en 7 Megasecuencias producto del proyecto de unidades hidráulicas un estudio anterior, desde la Megasecuencia A (tope) hasta la Megasecuencia G (base). Con la información analizada, se describen los principales minerales presentes en la formación, tales como la caolinita, illita, montmorillonita y clorita. Se observó que el mineral que exhibió la mayor predominancia en toda la columna estratigráfica fue la caolinita, lo cual debe considerarse cuando se propone un trabajo de subsuelo o estimulación. Con la ayuda de los mapas de ambientes existentes en la zona se pudo generar la tendencia deposicional de las arcillas, lo que permitió establecer un parámetro de orientación y delimitar zonas de arcillas predominantes. Este resultado pudiera contribuir a generar un criterio de selección y diseño de tipos de fluidos adecuados para mantener una mejor armonía en el proceso de perforación y evitar futuros daños a la formación.

Palabras claves: Arcillas, Mineralógico, Mereure, San Joaquín, Megasecuencias.



*Correo electrónico: lopezyd@pdvsa.com

EFECTO DE LA INTERACCIÓN DE LA MEZCLA CO₂+ N₂ DE INYECCIÓN CON LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO

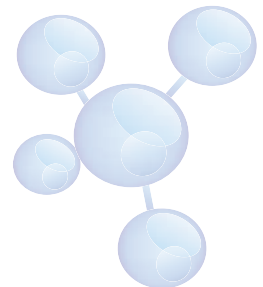
José García *
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

EX-02

El gas natural es una atractiva y abundante fuente de energía que en Venezuela debe ser valorizada prioritariamente en el mercado interno. En este sentido, la industria petrolera está desarrollando tecnologías que permitan sustituirlo como gas de inyección, sin afectar la producción de crudo. Una serie de pruebas estáticas de primer contacto a escala laboratorio con dos (2) muestras de crudo muerto, representativas del área del norte de Monagas, se llevaron a cabo a condiciones de presión y temperatura de ensayo que simulan condiciones de campo y el análisis de las propiedades físicas y químicas de los residuos de reacción para estudiar el comportamiento de los fluidos de yacimiento en un proceso de inyección con CO₂, N₂ y sus mezclas. Las muestras se caracterizaron geoquímicamente, resultando que su composición está controlada por las condiciones del ambiente sedimentario. A las condiciones de P y T del dominio experimental en que fueron realizadas las pruebas estáticas de primer contacto, existen condiciones de miscibilidad en la mayoría de los ensayos. El modelo estacionario indica pequeñas variaciones en algunas de las propiedades físicas y químicas de los crudos estudiados por el proceso de inyección de gases CO₂+N₂.

Palabras claves: Fluidos de Yacimiento, Dióxido de Carbono (CO₂), Nitrógeno Molecular (N₂).



* Correo electrónico: garciajak@pdvsa.com

INTERPRETACIÓN DE RAMPAS CARBONÁTICAS ASOCIADAS A PALEOISLAS DURANTE EL OLIGOCENO-MIOCENO EN EL GOLFO DE VENEZUELA. CASO DE ESTUDIO: CAMPO PERLA

Disnahir Pinto*
PDVSA

Nakarí Díaz
PDVSA

Gizelle Tang
PDVSA

Alejandro Arends
PDVSA

Rafael Ramírez
PDVSA

Luis Pomar
UNIVERSITAT DE LES ILLES BALEARS
ESPAÑA

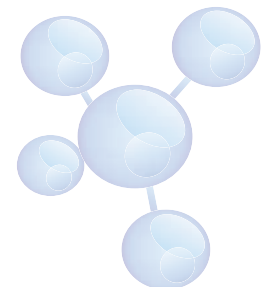
Víctor Padrón
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

RESUMEN

EX-03

Se realizó el estudio de la sucesión carbonática depositada en los períodos Oligoceno tardío - Mioceno temprano en el área nororiental del golfo de Venezuela, para analizar las características sedimentológicas y obtener una visión generalizada del modelo sedimentológico evolutivo del área. Se analizaron y describieron 260 secciones finas de los núcleos de los pozos W-2, W-3, W-4 (área de Perla) y WG-1 (área de Coral). Asimismo, se revisó y discutió sobre la descripción macroscópica de 1.875 pies de núcleos de los pozos mencionados, lo cual se correlacionó con los registros eléctricos de todos los pozos del área y se interpretó con fines sismoestratigráficos. Se determinaron las lito y microfacies carbonáticas, su distribución vertical y lateral. Luego, se ajustó la correlación entre los pozos y se definió el modelo depositacional. Posteriormente, se interpretó la sísmica 2D y 3D del área para seguir las facies sísmicas de las áreas de Perla/Coral y así extender la interpretación a lo largo del golfo de Venezuela. El modelo sedimentológico para el Alto de Perla se definió como una Rampa Carbonática Distalmente Inclinada. Sin embargo, el análisis regional integrado de los datos sugiere el desarrollo de calizas rodalgales que se depositaron en rampas bordeando paleoislas. Así, se propone que la sedimentación carbonática ocurrió sobre altos estructurales ó paleoislas preexistentes (basamentos), separadas por depresiones donde hubo depósitos de calizas detríticas (resedimentadas) y lutitas calcáreas provenientes de fábrica carbonática "in situ" de altos estructurales. Con este estudio se establece la paleogeografía para el Oligoceno tardío – Mioceno temprano del área y en ella se observa una zona de alineación (Trend) de depósitos carbonáticos con facies sísmicas similares a las calizas rodalgales encontradas en los pozos Perla y Coral, estableciendo áreas de interés prospectivo con oportunidades que aumentan el potencial hidrocarburífero del área.

Palabras claves: Paleoislas, Golfo de Venezuela, Campo Perla, Calizas Rodalgales, Oligoceno tardío – Mioceno temprano.



*Correo electrónico: pintod@pdvsa.com

SEQUENCE STRATIGRAPHIC ANALYSIS TO DEFINE THE SPATIAL AND TEMPORAL DISTRIBUTION OF PETROLEUM SYSTEM IN GULF OF VENEZUELA

Nakarí Díaz*
PDVSA

Gizelle Tang
PDVSA

Disnahir Pinto
PDVSA

Alejandro Arends
PDVSA

Rafael Ramírez
PDVSA

Octavian Catuneanu
UNIVERSITY OF ALBERTA UNITED STATES OF
AMERICA

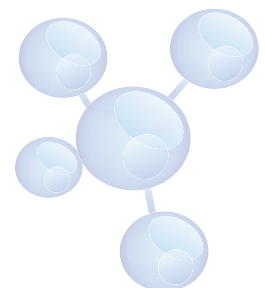
Bernard Colleta
BEICIP FRANLAB FRANCE

ABSTRACT

EX-04

An evaluation of petroleum systems in Gulf of Venezuela (GOV) was performed based on an integration of seismic and well data into a comprehensive sequence stratigraphic analysis. This study includes a prediction of spatial and temporal distribution of reservoirs, seals, and source rocks. Two distinct petroleum systems have been identified: a Cretaceous system with a Cenomanian-Campanian source rock, and a Cenozoic system with hypothetical Miocene source rock. GOV presents high tectonic complexity that controls the geometry and distribution of sedimentary sequences. The Urumaco Trough is the most important structural element that separates two sub-basins with different stratigraphic architectures. One sub-basin is located in the Southern and Southwestern areas of GOV, where the stratigraphic succession includes Early Cretaceous (SK1), Late Cretaceous (SK2), Paleocene (SP), Eocene (SE), Oligocene (SO), Miocene (SM) and Miocene-Pliocene (SMP) second-order depositional sequences. The second sub-basin is located in the Northern and Northeastern areas of the area, with a stratigraphic succession that includes Oligocene (SO), Miocene (SM) and Miocene-Pliocene (SMP) second-order depositional sequences. The SK1 sequence consists of a calcareous succession deposited on a carbonate ramp within the tectonic setting of a passive continental margin, and includes both reservoir and source rocks. The end of the passive margin stage is marked by the top of the SK2 sequence, which also constitutes the seal of the Cretaceous-age petroleum system. The sequence boundary defined at the base of the SM sequence in the Northeastern part of the GOV marks a significant facies variation from siliciclastic to carbonate facies. Notably, the carbonates Oligocene-Miocene are missing in the Southwestern sub-basin. The SM sequence contains the reservoir and seal rocks of the Cenozoic petroleum system, which are critical to the future exploration strategy of GOV.

Keywords: Sequence Stratigraphic, Gulf of Venezuela, Petroleum System.



* Correo electrónico: diazdx@pdvsa.com

MODELO GEOLÓGICO DEL PROSPECTO DE GAS BACH 129 EN EL ÁREA DE TÍA JUANA LAGO, CUENCA DE MARACAIBO, ESTADO ZULIA

Marcos Molina*
PDVSA

RESUMEN

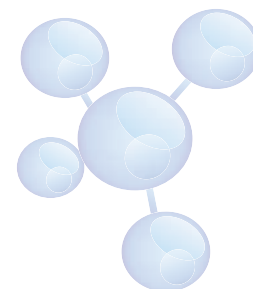
EX-05

El Prospecto de Gas BACH 129, pertenece al campo Tía Juana Lago, el cual se ubica al noroeste de la Cuenca de Maracaibo en el área de explotación Mioceno Norte del campo Costanero Bolívar, entre las áreas de Lagunillas y Tía Juana, comprende un área de 82 acres, con un GOES estimado de 2.099 MPCN y un factor de recobro de 70 %. Estratigráficamente se ubica dentro de las arenas no consolidadas del Miembro Bachaquero (en la Unidad Informal de Bachaquero Inferior) de la Formación Lagunillas y se limita superficialmente a una pequeña zona dentro del área operacional del LL-05 de PDVSA Occidente. El Prospecto de Gas BACH 129 comprende una acumulación de gas natural no asociado y está clasificada oficialmente como reservas probables (prospecto serie 100). Con el desarrollo de este estudio se determinó, a partir de los datos disponibles, el modelo geológico del Prospecto de Gas BACH 129 en las arenas del Miembro Bachaquero del Área de Tía Juana Lago, Cuenca de Maracaibo. Se establecieron los modelos estratigráfico, sedimentológico y estructural, generando correlaciones estratigráficas, estructurales y la identificación de electrofacies junto con las características petrofísicas del yacimiento. Así mismo, se definieron nuevos límites estructurales, sedimentológicos y se comprobó una mayor área de las acumulaciones de gas (271 acres). Finalmente, se plantea la reclasificación del Prospecto de gas BACH 129 a un yacimiento de gas de reservas probadas.

Palabras claves: Gas Natural no Asociado, Reservas, Modelo Geológico, Límites Estructurales y Sedimentológicos.



*Correo electrónico: molinamn@pdvsa.com



RIESGOS GEOMORFOLÓGICOS DEL LECHO MARINO DE LOS CAMPOS MEJILLONES Y RÍO CARIBE, PROYECTO MARISCAL SUCRE, NORTE DE PARIA, VENEZUELA

Andrés Valencia*
PDVSA COSTA AFUERA

Rennis Maita
PDVSA COSTA AFUERA

Juan Mejía
PDVSA COSTA AFUERA

Mario Alfonso
PDVSA COSTA AFUERA

Edgar Corzo
PDVSA COSTA AFUERA

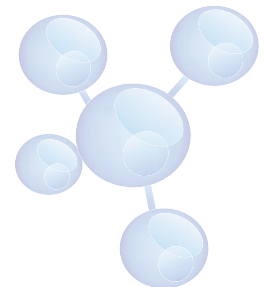
Einstein Guerrero
PDVSA COSTA AFUERA

RESUMEN

EX-09

El Proyecto Mariscal Sucre representa el primer desarrollo gasífero costa afuera con esfuerzo propio de PDVSA y es el encargado de desarrollar cuatro campos de gas no asociado: Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe. En este sentido, se realizó un levantamiento de datos de geofísica marina superficial con el fin de caracterizar el fondo marino y describir riesgos geológicos que pudiesen interferir en las actividades de desarrollo, diseño e instalación de estructuras. El levantamiento se realizó utilizando perfiladores de fondo, sonar de barrido lateral, ecosonda multihaz y magnetómetro, a través de un diseño de adquisición eficiente que garantizó la cobertura total del área de interés. Los datos de batimetría multihaz arrojaron profundidades que oscilan entre los 75 y 110 m referidas al NMM. Una de las características más relevantes encontradas a lo largo del área de estudio, es la presencia de cráteres y/o "pockmarks", los cuales pudiesen estar asociados al escape de gas; sin embargo, no se encontraron evidencias claras de los mismos en los perfiladores de fondo. Otro rasgo interesante en el fondo marino, sobre todo en el campo Mejillones, es la presencia de elevaciones abruptas que fueron definidas como pináculos, que en algunos casos alcanzan elevaciones de hasta 10 m sobre el fondo. Estos rasgos geomorfológicos fueron identificados con los perfiladores de fondo al interpretarse el primer reflector u horizonte. Según los valores de reflectividad mostrados en el mosaico de sonar de barrido lateral, junto con las correlaciones entre las perforaciones geotécnicas y los perfiladores de fondo, se pudieron definir dos posibles tipos de materiales que conforman el fondo marino: sedimentos finos y recientes, asociados a la zonas de baja reflectividad y material arenoso con contenido carbonático, asociado a zonas de alta reflectividad. Finalmente, todos estos rasgos y características geomorfológicas son definidos y cartografiados, en función a la ubicación preliminar de las estructuras, a fin de que sirvan de soporte técnico para la futura toma de decisiones durante el diseño detallado de la ingeniería y la posterior instalación de las estructuras.

Palabras claves: Riesgos, Cráteres, Pináculos, Toma de Decisiones.



*Correo electrónico: valenciaaa@pdvsa.com

POTENCIAL GASÍFERO DEL GOLFO DE PARIA, LICENCIA DE GAS NO ASOCIADO, GOLFO DE PARIA OESTE Y BLOQUE PUNTA PESCADOR

Igor Molina*
PETROSUCRE

RESUMEN

EX-10

Kenny Rondón
PETROSUCRE

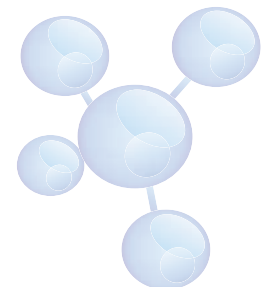
Rosmery Sánchez
PETROSUCRE

Adriana González
PETROSUCRE

Gemma Torres
PETROSUCRE

Debido al crecimiento de la demanda de energía a nivel mundial y específicamente el golfo de Paria se encuentra ubicado al este de Venezuela, limitando al sur con el Delta del Orinoco, al Norte con la extensión de la Cordillera de la Costa y la Boca de Dragón, al Oeste, con los estados Monagas y Sucre y al Este con el límite marítimo internacional con Trinidad y Tobago. Dentro del golfo existen cuatro empresas mixtas operadoras, siendo Petrosucre, la encargada del manejo de la licencia Pariagas, la cual tiene como objetivo principal, la explotación de una parte importante del gas no asociado (GNA). El proyecto Pariagas comprende los bloques de Petrosucre y de Punta Pescador. En el primero de éstos, los pozos de avanzada Corocoro 1A, 2A Y 3A, confirmaron la presencia de acumulaciones importantes de gas en las arenas superiores del campo Corocoro; 70H, 70I, 80A, 80C, 90A y 120E, correspondientes a la Formación Las Piedras de edad Plioceno. Por otra parte, existen dentro del mismo bloque dos (2) "leads" que pudiesen sugerir la presencia de volúmenes adicionales e importantes de gas, como son: Lamparosa, Roncador, Corocoro Sur. Adicionalmente, en el bloque Punta Pescador, el pozo Morocoto 1X, perforado en el año 1998, descubrió cinco (5) potenciales zonas gasíferas, dentro de las Formaciones La Pica y Las Piedras de edad Mioceno/Plioceno, respectivamente. Por otra parte, a través del análisis preliminar de los datos sísmicos, se observó la presencia de dos (2) "leads", denominados Payara y Curvinata. Este proyecto busca resaltar el potencial gasífero existente en el área del golfo de Paria, con el fin de apalancar el mercado nacional, y a su vez, planificar su desarrollo en plena armonía con el ambiente. De acuerdo a los datos disponibles, se estima que los volúmenes presentes de gas no asociado podrían alcanzar 1.3TCF aproximadamente, cuyo inicio de la perforación, se espera para el año 2016.

Palabras claves: Gas no Asociado, Lead, Petrosucre, Punta Pescador, Golfo de Paria.



*Correo electrónico: molinaip@petrosucre.pdvsa.com

BÚSQUEDA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES “LUTITAS GASÍFERAS DE EXTENSIONES PRODUCTIVAS”: PRIMEROS PASOS EN EL CAMPO SIPORORO, ESTADO PORTUGUESA, VENEZUELA

Ángel Carmona *
PDVSA

Anabell Blanco
PDVSA

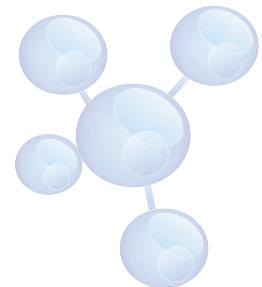
Jean RANGEL
PDVSA

RESUMEN

EX-11

En los últimos años, la exploración de yacimientos no convencionales está recibiendo atención alrededor del mundo, debido a los crecientes precios del petróleo y del gas. Además, el gas de lutitas sigue siendo uno de los temas más candentes en la industria petrolera. Este trabajo presenta un enfoque integrado para analizar la prospectividad de los yacimientos no convencionales en las formaciones Paguey y Navay del campo Sipororo, utilizando la información disponible. Este artículo documenta también el flujo de trabajo utilizado para caracterizar estos yacimientos no convencionales. Examinará en detalle la interpretación de registros eléctricos, basado en la integración con los datos experimentales de núcleo y rípios. Registros, estudios geoquímicos, sedimentológicos y análisis petrofísico se utilizaron para discretizar la presencia o la existencia o no de gas dentro de estos yacimientos no convencionales en Portuguesa, Formación Paguey, Formación Navay y Formación Burguita. Esta es la primera vez que estos objetivos se están estudiando seriamente. Por lo tanto, las formaciones más confiables según los resultados obtenidos son la Formación Navay (principalmente Miembros La Morita) y la Formación de Burguita. Este gas de lutita puede definirse como extensiones productivas (Plays) para la futura explotación de hidrocarburos. La caracterización precisa de un yacimiento no convencional es un proceso largo y son necesarios recursos adicionales para lograrlo. Actualmente, la División Boyacá de PDVSA no tiene planes para explotar yacimientos no convencionales en el área. Sin embargo, PDVSA conoce que los reservorios de Gas Natural productores reales son finitos y hay una cuota de producción que debe alcanzarse cada año con el fin de proveer la demanda de la región para la generación eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional. Por lo tanto, PDVSA está llevando a cabo investigaciones adicionales en búsqueda de nuevas oportunidades de hidrocarburos gaseosos naturales, que hasta ahora con la información disponible se obtienen conclusiones importantes. Por lo tanto, es importante llevar a cabo más estudios que sean útiles para demostrar la prospectividad de estas extensiones y tener herramientas para el futuro inminente.

Palabras claves: Yacimientos No Convencionales, Lutitas, Formaciones, Plays.



*Correo electrónico: carmonaao@pdvsa.com

RETOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO DEL CAMPO PERLA EN VENEZUELA

Aaron Rampersad*
CARDON IV

Felice D'Alterio
CARDON IV

Paolo De Visintini
CARDON IV

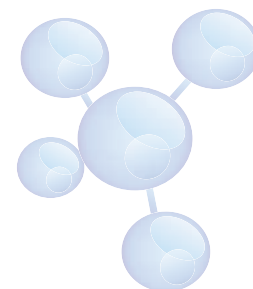
Isabela Rivas
CARDON IV

RESUMEN

EX-12

El objetivo principal de este trabajo es mostrar los resultados de los estudios llevados a cabo en el campo Perla, con la finalidad de comprender sus propiedades y de esa manera, caracterizar mejor el yacimiento. La calidad de la sísmica es buena, pero sin la aplicación del conocimiento sedimentológico durante la interpretación es muy fácil pasar por alto elementos importantes para la definición de los límites del yacimiento. Sin embargo, el tope del yacimiento es identificado como un reflector fuerte en todo el volumen sísmico; el cual se interpreta como un límite de secuencia. Para definir el límite del yacimiento, la interpretación de la base es también crucial. A diferencia del tope, la base no está claramente definida con un rasgo sísmico en particular, debido a que ésta puede ser un pico o un valle, dependiendo de qué tipo de sedimentos están por debajo del yacimiento. Uno de los problemas, es la ausencia de un contraste acústico en los carbonatos con porosidad alta. En esas áreas, la Impedancia Acústica es muy cercana a la de la lutita como resultado de las limitaciones de la sísmica convencional para mostrar el límite exacto entre la lutita y el carbonato. Debido a que el Gradiente de AVO puede ser relacionado al módulo de Poisson, se generó un volumen de gradiente con la finalidad de afinar la interpretación y tratar de localizar el tope real del carbonato. A diferencia de muchos campos alrededor del mundo, Perla tiene variaciones de velocidad tanto lateral como verticalmente; las cuales traen consigo retos para la conversión de tiempo a profundidad. En este caso, los métodos típicos para la conversión no han sido válidos para considerar todos los rasgos geológicos que contribuyen a las variaciones de velocidad. Se usó un método de interpretación controlada en la cual, cada elemento geológico se mapeó e introdujo dentro del modelo, lo que aportó resultados favorables. Un estudio integrado usando datos sísmicos, geoquímicos y geológicos concluyó que la fuente del CO₂ está relacionada al basamento. El campo Perla, es uno de los descubiertos de gas más grandes en el área de Costa Afuera de Venezuela y puede ser usado como un análogo excelente para el entendimiento y la caracterización de otros yacimientos en áreas adyacentes.

Palabras clave: Gas, Porosidad, Carbonatos.



*Correo electrónico: aaron.rampersad@cardon4.net.ve

Filippo Bertolo *
CARDÓN IV

RESUMEN

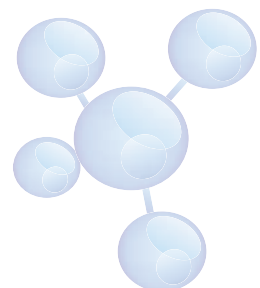
EX-13

Ybrendiz Rojas
CARDÓN IV

Felice D'Alterio
CARDÓN IV

El yacimiento MIO-PERLA 1 del campo Perla es un reservorio gigante de gas condensado ubicado en el Golfo de Venezuela, descubierto en el año 2009 por el pozo Perla-1X. Un total de 5 pozos fueron perforados en la fase de evaluación del campo, donde se tomaron tres núcleos y muestras para análisis PVT en todos los pozos. Para la evaluación de esquemas de explotación, a fin de maximizar el recobro final del campo, es necesaria la construcción de un modelo dinámico y un flujograma de trabajo que pueda ser utilizado luego de la adquisición de nueva información. Para la creación del modelo, se integraron en conjunto todos los estudios realizados, como la generación de la ecuación de estado y las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa. Se ajustaron los resultados de las pruebas de producción realizadas en la fase de evaluación de los 5 pozos perforados en el campo, haciendo énfasis en el comportamiento de las presiones de fondo y los caudales medidos en las pruebas e incorporando los resultados del análisis de las pruebas de presión para el ajuste de los parámetros de flujo. Ha sido fundamental considerar en la simulación numérica, la red de superficie, con el fin de estimar el recobro de gas y condensado del campo, considerando la presión de entrega a la planta en tierra. La generación del modelo se orientó hacia la evaluación de los escenarios de explotación conforme al contrato de venta del gas, que prevé un aumento escalonado en la producción iniciando en 150 MMPNCD hasta 1200 MMPCND, con la construcción de cuatro plataformas de producción y hasta 26 pozos productores. Este flujo de trabajo servirá de línea base para el proceso de actualización del modelo dinámico, posterior a adquisición de nueva información proveniente de la perforación de nuevos pozos y la puesta en producción del campo.

Palabras claves: Modelo Dinámico, Gas Condensado, Red de Producción.



* Correo electrónico: filippobertolo@cardon4.net.ve

APLICACIONES DE LA GEOQUÍMICA ISOTÓPICA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ORIGEN DE LOS GASES NO HIDROCARBUROS DEL CAMPO PERLA, SUB BLOQUE CARDÓN IV-OESTE

Fernando Valencia*
CARDÓN IV

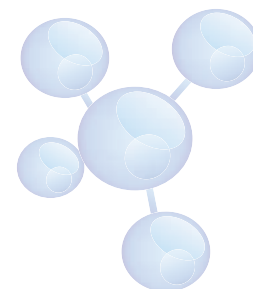
Felice D'Alterio
CARDÓN IV

RESUMEN

EX-14

Los yacimientos de gas natural están compuestos principalmente por mezclas de hidrocarburos esencialmente puros como metano (CH_4), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), etc., y por cantidades variables de gases no hidrocarburos como el dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2), ácido sulfhídrico (H_2S), entre otros, cuya procedencia y entorno geológico pueden llevar a concentrarlos en cantidades importantes. Dependiendo de las cantidades en las que se encuentren los gases no hidrocarburos en el gas natural, se tendrá un gas de menor o mayor calidad energética, ya que estos disminuyen la capacidad calorífica del gas (< BTU) y adicionalmente, de hallarse en cantidades importantes, conllevan el diseño de infraestructuras complejas para su remoción y disposición final; por lo tanto, resulta necesario caracterizar geoquímicamente el gas natural para identificar los orígenes de sus componentes y de esta manera, tener una idea de su distribución a lo largo del yacimiento. Los análisis químicos realizados a las muestras de gas de los pozos perforados en el campo Perla detectaron muy bajas concentraciones de los gases no hidrocarburos, excepto por el CO_2 , que aunque no se encuentra en cantidades exorbitantes, si presenta concentraciones importantes (0,6 – 3,8 %) y sobremanera una alta variabilidad a lo largo del campo. Para determinar el origen del CO_2 en el campo, se llevó a cabo un análisis isotópico del carbono ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$), cuyo valor refleja los procesos originarios del CO_2 que permitieron tal fraccionamiento isotópico. Este estudio arrojó que el CO_2 presente en el yacimiento es de origen inorgánico; es decir, desvinculado del sistema petrolero. Para complementar tal aseveración y discriminar que tipo de fuente inorgánica dio origen al CO_2 , se procedió a realizar un análisis isotópico de los gases nobles ($^3\text{He}/^4\text{He}$, $^{20}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$, $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$, etc.), que corroboró la procedencia inorgánica y estableció dos principales fuentes de generación como son: desgasificación magmática y disolución de carbonatos.

Palabras claves: Gases no Hidrocarburos, Análisis Isotópico, Campo Perla, CO_2 Inorgánico.



*Correo electrónico: fernando.valencia@cardon4.net.ve

CARACTERIZACIÓN METEOROLÓGICA Y OCEANOGRÁFICA PARA EL DISEÑO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN COSTA AFUERA DEL PROYECTO MARISCAL SUCRE (PMS) NORTE DE PARIA, VENEZUELA

José Ortega*
PDVSA COSTA AFUERA

Adriana Durango
PDVSA COSTA AFUERA

Efrin Totesaunt
PDVSA COSTA AFUERA

María Roa
PDVSA COSTA AFUERA

Jhon Contreras
PDVSA COSTA AFUERA

Emmanuel Rodríguez
PDVSA COSTA AFUERA

Rennis Maita
PDVSA COSTA AFUERA

Juan Mejía
PDVSA COSTA AFUERA

RESUMEN

PR-01

Para el desarrollo de la producción gasífera costa afuera que impulsa PDVSA, la cual incluye el desarrollo de los campos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe y enmarcados dentro del proyecto Mariscal Sucre (PMS), resulta imperativo el estudio integral de las condiciones meteorológicas y oceanográficas como insumo para el robustecimiento de registros históricos y modelos estadísticos en apoyo al diseño, implantación y operatividad de facilidades de producción. En este sentido, se evaluaron las condiciones meteorológicas y oceanográficas para el diseño de facilidades de producción costa afuera del Proyecto Mariscal Sucre (PMS). Durante el estudio, se definieron estaciones de monitoreo en el área de los campos (aguas arriba) y estaciones cercanas a la costa. El estudio se realizó mediante la instalación de perfiladores de corrientes ADCP y boyas meteoceanográficas con capacidad de medir corrientes a diferentes capas, oleaje y viento. Las mediciones continuas se realizaron durante un período aproximado de dos (2) años. La magnitud promedio de las corrientes superficiales (0–10 m) fue de 0,10-0,30 m/s, exhibiendo una marcada tendencia direccional hacia el Oeste (O). La magnitud en general fue mayor en las estaciones situadas más al Norte, respecto a las exhibidas cerca de la costa. En las capas medias (20- 50 m) y profundas (50-77 m) de la columna de agua, la magnitud promedio fue de 0,10-0,20 m/s y 0,10m/s respectivamente, con una tendencia direccional Este–Estesureste (E-ESE). Las máximas velocidades con magnitudes de 1,10-1,15 m/s en la capa superficial de las estaciones situadas más al Norte; mientras que para las estaciones cercanas a la costa, exhibieron valores de 0,5-0,7 m/s. Este comportamiento se atribuye a la influencia de las corrientes superficiales: Nor-ecuatorial, norte del Brasil y las corrientes de Guayana; las cuales se desplazan desde el Este y Sur, convergiendo cerca de la isla de Trinidad. La altura promedio de ola significativa (H_s) fue de 1,21 m, con un valor máximo registrado de 2,65 m. En cuanto a la altura máxima del oleaje ($H_{máx}$), el mayor valor registrado fue de 4,84 m; mientras que el período pico promedio (T_p) fue de 8,5 seg. La relación entre $H_s - T_p$ evidencia que el oleaje con mayor nivel energético está asociado a períodos del oleaje del orden de 10 seg, lo que implica que son generados en las cercanías; es decir, no son producto de tormentas provenientes del Atlántico Norte. La velocidad máxima horaria del viento fue de 13,0 m/s, mientras que la mayor ráfaga de 3 seg, registrada fue de 18,0 m/s con un rango direccional dominante de componente Este – Estesureste (E-ESE) con un 80 % de ocurrencia. La velocidad del viento presenta diferencias estacionales de poca relevancia, por lo menos para el período de registros disponibles. Los valores de corriente, oleaje y viento registrados durante el estudio son aptos para fortalecer los modelos estadísticos ambientales, permitiendo la caracterización de las condiciones meteoceanográficas del área, en beneficio de un óptimo diseño, operaciones de implantación y operatividad de las facilidades de producción costa afuera.

Palabras claves: Meteorología, Oceanografía, Costa Afuera, Producción, Gas.

*Correo electrónico: ortegajeg@pdvsa.com



REVESTIMIENTO INTERNO DE LA TUBERÍA DE COMPLETACIÓN PARA MINIMIZAR LA CORROSIÓN EN LOS POZOS PRODUCTORES DE GAS

Giovanny Morantes*
PDVSA GAS

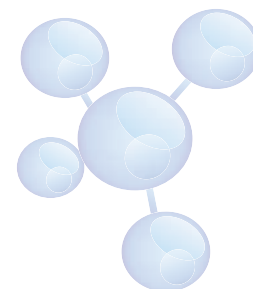
Jhonles Morales
PDVSA SERVICIOS

RESUMEN

PR-02

La producción de gas asociado a los yacimientos pertenecientes a los campos que produce PDVSA Gas Anaco tiene la característica que contienen fracciones de CO_2 y H_2S . En este trabajo, se presentan los resultados de la utilización de la tubería de completación 2-7/8" revestida con revestimiento polimérico líquido 100 % sólido, utilizada en el pozo MVR-109 y se muestra como ha sido el desempeño que ha tenido el uso del revestimiento interno en la tubería de completación, aún considerada en prueba. A partir de dichos análisis se considera su continuidad de uso para pozos futuros, en aquellos campos del Distrito que requieran algún método o técnica para mitigar los efectos de los fluidos corrosivos que se producen. Los registros realizados a dichos pozos han indicado que los espesores del revestimiento se han mantenido y que han brindado la protección necesaria sobre el desgaste por corrosión. Se indica también un análisis comparativo de los costos de la tubería 13 % Cr contra esta técnica. Otra información importante es la estadística relacionada a la vida que han presentado las tuberías utilizadas en el pasado y la actual. La merma en este problema ha favorecido la recuperación de las completaciones en los trabajos de RARC, sin sacrificar las propiedades mecánicas de los tubos base, prolongado la vida útil de los pozos y mejorando las condiciones para que el pozo sea utilizado en trabajos futuros. El análisis y procesamiento de datos obtenidos de las pruebas de laboratorio bajo las normas y procedimientos internacionales determinó que el revestimiento interno es resistente y no falla en la zona atacada por la corrosión, pero a mayor temperatura, como las encontradas en estos yacimientos, éste se ve afectado.

Palabras claves: Gas, Producción, Revestimiento Polimérico.



*Correo electrónico: morantesg@pdvsa.com

RETOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE POZOS PRODUCTORES DE GAS EN EL DOMO CENTRAL DEL CAMPO SAN JOAQUÍN DEL DISTRITO GAS ANACO

Jhonles Morales *
PDVSA SERVICIOS

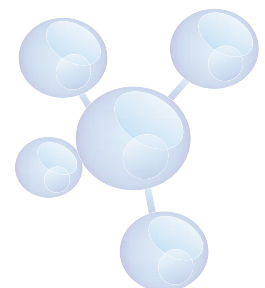
Giovanny Morantes
PDVSA GAS

RESUMEN

PR-03

El campo San Joaquín del Distrito Gas Anaco presenta reservas considerables de gas, que a pesar de su drenaje acumulado, producto de su explotación, son atractivas para proyectos de perforación. Tales proyectos forman parte de los planes de producción en el corto y mediano plazo para la filial gasífera. Pero, la construcción de pozos en dicho campo presenta problemas que hacen que atravesar la columna estratigráfica sea un verdadero reto. La pérdida de circulación durante la perforación de pozos es una realidad en el campo San Joaquín, generándose una gran pérdida de tiempo y por ende, aumento de costos debido a lo depletado de los yacimientos. La presencia de bajas y altas presiones intercaladas ocasionan diferenciales que hacen inminentes las pérdidas de circulación. Han sido varios los métodos que se han aplicado sin presentar un patrón de trabajo, para que se pueda llegar a la profundidad final de los pozos y revestirlos. Sobre el control de pérdidas de circulación, se tiene el creciente uso de materiales antipérdida. Pero también es un desafío, el control de inlfujos con bajas densidades de los lodos. El tren de presiones de San Joaquín origina una brecha estrecha en algunas zonas para perforar y en otras no se visualiza, porque se solapan las curvas de presión de poro y gradiente de fractura. Los cierres estructurales presentes dividen el campo en tres domos (Norte, Central y Sur), el mayor reto de perforación es en el domo Central, el cual tiene las formaciones Merecure y San Juan (zonas productoras), que se encuentran naturalmente fracturadas. La aplicación de la tecnología de perforación bajo balance ha sido una opción positiva para la construcción de los pozos, pero no así para la completación, en cuyo caso se tiene que balancear el pozo, generando invasión a la zona productora.

Palabras claves: Gas, Perforación Bajo Balance, Campo San Joaquín.



*Correo electrónico: morantesg@pdvsa.com

PRUEBA PILOTO DE LA TECNOLOGÍA DE COMPRESIÓN DE GAS EN CABEZAL, EN EL MARCO DE LA IMPLANTACIÓN DE NUEVOS ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN PARA LA EXTRACCIÓN DE RESERVAS DE GAS DE YACIMIENTOS MADUROS EN LOS CAMPOS SANTA ROSA Y SANTA ANA, EN EL DISTRITO GAS ANACO DE PDVSA GAS

Gabriel Zapata*
PDVSA GAS

Francisco Milano
PDVSA GAS

Gabriel Pereira
PDVSA GAS

Yilsa López
PDVSA GAS

Cruz Ruíz
PDVSA GAS

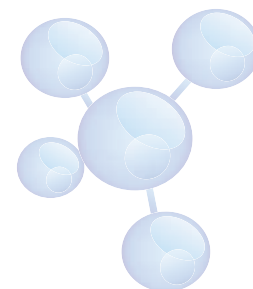
RESUMEN

PR-04

En Venezuela, la producción de gas tiene impacto social y sentido estratégico para la sociedad. Es muy importante el cumplimiento de los compromisos que ha adquirido PDVSA Gas con la Nación. Por tal motivo, surge la necesidad de invertir en nuevas aplicaciones para mantener la producción de gas en las principales áreas operacionales; así como continuar la explotación de las reservas remanentes de los principales campos maduros característicos del Distrito Gas Anaco, que debido a los años de producción, los emblemáticos yacimientos de gas y gas condensado presentan bajos niveles de energía. La tecnología de compresión de gas en cabezal nace como un método alternativo en crecimiento que permite una gama de operaciones y actividades para el mantenimiento de la producción y la estabilidad del sistema Pozo-Estación, para lograr la incorporación y reactivación de pozos productores de gas. La aplicabilidad de esta tecnología en las áreas operacionales del Distrito Gas Anaco se ha extendido, motivado a la necesidad de innovaciones que permitan el mantenimiento e incorporación a producción de pozos completados en yacimientos de gas y gas condensado con bajos niveles energéticos, donde a su vez se hayan visualizado problemas con el fenómeno de acumulación de líquidos, intensificando la desincorporación, cierre o en algunos casos teniendo que ser venteadada a la atmósfera la producción de gas (pozos a tanque). Esta situación se observó en los pozos seleccionados para la prueba piloto RG-280 (campo Santa Rosa) y AM-95 (campo Santa Ana) en el Distrito Gas Anaco, permitiendo someter la implantación de la tecnología, la evaluación del funcionamiento y generando a corto plazo, nuevos esquemas de explotación a nivel de superficie en yacimientos de baja presión y altas reservas remanentes. Durante el desarrollo de la prueba piloto se permitió la incorporación a producción y reactivación de ambos pozos con una producción de 0,54 MMPCNGD en el pozo RG-280 y 0,36 MMPCNGD con 70 BNPD en el pozo AM-95; así como la estabilización de la presión de cabezal y del sistema Pozo-Estación. Asimismo, posterior al desarrollo de la prueba piloto de la tecnología, se continuó con la evaluación de los equipos en diversas condiciones con resultados similares.

Palabras claves: Compresión, Yacimientos, Producción.

*Correo electrónico: zapatagj@pdvsa.com



INSERCIÓN DEL COMPONENTE AMBIENTAL EN LAS ETAPAS DEL DESARROLLO DE PROYECTOS, EN PDVSA GAS

Mirlay Herrera*
PDVSA GAS

Yadelsy Colmenares
PDVSA GAS

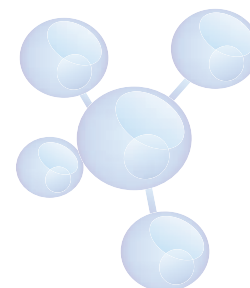
Omar De Pablos
PDVSA GAS

RESUMEN

PR-05

Se presenta un análisis de cómo se cumple con la inserción del componente ambiental en las diferentes etapas del desarrollo de proyectos establecidas según la Norma PIC 01-01-01 Manual de Proyectos de Inversión de Capital. La complejidad y alcance del proyecto determina la secuencia de las acciones ambientales y coordinaciones con los entes rectores en materia ambiental que deben cumplirse, desde la etapa de visualización, hasta su implantación y posterior desmantelamiento, lo que conlleva finalmente a la obtención de la(s) autorización(es) ambiental(es) respectivas en función de cumplir con la legislación ambiental vigente en la República. Producto de una revisión sistemática de los procesos de PDVSA Gas, la gestión ambiental de proyectos, procesos de consulta con expertos y el estudio del arte de procesos de autorización ambientales, se obtuvo como resultado, la definición general de treinta y dos (32) gestiones y acciones que se deben llevar a cabo por parte del personal de la gerencia de Ambiente o el adscrito a la gerencia del Proyecto. Estas gestiones comienzan por la etapa de visualización y continúan en la conceptualización, desarrollo, implantación, operación y desmantelamiento. En la fase de operaciones, se tiene una particularidad, ya que en ésta, se pueden presentar otras situaciones tales como: actividades de mantenimiento, reubicación y ampliación de gasoductos o ramales, lo que implica nuevas gestiones ambientales para la obtención de la autorización respectiva, que a su vez dependerá de la ubicación y complejidad del proyecto. Todo esto, para cumplir con la legislación ambiental y la normativa ambiental de PDVSA, para que los proyectos y actividades propias de la filial impacten lo menos posible al ambiente, se restauren las áreas afectadas y se utilicen las mejores prácticas ambientales cumpliendo con lo establecido en las autorizaciones ambientales otorgadas por el ente rector.

Palabras claves: Ambiente, Proyecto, Autorizaciones Ambientales, Gestión Ambiental.



*Correo electrónico: : herreramcx@pdvsa.com

IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS COMPLEJAS COMO OPORTUNIDADES PARA EL DESARROLLO DE GAS CONDENSADO CASO: FORMACIÓN SAN JUAN, CAMPO SAN JOAQUÍN, EL ROBLE Y GUARIO, DISTRITO ANACO, VENEZUELA

Gian Bisignano *
PDVSA GAS

Yilsa López
PDVSA GAS

Ernesto Vera
PDVSA GAS

Cruz Ruíz
PDVSA GAS

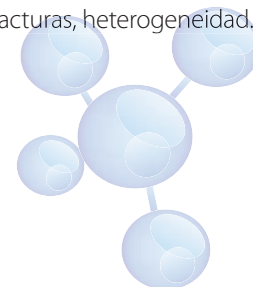
RESUMEN

PR-06

Los campos San Joaquín, El Roble y Guarío se sitúan a 11 km de Anaco, los cuales se desarrollan sobre la Formación San Juan, de edad Cretácica a 9000 pies TVDSS, dividida históricamente en 3 secuencias, denominadas A, B y C, caracterizado con hidrocarburo tipo gas condensado con reservas remanentes de 2100 MMMPC de gas y 45,2 MMBN de condensado. Por este considerable volumen de reservas remanentes de gas, este yacimiento constituye uno de los más importantes del área y por lo tanto, objetivo de PDVSA para el desarrollo de actualización de estudios para recuperación secundaria de hidrocarburos o la aplicación de tecnologías para incrementar el factor de recobro. La Formación San Juan fue sometida a un nuevo estudio, considerando la integración de disciplinas de las geociencias y la ingeniería de yacimientos y el buen uso de datos disponibles; así como el uso de diferentes técnicas de interpretación geológica moderna 3D, lo que condujo a la identificación de nuevas oportunidades de desarrollo e incorporación de nuevas reservas. De acuerdo al nuevo estudio, la arquitectura vertical y el análisis del patrón de respuesta de los registros, núcleos y sus superficies clave, se obtuvieron 8 sub divisiones, pudiendo haber durado en sedimentarse cada secuencia aproximadamente 1 a 1,5 millones de años. El estudio sedimentológico indica un ambiente transicional. Se observaron vías de comunicación vertical entre las secuencias de San Juan, que pueden explicarse debido a la naturaleza erosiva de los contactos entre las parasecuencias y también debido a la existencia comprobada de icnofacies glossifungites. Adicionalmente, el análisis de núcleos indica sistemas de fracturas parcialmente abiertas. Estas características en conjunto con datos de producción y presión indican una comunicación parcial entre los sub niveles estratigráficos de San Juan, generando compartimentalizaciones y heterogeneidades de la roca, que en muchos casos ayuda a aclarar el comportamiento de producción en la Formación y a los diferentes niveles de presiones de yacimientos localizadas. Este estudio contempló la generación de un modelo estático 3D, en el que se observan nuevas zonas de acumulación de hidrocarburos con un volumen adicional de reservas por encima de los 400 MMMPC, asociadas a rocas de baja porosidad y permeabilidad, con oportunidades de desarrollo.

Palabras claves: Sedimentología, Estratigrafía, Geomodelaje, Fracturas, heterogeneidad.

* Correo electrónico: bisignanog@pdvsa.com



NUEVAS OPORTUNIDADES DE EXPLOTACIÓN DE GAS CONDENSADO EN YACIMIENTOS CON ALTO GRADO DE COMPARTAMENTALIZACIÓN Y HETEROGENEIDAD, CASO: YACIMIENTO SJAC JM-99 CAMPO SAN JOAQUÍN DISTRITO ANACO, VENEZUELA

Ernesto Vera*
PDVSA GAS

Miguel Paredes
PDVSA GAS

Cruz Ruíz
PDVSA GAS

Milexis Rodríguez
PDVSA GAS

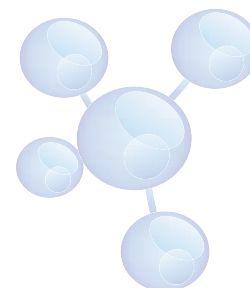
RESUMEN

PR-07

El banco de condensado que se produce cuando la presión de la mezcla gaseosa cae por debajo de su presión de rocío durante el agotamiento isotérmico de presión cercano al pozo, es la principal causa de la pérdida de productividad de los pozos de gas condensado, aunado a la baja permeabilidad, estratificación cruzada, fracturas naturales localizadas, presencia de icnofósiles glossifungites con excavaciones parciales y variedad de ambientes sedimentarios, lo que hace más complejo el desarrollo de las reservas de gas en yacimientos clasificados con alto grado de compartimentalización y heterogeneidad. El campo San Joaquín, se sitúa en el Área Mayor de Anaco, en la parte central de la Cuenca Oriental de Venezuela, a unos 11 km al noreste de Anaco. En este campo se ubica el yacimiento SJAC JM-99, perteneciente a la Formación San Juan, el cual presenta unas reservas remanentes de gas de 369 MMMPC y condensado de 2,4 MMBN. Geológicamente, está constituida por 3 unidades sedimentarias definidas como San Juan A, B y C, y es típicamente caracterizada como una formación compleja por su alto grado de compartimentalización y heterogeneidad. El desarrollo acelerado y el drenaje poco homogéneo en su columna estratigráfica, han ocasionado la existencia de trampas geológicas locales con reservas de gas de diferentes niveles de presión, considerándose poco atractiva para la inversión de capital por la incertidumbre en las presiones verdaderas de yacimiento. Este trabajo tiene como objetivo identificar las zonas compartimentalizadas con diferentes niveles de presión, haciendo uso del modelaje geológico 3D y simulación numérica. Este análisis permitió generar un plan de explotación orientado a la identificación de zonas con mayores niveles de presión y propiedades apropiadas al flujo de fluidos, permitiendo la recomendación de 15 nuevos recañeos en pozos activos más 18 nuevos pozos, todos en zonas de alta presión.



Palabras claves: Simulación, Gas, Condensado, Compartimentalización, Heterogeneidad.



*Correo electrónico: veraes@pdvsa.com

DESARROLLO DE UN SISTEMA COMPUTACIONAL DE PRUEBAS DE PRESIÓN CON SOFTWARE LIBRE HACIA LA SOBERANÍA TECNOLÓGICA

Cruz Ruíz*
PDVSA GAS

Ernesto Vera
PDVSA GAS

Erick Lezama
PDVSA GAS

Alex Figuera
PDVSA GAS

Lenin Simancas
PDVSA

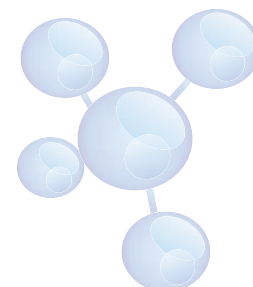
Julia Colmenares
PDVSA

RESUMEN

PR-08

En la búsqueda de lograr la soberanía tecnológica, minimizar la dependencia en materia de software de empresas externas y lograr reducir costos operativos, la Gerencia General de EEII PDVSA GAS, conjuntamente con la Gerencia de Automatización, Informática y Telecomunicaciones, emprendieron un proyecto cuyo fin era desarrollar una solución tecnológica integral, la cual debe comprender el análisis, diseño, implementación y documentación de un sistema informático que permitirá el análisis de los distintos tipos de pruebas de presión efectuadas en pozos productores hidrocarburíferos de PDVSA. Inicialmente, se codificará y programará en software libre en ambiente web, todas las ecuaciones y correlaciones necesarias para realizar los cálculos relacionados con pruebas de presión para yacimientos de petróleos negros, petróleos volátiles, gas condensado, gas húmedo y gas seco; con lo cual se podrá obtener de manera expedita los resultados correspondientes a la prueba de presión a ser analizada en cualquier lugar del mundo, solo con entrar a la página web con una clave de acceso al usuario. Se diseñará y construirá una interfaz gráfica de fácil uso y entendimiento, que le permita al analista interactuar de manera rápida con el software, lo que generará un ahorro considerable de tiempo de trabajo, pues optimizará el proceso de carga de los datos. De igual manera, se podrá estimar parámetros del fluido para los casos en los que se analicen pruebas correspondientes a yacimientos carentes de estudios PVT. Para la calibración del software, los resultados producto del análisis se compararán con los resultados de otros software comerciales utilizados por PDVSA. Finalmente, será suministrada toda la documentación correspondiente en un manual de usuario, haciendo énfasis en las funciones y procedimientos del Software. De esta manera se promoverá la independencia tecnológica, incentivando la industria nacional y aprovechando los recursos y talento venezolano.

Palabras claves: Presión, Transiente, Análisis, Soberanía.



*Correo electrónico: ruizcv@pdvsa.com

METODOLOGÍA DE IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS DE CORROSIÓN EN TUBERÍAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS PRODUCTORES DE GAS EN EL DOMO SUR DEL CAMPO SAN JOAQUIN, DISTRITO GAS ANACO DE PDVSA

Erick Lezama*
PDVSA Gas

Álvaro Flores
PDVSA Gas

Kenny Franco
Universidad de Carabobo

RESUMEN

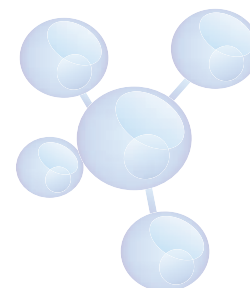
PR-09

El campo San Joaquín es el de mayor importancia en producción dentro del área mayor de Anaco. Dentro del Domo Sur, se ubica un volumen importante de reservas probadas de gas, distribuidos entre yacimientos de gas condensado, húmedo, seco y asociado. Mediante estudios de cromatografía se confirma la existencia de elevados porcentajes de dióxido de carbono (CO_2) en el gas extraído, junto con agua de formación con altas concentraciones de cloruros (Cl^-) con la posibilidad de generar procesos de corrosión, que afectan tuberías de acero al carbono con las que son completados los pozos, dando lugar al incremento en los costos de producción del gas. Se revisó el historial de trabajos en pozos dentro de la zona norte del Domo Sur del campo, con el propósito de reconocer daños, junto a las composiciones típicas de CO_2 y concentraciones de Cl^- reportadas. Seguidamente, se ejecutó un diseño experimental de superficie de respuesta, con el que se evaluó la interacción entre los factores predominantes (presión, temperatura, % CO_2 , PPM Cl^-) en el cálculo de la velocidad de corrosión por CO_2 , obtenida a través del modelo de DeWaard&Milliams. Al hacer uso del modelo matemático, se empleó una simulación de Monte Carlo, generando un análisis de riesgo junto a un rango probabilístico de resultados. Una vez definido el grado de variabilidad entre los factores, se ejecutó un estudio cualitativo mediante la aplicación de encuestas para selección de tuberías. La concentración de cloruros resultó ser el factor de menor significancia estadística; mientras que la temperatura resultó ser la variable de mayor interacción con las demás. Se identificaron y distribuyeron las zonas con mayor poder corrosivo para las tuberías de revestimiento y producción y se elaboraron mapas con la distribución de dichas zonas, considerando esta premisa para la correcta selección del tipo de tubería para revestimiento y producción en futuros trabajos mayores a pozos y nuevas perforaciones.



Palabras claves: Gas Agrio, Cloruros, Dióxido de Carbono, Superficie de Respuesta, Velocidad de Corrosión.

*Correo electrónico: lezamaeg@pdvsa.com



ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE CONSTRUCCIÓN DEL PRIMER POZO MULTILATERAL EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO DE BAJA PERMEABILIDAD EN EL CAMPO EL ROBLE, ANACO, VENEZUELA

Carlos González*
PDVSA GAS

Cruz Ruíz
PDVSA GAS

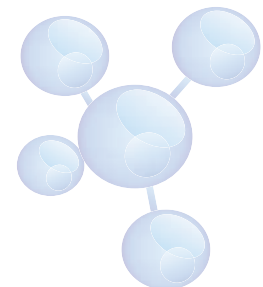
Yilsa López
PDVSA GAS

RESUMEN

PR-10

El estudio surge de la necesidad de acelerar el recobro de las reservas remanentes en yacimientos de gas condensado de baja permeabilidad del campo El Roble, estado Anzoátegui; todo esto llevado a cabo con la aplicación de las tecnologías de perforación de pozos multilaterales y/o direccionales. El campo El Roble cuenta con una serie de yacimientos heterogéneos y contentivos de grandes cantidades de reservas remanentes de hidrocarburos por drenar; así como niveles de presión moderados, como para fluir naturalmente a la superficie; las cuales a lo largo del tiempo han mostrado un aporte muy por debajo de lo esperado, siendo una de las principales causas la baja transmisibilidad del reservorio. Con base en lo descrito, se procedió a realizar una matriz de selección, considerando las reservas por recuperar, los niveles de presión, disponibilidad de pozos, dimensiones y profundidad del yacimiento, cercanías de pozos a las estaciones de flujo, para escoger los yacimientos a estudiar. Adicionalmente, se hizo una revisión de casos históricos, basándose en las experiencias realizadas, tanto a nivel nacional como internacional en la perforación y completación de pozos multilaterales. Posteriormente, se procedió a la escogencia de la mejor ubicación del pozo en el yacimiento, con el propósito de perforar y evaluar la capacidad productiva, así como su sustentabilidad en el tiempo. Para determinar la factibilidad técnica del proyecto, se realizaron numerosos estudios de sensibilidades de flujo y comparaciones con pozos verticales, en referencia a la capacidad de flujo asociado, bajo ciertas restricciones; por ejemplo: tubería de completación, daño de formación, permeabilidad, nivel de separación, entre otros. De los resultados obtenidos se pudo visualizar incrementos considerables en los potenciales de producción, siendo un factor de mucha importancia para la gerencia y optimización del yacimiento; así como para el análisis de la rentabilidad económica del proyecto.

Palabras claves: El Roble, Multilateral, Baja Permeabilidad, Yacimiento.



* Correo electrónico: gonzalezcx@pdvsa.com

EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN EN POZOS DEL CAMPO SAN JOAQUÍN DISTRITO GAS ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI, SOMETIDOS A TRABAJOS DE RECONDICIONAMIENTO Y COMPLETACIÓN ORIGINAL EN EL PERÍODO 2012-2013

Julianys Alfonso *
UNIVERSIDAD DE ORIENTE

José Rodríguez
UNIVERSIDAD DE ORIENTE

Thaydeé Dávila
PDVSA GAS

María Venstresca
PDVSA INTEVEP

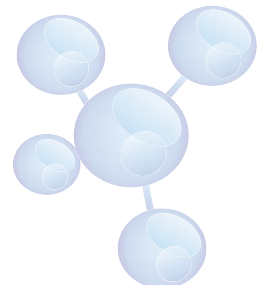
Nelson Márquez
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

PR-11

En el presente trabajo se realizó una evaluación del daño a la formación en los pozos sometidos a trabajos de reacondicionamiento y completación original en el período 2012-2013 del campo San Joaquín, perteneciente al Área Mayor del Distrito Gas Anaco. El estudio fue dividido en varias etapas con la finalidad de facilitar el análisis y la interpretación de la información concerniente a cada pozo para lograr el diagnóstico de los mecanismos de daño presentes y definir las actividades de estimulación que los desestabilice, evaluando la factibilidad económica de las propuestas. Del total de pozos seleccionados para el estudio, el 80 % presentó daño a la formación inducido durante las actividades de perforación y terminación originada por la interacción fisicoquímica de los fluidos de la formación con los fluidos utilizados durante estos procesos. Con la realización de las pruebas fuera del medio poroso, se observó que los mecanismos de daño por la invasión de lodo base aceite origina cambio de mojabilidad del medio poroso y emulsiones viscosas. Basados en los mecanismos identificados, se observó que la formulación Ultramix® desestabiliza los mecanismos de daño presente en el 66 % del total de pozos estudiados, mientras que la formulación Ultraclean™ desestabiliza los mecanismos de daño ocasionados por lodos lignosulfonatos. Con la puesta en marcha de este proyecto se obtiene una ganancia de 395 BND de petróleo y 10,66 MMPCN de gas, con indicadores económicos muy positivos, apalancando de este modo las volumetrías comprometidas en los planes de la Gerencia de producción Gas Anaco, así como también aplicar la metodología desarrollada para posteriores estudios de daño a la formación en otros campos.

Palabras claves: Daño, Estimulación, Reacondicionamiento, Completación, Ultramix®, Ultraclean™.



* Correo electrónico: julianysalfonzo@gmail.com

EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN EN CONJUNTO DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO DE LA FORMACIÓN MEREURE EN POZOS DEL CAMPO GUARIO, DISTRITO GAS ANACO

Anell Alemán *
PDVSA GAS

Thaydeé Dávila
PDVSA GAS

Héctor Ruíz
UNIVERSIDAD DE ORIENTE

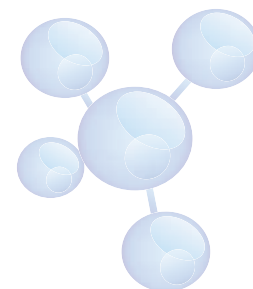
José Rodríguez
UNIVERSIDAD DE ORIENTE

RESUMEN

PR-12

Se presenta una evaluación de la factibilidad técnico-económica de la producción en conjunto de yacimientos de gas condensado de la Formación Mereure, en pozos del campo Guario en el Distrito Gas Anaco; ya que desde el año 2012, la producción del Distrito ha disminuido. Con el objeto de incrementar la producción, se plantea la evaluación de un esquema de producción diferente al tradicional. Para ello se establecieron premisas de selección de los pozos evaluados, considerando su condición mecánica, nivel de producción y la relación gas-condensado; así como el tipo de hidrocarburo presente y los niveles de presión de los yacimientos, para posteriormente simular con el programa PIPESIM el comportamiento de producción de forma individual y en conjunto. Finalmente, se realizó una evaluación económica del proyecto en aquellos pozos en los que resulta factible este método de producción y así determinar su rentabilidad. El proceso de producción en conjunto resultó factible en el 13 % de los casos estudiados. El 48 % de los pozos evaluados cumplieron con los requerimientos referidos a su condición mecánica y relación gas-condensado y el 82 % de los yacimientos encontrados en la trayectoria de dichos pozos cumplían con las premisas establecidas. Del mismo modo, se simuló satisfactoriamente el proceso de producción tanto de forma individual como en conjunto de los pozos, y una vez realizado el pronóstico de producción el pozo G-76 con un reductor de $\frac{3}{4}$ pulgadas, manifestó una mayor producción acumulada, produciendo en conjunto en un período de tiempo más corto en comparación a la producción individual. Se obtuvieron indicadores económicos favorables ante la evaluación de esta modalidad de producción.

Palabras claves: Producción en Conjunto, Yacimiento, Flujo Cruzado, Análisis Nodal.



* Correo electrónico: anellalemanc@gmail.com

PROPUESTA DE UN PLAN DE EXPLOTACIÓN EN LA ARENA MERP, YACIMIENTO RPN 38, CAMPO EL ROBLE, ÁREA MAYOR DE ANACO (A.M.A.)

Leximar Jiménez*
UNIVERSIDAD DE ORIENTE

José Rodríguez
UNIVERSIDAD DE ORIENTE

Gonzalo Rojas
UNIVERSIDAD DE ORIENTE

Hugo Lozano
PDVSA GAS

Justo Hernández
PDVSA GAS

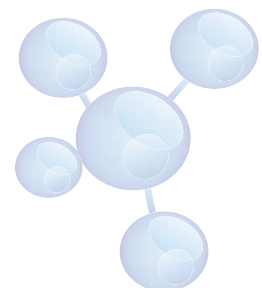
Thaydeé Dávila
PDVSA GAS

RESUMEN

PR-13

Se pretende proponer un esquema de explotación, a fin de mejorar el recobro de las reservas del yacimiento. El yacimiento en estudio (MERP RPN 38) se encuentra localizado en el área mayor de Anaco, campo El Roble y cuenta con volumen original en sitio, según la información oficial, de 92,07 MMM PCN. El estudio se basó en la recopilación de la información necesaria y posteriormente en la ejecución de una metodología para desarrollar el trabajo. Se revisó el modelo estático del yacimiento donde se obtuvo un espesor neto promedio del horizonte de 80 pies; adicionalmente, el análisis petrofísico arrojó valores de permeabilidad de 22 mD y 9 % en porosidad. Se generó un modelo de presiones, ya que el yacimiento no contaba con la suficiente información y de esta forma se pudo observar su comportamiento energético. Seguidamente, se estimó el GCOES presente en el yacimiento, que arrojó un valor de 55,37 MMM PCN mediante el método volumétrico y alrededor de los 40,00 MMM PCN por balance de materiales. Las reservas remanentes del yacimiento se cuantificaron en 23,68 MMM PCN para el gas y 54.377 BN para el condensado. Se propuso el fracturamiento hidráulico, como método de estimulación a la formación, tomando como referencia el análisis realizado en el pozo RPN 62, el cual incrementó más de 10 veces su coeficiente de flujo, respecto al valor original. La evaluación basada en indicadores económicos, muestra que la implementación de fracturamiento hidráulico es rentable, con tasas internas de retorno (TIR) en el orden del 25 %.

Palabras claves: Método Volumétrico, Balance de Materiales, Declinación Energética, Coeficiente de Flujo, Fracturamiento Hidráulico.



*Correo electrónico: lexdcp@hotmail.com

EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS VERTICALES SOMETIDOS A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, EN COMPARACIÓN CON POZOS PERFORADOS BAJO UN ESQUEMA HORIZONTAL EN LOS YACIMIENTOS MÁS EMBLEMÁTICOS DEL CAMPO EL ROBLE, PERTENECIENTE AL ÁREA MAYOR DE ANACO DEL DISTRITO GAS ANACO

Thaydeé Dávila*
PDVSA

RESUMEN

PR-14

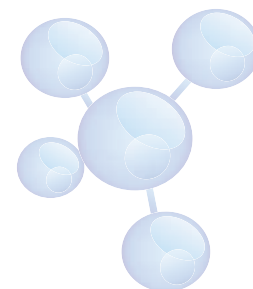
Richard Angarita
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL DE
LOS LLANOS EZEQUIEL ZAMORA

El campo El Roble perteneciente al área mayor de anaco del Distrito Gas Anaco es una de las principales áreas potencialmente ricas. El comportamiento tan pobre de flujo de fluidos del campo se debe a la baja capacidad de flujo de los yacimientos que lo conforman; son características comunes de los yacimientos las medianas-bajas permeabilidades que originan altas caídas de presión en la cara de las formaciones productoras que minimizan el flujo de fluidos estable a lo largo de la completación vertical. Por estas razones, se decide retomar e iniciar en la NUEVA PDVSA, estudios que contemplen la evaluación técnico-económica de metodologías no convencionales, que permitan extraer las reservas potenciales de gas y crudo existentes en el área. El principal problema que se plantea, es evaluar a través de simulación, la productividad de un pozo vertical sometido a fracturamiento hidráulico en comparación al mismo pozo, perforado bajo un esquema horizontal; verificando así su comportamiento de producción y a su vez estudiar qué método no convencional de completación es más factible, técnica y económicamente. Para dar solución al problema, se plantean: (i) Definir las condiciones iniciales de los pozos horizontales y fracturados en el Distrito Gas Anaco; (ii) Seleccionar yacimientos/pozos candidatos, tanto para la aplicación de estimulación mecánica, como para la perforación de pozos horizontales en el campo el Roble; (iii) Analizar a través de simulación, la productividad de los pozos seleccionados, tanto en un esquema de completación horizontal, como bajo un esquema de completación vertical fracturado y (iv) Evaluar la factibilidad técnico económica del esquema vertical fracturado vs. el esquema horizontal. El estudio permitió demostrar que la técnica de fracturamiento hidráulico es más rentable para la explotación del campo el Roble; además permitirá abrir una ventana para la explotación de los yacimientos del campo, rompiendo paradigmas en lo que respecta al uso de completaciones no convencionales, que hasta el momento, no han sido satisfactorias, para apalancar la productividad del campo El Roble.

Palabras claves: Fractura Hidráulica, Pozo Horizontal, Productividad, Anaco.



* Correo electrónico: davilatf@pdvsa.com



DISMINUCIÓN DEL IMPACTO DE CONDENSACIÓN RETRÓGRADA MEDIANTE LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS EN ARENAS GASÍFERAS. CASO DE ESTUDIO: CAMPO RÍO CARIBE, NORTE DE PARIA, VENEZUELA

Moisés Pirela*
PDVSA INTEVEP

Alex Cea
PDVSA

Guzmar Rodríguez
PDVSA

Bassam Naime
PDVSA

Gustavo Soto
PDVSA

Luis Rondón
PDVSA

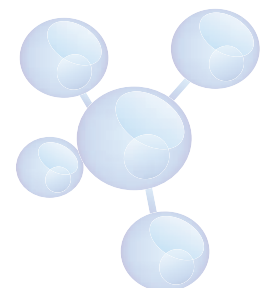
Tomás Saldo
CITGMA

RESUMEN

PR-15

El Campo Río Caribe (Noreste de Venezuela) constituye uno de los cinco ejes estratégicos del acervo energético de la Nación. En este sentido, la presente contribución muestra el soporte técnico para el diseño de un plan de explotación que apunte al aumento de la producción de condensado en un tiempo de ejecución óptimo; mediante la evaluación de las características físicas, químicas, biológicas y dinámicas de la roca y los fluidos. Partiendo de esto último, se definieron 3 asociaciones de facies en el núcleo del pozo PZ-2, denominadas de base a tope: A, B y C; interpretándose un ambiente de deposición sedimentario tipo Lower Shoreface a Transición Offshore, cuyos yacimientos presentan una morfología de Lóbulos de Plataforma. Sustentados en la información de núcleos y registros, se establecieron 8 unidades estratigráficas y mediante la integración con la interpretación sísmica 3D y pruebas de presiones, se definieron los límites de yacimientos de las unidades productoras A4, A3 y A2 (correspondientes a las asociaciones de facies A, B y C, respectivamente) con presencia, según estudios geoquímicos y petrofísicos, de condensado o gas termogénico; cuyos niveles de presiones se encuentran ligeramente por encima del punto de rocío, siendo necesario evaluar el fenómeno de condensación retrógrada en la vecindad de los pozos. Respecto a este último, en las cercanías del pozo PZ-2, el efecto de acoplamiento positivo generó una disminución de la saturación crítica de condensado, permitiendo que, a pesar de la formación del condensado retrógrado, el fluido pueda desplazarse hacia superficie, creando un impacto positivo sin afectar la productividad de los pozos. Finalmente, se estimó para el campo Río Caribe un GOES de 2.504.164 MMPCN y COES 283.437 MBLN en reservas probadas y un GOES de 314.760 MMPCN y COES 35.626 MBLN en reservas probables.

Palabras claves: Exploración, Costa Afuera, Condensación Retrógrada, Norte de Paria.



*Correo electrónico: pirelamu@pdvsa.com

DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA OBTENCIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA (KR) Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN ROCAS CARBONATADAS Y DE ALTA RIGIDEZ MEDIANTE LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)

Richard Márquez*
PDVSA INTEVEP

Marbelia Cabrera
PDVSA INTEVEP

Ángel Azuaje
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

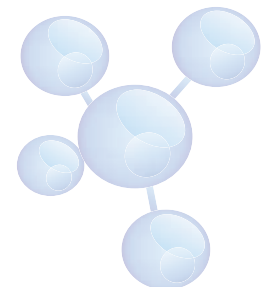
Olesni Chacón
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

RESUMEN

PR-16

El objetivo principal de este trabajo fue determinar las curvas de permeabilidad relativa, a partir de valores de presión capilar, mediante la técnica de resonancia magnética nuclear (RMN). Para tal fin, se seleccionaron muestras de los campos Travi y Perla, las cuales representan un sistema de rocas de alta rigidez y carbonatadas, respectivamente. El equipo RMN utilizado dispone del software Green Imaging Technologies (GIT), que permite determinar importantes parámetros petrofísicos con base en los tiempos de magnetización y relajación de cada fluido de una manera rápida y precisa. La nueva metodología diseñada en este trabajo, plantea la integración de la técnica de desplazamiento de fluidos en núcleos por centrifugación con el análisis por resonancia magnética. Siguiendo tal metodología, se pudo obtener valores de propiedades petrofísicas, que al ser comparados con resultados de análisis convencionales, demostraron la eficacia de esta herramienta no convencional. Dentro de los parámetros petrofísicos estimados se encuentran: la porosidad absoluta, porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, coeficiente de difusión, tamaño de poro por relajividad, saturaciones de fluidos y principalmente las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa. Dichas curvas presentaron un buen ajuste y modelado (Brooks-Corey Burdine), exponiendo un comportamiento acorde a las heterogeneidades en las propiedades de cada muestra, según el campo al que pertenecen.

Palabras claves: Resonancia Magnética Nuclear (RMN), Presión Capilar, Porosidad, Tamaño de Poro y Permeabilidad Relativa.



*Correo electrónico: marquezrb@pdvsa.com

CARACTERIZACIÓN GEOMÉCANICA DE ARENAS QUÍMICAMENTE CONSOLIDADAS COMO ESTRATEGIA PARA CONTROLAR LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN COMPLETACIONES PRIMARIAS PARA UN CAMPO EN EL OCCIDENTE DE VENEZUELA

Nelson Medina*
PDVSA INTEVEP

Gustavo Suárez
PDVSA INTEVEP

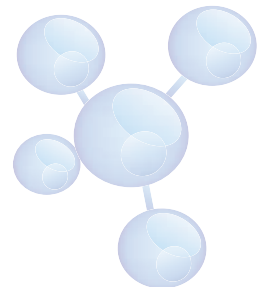
José Pineda
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

PR-17

Una vez aplicada exitosamente la inyección de resina termoendurecible como técnica de aislamiento en zonas de la completación (tuberías ranuradas) que presentaron rotura/erosión en un campo petrolero del Occidente de Venezuela, se decidió avanzar en un proyecto de Investigación y Desarrollo, orientado a la reformulación de la resina, con el objeto de que pueda ser inyectada radialmente a la formación productora para mejorar su grado de consolidación y evitar la alta producción de arena, típica de este campo. El presente estudio tuvo como objetivo principal, caracterizar geomecánicamente las arenas químicamente consolidadas, como estrategia para el control de la producción de arena en completaciones primarias en este campo del Occidente de Venezuela. En primer lugar, se realizó una investigación de los problemas de pozos con producción diferida por arenamiento prematuro, los costos y alternativas que se requieren para recuperar estos activos. En segundo lugar, se llevó a cabo una inteligencia tecnológica para seleccionar el mecanismo químico de control de la producción de arena más apropiado para la formación objetivo, permitiendo así formular, diseñar y adaptar una resina termoendurecible con características fisicoquímicas definidas. Posteriormente, la factibilidad de aplicación de esta técnica quedaría definida por los resultados obtenidos en ensayos geomecánicos realizados en núcleos de la formación consolidados químicamente, y su validación por medio del cálculo de propiedades a partir de registros de ondas acústicas corridos en la formación productora.

Palabras claves: Termoendurecible, Completación, Consolidación, Resina, Geomecánica.



*Correo electrónico: medinanw@pdvsa.com

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE HERRAMIENTA PROTECTORA PARA EXTRACCIÓN DE “WEAR BUSHING” EN CABEZAL DEL POZO. CASO: DR-5A CAMPO DRAGÓN PROYECTO MARISCAL SUCRE

Oswaldo Alcalá *
PDVSA SERVICIOS COSTA AFUERA

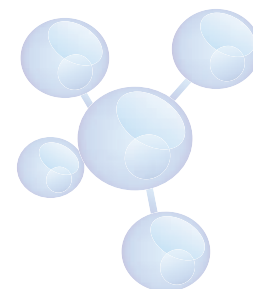
José Rollinson
PDVSA SERVICIOS COSTA AFUERA

RESUMEN

PR-18

Una vez bajado el árbol submarino y culminado el acople y aseguramiento del árbol al cabezal del pozo DR-5A, se procedió a realizar la prueba de sello entre el conector H4 (Cabezal) y el sistema de acople del árbol de producción, la cual no tuvo éxito. Se retiró el árbol submarino y se inspeccionó el cabezal de pozo con el ROV observando presencia del Wear Bushing en el cabezal del pozo del perfil STC-10. Después de realizar un análisis, se concluye que la única forma de extraer el protector es usando la tubería de perforación, ya que el pescante funciona con herramientas rígidas que permiten enganchar y luego rotar para extraer el Wear Bushing; por lo tanto se debía posicionar el Buque Taladro en el pozo DR-5 A. Otra consideración importante, es que al momento de extraer el Wear Bushing, existe el riesgo de dañar el perfil H4 del árbol de producción, por lo que se debía tomar una acción al respecto. Para evitar dañar el perfil H4 del árbol de producción, se diseñó y fabricó "in situ" en el Buque IH una herramienta protectora que se acopló al conector H4 con el fin de proteger el perfil pulido. La herramienta diseñada y construida se colocó y realizó la operación de extracción del Wear Bushing de forma exitosa. Se logró recuperar el Wear Bushing de forma precisa y segura, evitándose daños en la sección pulida del árbol de producción, lo que permitió generar una base de conocimientos y la construcción de una herramienta especializada para los casos de recuperación de protectores en cabezales de pozos.

Palabras claves: Costa Afuera, Wear Bushing, Campo Dragón, Proyecto Mariscal Sucre.



* Correo electrónico: alcalaoj@pdvsa.com

ESTRATEGIA PARA LA SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO DE GAS EN CAMPOS MADUROS

Martín Bastidas*
PDVSA INTEVEP

Luis Gottberg
PDVSA INTEVEP

Yasmely Itriago
PDVSA INTEVEP

Diego Sánchez
PDVSA INTEVEP

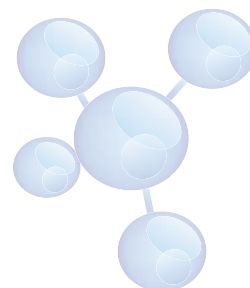
RESUMEN

PR-19

Venezuela ocupa el primer lugar en Suramérica en materia gasífera, con una reserva probada de 196,4 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas, cuya producción, actualmente, proviene de campos maduros con yacimientos de gas condensado. Estos yacimientos presentan un comportamiento complejo, debido a la existencia de un flujo bifásico (gas/condensado) dependiente de la declinación de presión; así como variación de permeabilidad y aspectos asociados a complejidades geológicas y estructurales. Cuando un yacimiento condensado entra en una etapa de producción madura se originan, teóricamente, tres problemas principales: (1) reducción irreversible de la producción de gas (2) menor disponibilidad de gas para la venta y (3) existencia de condensados que bloquean la producción de gas en el pozo. El presente trabajo tiene como objetivo, proporcionar una estrategia para la selección de tecnologías orientadas a optimizar la producción del recurso gasífero, a fin de maximizar la vida útil del yacimiento y utilizar la infraestructura existente; generando un beneficio económico. Esto es denominado: aprovechamiento de gas en subsuelo. La estrategia consiste en una metodología que permita, a través de criterios técnicos, la selección de tecnologías de aprovechamiento de gas en subsuelo para campos maduros, donde la información a nivel de campo operacional es escasa. De esta manera, se reducen los tiempos de respuesta en la preselección de tecnologías para el estudio de factibilidad técnico económica. Dicha estrategia, se construyó sobre la base de una revisión bibliográfica a nivel mundial, con énfasis en las analogías de las condiciones de los campos en Venezuela y la simulación analítica, considerando variables como: descripción del yacimiento, operaciones de perforación, análisis PVT, historia de presión/producción, caracterización de roca/fluidos, producción inicial de gas/condensado y facilidades de superficie. Es posible que se presente un caso de estudio, en el que se muestren soluciones a través de un mapa tecnológico.



Palabras claves: Campos Maduros, Yacimiento Gas Condensado, Optimización de la Producción de Gas, Aprovechamiento de Gas en Subsuelo.



*Correo electrónico: bastidasmu@pdvsa.com

DISEÑO CONCEPTUAL DE UN ROV PARA CONDICIONES METOCEÁNICAS DE VENEZUELA

Mahuampy Salazar*
PDVSA INTEVEP

Manuel Delgado
PDVSA INTEVEP

Ángel Omaña
PDVSA INTEVEP

Pedro Delgado
PDVSA INTEVEP

Francisco Pinto
PDVSA INTEVEP

Argel Michinel
PDVSA INTEVEP

Omelis Jiménez
PDVSA SERVICIOS

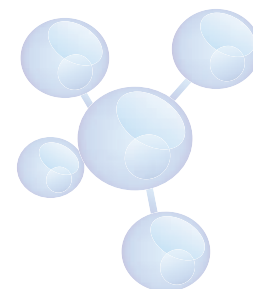
Eudes Hernández
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

PR-20

Las condiciones metoceanicas del Delta Caribe Oriental de Venezuela tienen características particulares en cuanto a corrientes y temperatura que comprometen el rendimiento de los Vehículos Operados Remotamente (ROV, por sus siglas en inglés) convencionales o comerciales hasta sus límites, generando problemas de confiabilidad operacional, como por ejemplo: desajustes de los equipos, inestabilidad, paradas de emergencia, imposibilidad de uso bajo condiciones severas, y hasta la pérdida total del equipo. El presente trabajo describe un proceso de diseño conceptual de ROV que se desarrolló con el objetivo de proponer una solución tecnológica. Durante este desarrollo, se analizaron las variables ambientales que inciden en el desempeño del vehículo en el medio submarino, se determinaron las tareas requeridas para el equipo, se caracterizaron los equipos convencionales para determinar las brechas en el desempeño de dichos vehículos para las tareas y condiciones determinadas, se realizaron los estudios hidrodinámicos, de propulsión, de control y de potencia, para la optimización y uso de tecnologías probadas, lo que resultó en una propuesta de ROV que podría adaptarse a dichas condiciones metoceanicas, lo cual permitirá un óptimo desempeño y un bajo índice de fallas, trabajando sobre aspectos clave como lo son, la disminución del arrastre tanto del vehículo como del cordón umbilical, la propulsión optimizada a través de mecanismos y algoritmos novedosos y la mejor estrategia de control.

Palabras claves: ROV, Offshore, Metocean, Optimización.



*Correo electrónico: salazarmay@pdvsa.com

INSTALACIÓN DE CONECTORES PARA SENSORES DE FONDO DE POZO A BORDO DEL BARCO PETROSAUDI SATURN

Ángel Omaña*
PDVSA INTEVEP

Manuel Delgado
PDVSA INTEVEP

Pedro Delgado
PDVSA INTEVEP

Mahuampy Salazar
PDVSA INTEVEP

José Rollinson
PDVSA SERVICIOS

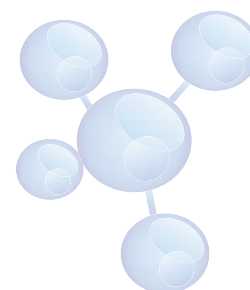
Omelis Jiménez
PDVSA SERVICIOS

RESUMEN

PR-21

Durante las etapas de completación de los pozos de gas Costa Afuera se realiza una serie de operaciones secuenciales, dentro de las cuales, se hace necesaria la instalación de sensores especiales de fondo de pozo que registran valores de presión y temperatura necesarios para la producción de hidrocarburos. Dichos sensores se deben conectar a los equipos de producción submarinos, mediante un conector especial que va dentro del "Tubing Hanger" y permite la transferencia de datos entre los sensores de fondo y la consola de control en superficie, y cuya operación se realiza luego de la colocación de las herramientas de medición y en la planchada del buque o plataforma que realiza las operaciones. Debido a la complejidad de la operación, se realizó un análisis mecánico y eléctrico para establecer un procedimiento que permita la conexión en "caliente" del cableado del sensor de fondo de pozo, bajo condiciones seguras y en el menor tiempo posible, asegurando la integridad de los equipos. Este trabajo describe el procedimiento utilizado para la conexión de sensores de presión y temperatura de fondo de pozo en un cable con núcleo de cobre y encapsulado de tubing de acero. La operación fue dividida en dos fases, una terminación eléctrica y una de acople mecánico. Se realizaron pruebas de continuidad eléctrica, aislamiento eléctrico y resistencia a la presión hidrostática. Dado el alto costo en las operaciones Costa Afuera, los cuales oscilan alrededor de 50.000 USD por hora, el procedimiento utilizado se llevó a cabo en 2,5 horas, logrando una reducción de 4,5 horas sobre los procedimientos tradicionales y un ahorro estimado de más de 225.000 USD.

Palabras claves: TRONIC, Sensores a Fondo de Pozo, Offshore, Tubing Hanger.



*Correo electrónico: omanaaa@pdvsa.com

HIDRATOS DE GAS, IDENTIFICACIÓN Y EXTRACCIÓN EN LAS COSTAS VENEZOLANAS COMO POTENCIAL ENERGÉTICO ESTRATÉGICO Y ELEMENTO PARA EL DESARROLLO INTEGRAL

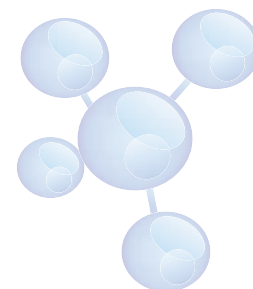
María Tellería*
PDVSA COSTA AFUERA

RESUMEN

PR-22

Los hidratos de gas son una forma sólida de los gases semejante al hielo que aparece en la mayoría de fondos oceánicos del mundo que ha suscitado interés en los organismos estatales dedicados a la investigación de recursos naturales, así como en empresas de exploración de hidrocarburos. El presente estudio tiene como objetivo, describir un modelo operativo viable sobre la extracción segura de los hidratos de gas, a través de métodos experimentales diseñados para situar a Venezuela como potencia energética estratégica y contribuir al desarrollo integral de la Nación. La investigación es de tipo descriptivo documental, referida a que el reconocimiento de hidratos de gas en el margen continental de Venezuela no ha sido explorado en su totalidad. Los objetivos específicos consistirán en identificar, conocer y determinar la importancia de los hidratos de gas, identificación de este recurso en sus costas, definir la factibilidad técnica de su extracción, así como también la descripción de tecnología y métodos de extracción de hidratos de gas. Los aportes que se efectuarán serán: de tipo metodológico; permitirá por medio de la revisión y descripción, explicar la importancia de los hidratos de gas; de tipo tecnológico, por cuanto se conocerá sobre los posibles métodos de extracción de hidratos de gas; de tipo social, ya que beneficiará de manera directa a la población venezolana expresada en el sector laboral técnico, administrativo y obreros que implementará el desarrollo del proyecto; de tipo institucional ya que permitirá posicionar a PDVSA como ente generador de conocimiento en investigación básica y aplicada, lo cual colocará a la Nación con un potencial energético estratégico que contribuirá a su desarrollo integral. Se realiza el enunciado de las conclusiones de la factibilidad del trabajo.

Palabras claves: Hidratos de Gas, Metano, Extracción, Proyecto Factible.



*Correo electrónico: telleriamd@pdvsa.com

MANEJO DEL GAS CONDENSADO EN EL CAMPO RÍO CARIBE, VENEZUELA

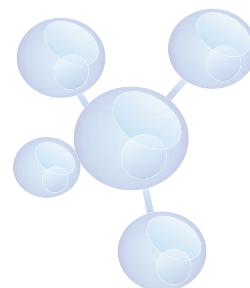
Yuhuer Colmenares*
PDVSA

RESUMEN

PR-23

El propósito del presente trabajo es apoyar el desarrollo del campo Río Caribe de la fase II del PMS mediante la elaboración de una propuesta para el manejo del condensado producido, como una oportunidad de negocio. Para ello, se desarrollarán las siguientes acciones: a) Evaluar el esquema actual de explotación del campo Río Caribe propuesto por la gerencia de Proyectos Mayores fase II del PMS, caracterizando sus aspectos positivos y mejorables; b) Elaborar la propuesta de explotación y manejo del condensado producido como una oportunidad de negocio; proponiendo una estructura organizativa soportada en el marco legal de la creación ó participación de empresas en el sector de hidrocarburos de Venezuela; así como determinando indicadores económicos que permitan la toma de decisión a la opción de negocio que se plantee para el esquema del campo Río Caribe, mediante la estimación de costos y flujo de caja; y, c) Realizar la validación y pertinencia de la propuesta, estableciendo el escenario probable de negocio planteado mediante un análisis comparativo y tomando como referencia otros estudios similares.

Palabras claves: Gas Condensado, Oportunidad de Negocio, Estructura Organizativa, Indicadores Económicos.



*Correo electrónico: colmenaresye@pdvsa.com

DETERMINACIÓN DE LOS DIFERENCIALES DE PRESIÓN CRÍTICOS DE ARENAMIENTO MEDIANTE ANÁLISIS GEOMECÁNICO A LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO RÍO CARIBE DEL PROYECTO MARISCAL SUCRE

Jesus Chaparro*
PDVSA

RESUMEN

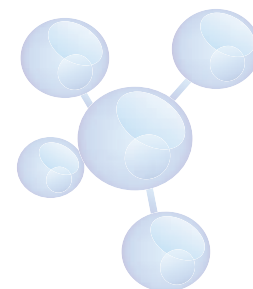
PR-25

Las arenas de interés pertenecientes a la Cuenca de Carúpano se caracterizan por ser poco consolidadas en donde la matriz de la roca no podría soportar las operaciones concernientes a las actividades petroleras; entre ellas, la etapa de producción, trayendo un déficit en la producción como consecuencia de daños en los equipos de fondo de pozo, equipos submarinos y las instalaciones de superficie. Es por ello que el propósito de esta investigación fue la de determinar los diferenciales de presión críticos de arenamiento para los pozos exploratorios RC-1 y RC-2 y las 7, localizaciones propuestas pertenecientes al campo Río Caribe. Para el cálculo de las propiedades mecánicas de los pozos, solo se contó con el registro sísmico monopolar, al igual que se determinó un sintético de la onda compresional para las localizaciones. La relación de Poisson, el modulo de Young y el UCS (Resistencia Compresiva No Confinada) arrojaron valores característicos de rocas poco consolidadas. Por lo tanto, la Formación Cubagua soporta bajos diferenciales de presión, por lo que fueron propuestos escenarios de producción para un reductor máximo permisible.

Palabras claves: Arenamiento, Presión, Críticos, Geomecánica, Sísmico.



*Correo electrónico: jesusleonardo89@gmail.com



ESTIMACIÓN DEL GAS TOTAL CONSUMIDO POR DÍA EN LA PLANTA GENERADORA DE VAPOR D7 TÍA JUANA TIERRA

Antonio Gómez *
PDVSA

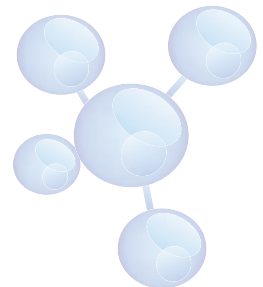
Alexander Segovia
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
POLITECNICA
DE LA FUERZA ARMADA NACIONAL

RESUMEN

PR-26

El presente trabajo está basado en la estimación del gas total consumido por día en la planta de vapor D-7 de Tía Juana Tierra, enmarcado en un tipo de investigación descriptiva con un diseño de campo, utilizando para el cálculo el método de presión diferencial, con elementos de medición de tipo placas orificio y registradores de flujo de tipo fuelle (analógicos); esto con la finalidad de comparar los patrones de medición calculados con el consumo de gas reportado de la planta de vapor D-7, los cuales varían significativamente. Asimismo, se pudieron verificar los cálculos realizados en esta investigación con los valores fiscalizados por la gerencia de Medición y Manejo de Gas para el Ministerio de Energía y Petróleo, los cuales varían en pequeños porcentajes. Los resultados son indicativos que los valores presentados en este trabajo y los fiscalizados son aceptables para ambos puntos.

Palabras claves: Estimación de Gas Total Consumido, Reporte de Planta D-7 Tia Juana.



* Correo electrónico: gomezau@pdvsa.com

SISTEMA DE DIAGNÓSTICO PARA POZOS POR LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS

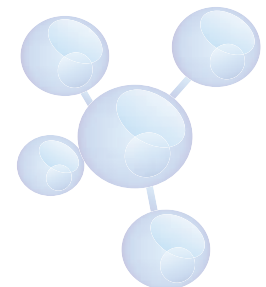
Edgar Camargo *
PDVSA

RESUMEN

PR-27

En este trabajo se presenta un Sistema de Diagnóstico de Pozos Petroleros basado en técnicas de computación inteligente (específicamente un sistema difuso con estructura multicapa). Este sistema de diagnóstico permite implementar labores de supervisión y control del procesos de producción en sus respectivos estados operacionales y detectar formas de fallas que afectan al proceso de producción de crudo o a los equipos involucrados. El diagnóstico se realizó en pozos por levantamiento artificial, usando datos de superficie (presiones de gas y producción) y de fondo (presión de fondo). En nuestro estudio, el esquema permite determinar el flujo de crudo o gas que puede producir un pozo, tomando en cuenta el potencial del yacimiento. En general, esta propuesta está orientada a la dotación del pozo de inteligencia, al conferirle características de auto-diagnostico en sitio, proporcionando al método de producción mejor desempeño y rentabilidad económica. Esto se hace a través del sistema de supervisión propuesto.

Palabras claves: Estructura Multicapa Difusa, Sistema de Producción Petrolero, Pozos por Levantamiento, Artificial por Gas, Inteligencia Artificial.



* Correo electrónico: camargoea@pdvsa.com

INNOVACIONES EN TÉCNICAS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS EN LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO TÍA JUANA LAGO, PNOGO

Denisse Volcanes*
PDVSA

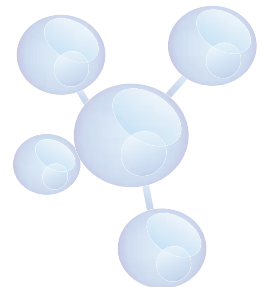
RESUMEN

PR-28

Andrea Oliva
PDVSA

Desde el año 2010, el Proyecto Nuevas Oportunidades de Gas Occidente (PNOGO) inició la búsqueda de producción gasífera en el campo Tía Juana Lago con el objeto de sustentar la creciente demanda de gas en el Occidente del país y apalancar los procesos industriales del Complejo Petroquímico Ana María Campos. Algunos yacimientos con presiones entre 240 y 350 lpc se clasifican como maduros, los cuales fueron productores de crudo y actualmente son explotados bajo visión gas por presentar Relaciones Gas Petróleo mayores a 200.000 PCN/BN. En la búsqueda por aumentar la producción de gas y basándose en los éxitos obtenidos en la construcción de pozos Monobore de 5 ½" en el área, se propuso la aplicación de técnicas para incrementar área de flujo en pozos activos con altos volúmenes de gas y con tuberías de producción, cuyos diámetros redujeran la capacidad de afluencia de los mismos. La técnica empleada consistió en la comunicación del espacio anular entre el revestidor y la tubería de producción con la utilización de mandriles de gas lift o manga de circulación en su configuración original; así como la adecuación en superficie para comunicar las líneas de inyección y producción, logrando producir por revestidor y tubería simultáneamente, sin la necesidad de intervención con taladro para el retiro o reemplazo de tubería, permitiendo con esto ahorros considerables en costos por disminución del uso de equipos de reparación. La técnica se aplicó en 8 pozos del área y se obtuvo un ganancial promedio por pozo de 1.0 MMPCND lo que representa un volumen adicional entre 50 y 100 %. Estos resultados permitieron concluir que este método es factible para optimizar la producción en los pozos del área estudiada, con las características antes mencionadas.

Palabras claves: Comunicación Revestidor-tubería, Área de Flujo, Producción Gas, Yacimientos Maduros.



*Correo electrónico: volcanesd@pdvsa.com

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA RECONVERSIÓN DE POZOS INYECTORES A PRODUCTORES DE GAS

Vanessa Prieto*
PDVSA

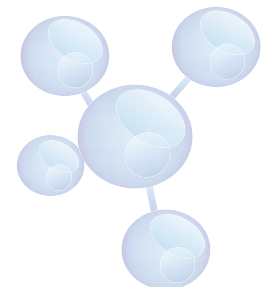
RESUMEN

PR-29

Karinella Mieres
PDVSA

En los últimos años el gas natural ha tomado gran importancia como fuente energética para suplir los procesos de generación eléctrica, refinación, petroquímica, entre otros. Esto, aunado al agotamiento de las reservas de crudo de los yacimientos que estuvieron sometidos a procesos de inyección de gas en el Occidente del país, incentivó la revisión y la realización de estudios para desarrollar un proyecto de explotación bajo visión gas, teniendo como principales candidatos los pozos inyectoros de gas por su condición de poseer reservas del fluido que se desea para producir y además, por estar ubicados en la zona más alta de la estructura en el presente trabajo se propuso realizar un análisis técnico-económico para la reconversión de pozos inyectoros de gas a pozos productores de gas. Este proyecto se delimitó al estudio de cinco (5) yacimientos de gas asociado que se encuentran dentro del campo Tía Juana Lago, los cuales presentan altas reservas, con un total de 23 pozos inyectoros de gas bajo tres diseños de completación diferentes: a) hoyo abierto, b) tubería ranurada y c) revestidor cementado. La metodología aplicada consistió en la recopilación y validación de la información de los yacimientos, análisis de las heterogeneidades de las arenas contentivas de gas y determinación del diseño óptimo de recompletación. Los resultados obtenidos demuestran que los pozos recompletados bajo este esquema de explotación no son los mejores productores del área de estudio, debido principalmente a que los canales de flujo durante el proceso de inyección ofrecen una resistencia distinta durante el proceso de producción. Este efecto se pudo constatar a través del estudio de la variación de la permeabilidad efectiva al gas.

Palabras claves: Reconversión, inyectoros de gas, heterogeneidad, reacondicionamiento.



*Correo electrónico: prietovr@pdvsa.com

CEMENTACIÓN DEL LINER CON UNA LECHADA ANTIMIGRATORIA PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS EN ZONAS DEPLETADAS DE YACIMIENTOS DEL ÁREA TÍA JUANA LAGO

Isnardy Toro*
PDVSA GAS

RESUMEN

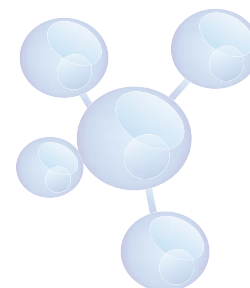
PR-30

Isnardy Toro
PDVSA GAS

El en Proyecto Nuevas Oportunidades Gas Occidente (PNOGO) desarrollado en conjunto entre PDVSA Gas, EyP, PEQUIVEN y PDVSA Intevep, se ejecuta la perforación de nuevas localizaciones, con el objetivo de drenar las reservas de gas asociadas a la Formación Misoa (edad Eoceno), correspondiente a yacimientos del campo Tía Juana Lago y se estima apalancar los procesos industriales en el Complejo Petroquímico Ana María Campos. En la campaña de perforación de pozos con visión gas, se encuentran yacimientos clasificados como depletados con presiones entre 240 y 310 lpc, en la zona de interés, en los cuáles se han utilizado fluidos poliméricos a base agua durante la construcción del hoyo de producción con una densidad de 8,80 lpg, lo cual supera la densidad del agua (8,33 lpg). Esto ha ocasionado problemas operacionales a nivel de yacimiento, tales como: hinchamiento de arcillas, inestabilidad de hoyo, pérdida de circulación y daños a la formación, que se reflejan en una disminución de la producción del campo. La metodología utilizada corresponde a un diseño de campo e historiales de los pozos como principal referencia. La técnica propuesta incluye la aplicación de emulsiones de aceite en agua (O/W, por sus siglas en inglés), como una alternativa de fluidos de perforación y se espera que cada pozo produzca entre 1,5 MMPCED y 2 MMPCED de gas. Para el diseño mecánico del hoyo productor se recomienda bajar un liner de 7" (26 lbs/pies), colgado en el revestidor de 9-5/8" (47 lbs/pie, N-80), cementando con una lechada antimigratoria de 14,5 lpg, usada principalmente para controlar los influjos de gas. Se realizaron simulaciones de las posibles lechadas de cemento a través de matrices y se determinaron los volúmenes teóricos para cada una de las fases. Los resultados obtenidos durante la perforación muestran que la técnica es completamente factible y económicamente rentable en la construcción de pozos nuevos y de acuerdo a los resultados de las simulaciones, se realizó una propuesta técnica de cementación, la cual considera que las lechadas antimigratorias impermeables y con propiedades tixotrópicas, son las que mejor se adaptan para este tipo de ambientes.



Palabras claves: Liner, Producción de Gas, Localizaciones, Hinchamiento de Arcillas, Inestabilidad del Hoyo.



*Correo electrónico: toroij@pdvsa.com

PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS CON ACUMULACIÓN DE LÍQUIDO EN YACIMIENTOS MADUROS PERTENECIENTES AL CAMPO TÍA JUANA LAGO

María Arias*
PDVSA

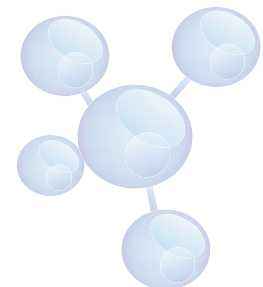
RESUMEN

PR-31

Elieth Rodríguez
PDVSA

El Proyecto Nuevas Oportunidades de Gas Occidente (PNOGO) tiene la aprobación del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería para la explotación bajo visión gas de yacimientos pertenecientes al campo Tía Juana Lago que se encuentran categorizados como yacimientos de crudo a presiones cercanas al punto de abandono, las cuales oscilan entre 240 y 390 lpc. En sus inicios se utilizaron completaciones sencillas y sencillas selectivas con sistema de levantamiento artificial mediante mandriles de Levantamiento Artificial por Gas (LAG) para poder inyectar una tasa baja de gas lift de manera continua y así poder desplazar columnas de líquido generadas en el pozo producto de la condensación del gas en la tubería de producción y/o fluidos provenientes del yacimiento. Actualmente, se utilizan completaciones sencillas con un solo mandril de LAG o una manga de circulación instalada en el punto más profundo posible, esto con el fin de optimizar costos. Otra metodología de completación utilizada es la producción por anular e inyección por la tubería de producción (2 3/8”), lo cual permite colocar la punta de tubería en el tope de las perforaciones para garantizar el punto más profundo posible de inyección y un mayor desplazamiento de la columna de líquido, este método de producción ha resultado ser uno de los más económicos debido a la configuración planteada. Los resultados han sido exitosos con las metodologías de completación actuales, ya que se han obtenido ahorros en construcción de pozo; así como una caída de presión favorable al yacimiento debido a que se logra desplazar una columna de líquido mayor y, por ende, se obtiene un flujo continuo de gas de formación.

Palabras claves: Gas Lift, Producción de Líquido, Pozos de Gas, Yacimiento Maduro, Mandril.



* Correo electrónico: ariasmdx@pdvsa.com

COMPLETACIÓN MONOBORE PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS EN UN YACIMIENTO DEL ÁREA SUR, TÍA JUANA LAGO

Karinella Mieres*
PDVSA GAS

RESUMEN

PR-32

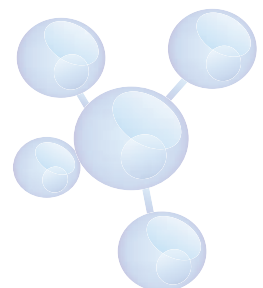
Vanessa Prieto
PDVSA GAS

Carlos Banzer
PDVSA GAS

Freddy Molina
PDVSA

El Proyecto Nuevas Oportunidades Gas Occidente (PNOGO) se encuentra en la búsqueda de nuevas tecnologías que sean eficientes para la explotación y producción de las reservas de gas con el propósito de garantizar el arranque y la continuidad operativa del Complejo Petroquímico Ana María Campos (CAMC). En vista de esto, específicamente en los yacimientos del Área Sur Tía Juana Lago, surgió la necesidad de evaluar la factibilidad y aplicación de la técnica de Completación Monobore en las localizaciones del yacimiento bajo estudio, ya que la misma a nivel mundial ha demostrado ser apropiada para la producción de gas. El diseño consistió en la construcción de pozos cuyo diámetro interno de producción sea uniforme desde el fondo hasta la superficie. Para tal fin, las premisas utilizadas en la selección de la aplicación se fundamentaron en la revisión de las características geológicas, geofísicas, petrofísicas y de yacimientos; así como la realización de análisis de productividad y evaluaciones económicas, con lo cual se estableció el diseño óptimo de completación del pozo. En este yacimiento se perforaron 2 pozos cuyo diámetro de revestidor de producción es de 5-1/2", reportando una producción de gas promedio de 5,6 MMPCED en comparación con los pozos convencionales cuya producción es de 1,7 MMPCED y ahorros en costos de construcción y tiempos operacionales de 30 % y 28 % respectivamente. Los resultados obtenidos demuestran que la técnica de Completación Monobore aplicada es factible y económicamente rentable en la construcción de pozos nuevos para la producción de gas.

Palabras claves: Completación Monobore, Producción de Gas, Localizaciones.



*Correo electrónico: mieresk@pdvsa.com

EVALUACIÓN Y MITIGACIÓN DE INTERFERENCIAS ELÉCTRICAS EN CORRIENTE ALTERNA (AC) EN TUBERÍAS EN EL DISTRITO FURRIAL

Morelia Borregales *
PDVSA ORIENTE

Angélica Tineo
PDVSA ORIENTE

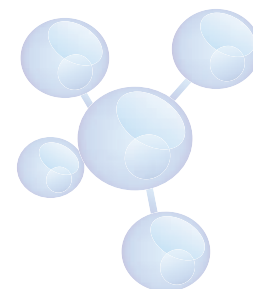
Edward Vargas
PDVSA ORIENTE

RESUMEN

PR-33

A nivel mundial, existen pocos casos documentados sobre fallas causadas por interferencias eléctricas de corriente alterna (AC), en estructuras de acero enterradas o sumergidas. La AC, causa corrosión puntual, por el lugar de salida de la corriente hacia el medio electrolítico. Estas interferencias pueden provenir de diferentes medios, el más común, las líneas de alta tensión que pertenecen a la distribución de corriente AC de alta tensión (115 kV, 13.8 kV) y que comparten espacios con los corredores de tuberías de distribución de crudo, gas y agua de la industria petrolera. En este trabajo se documenta la falla del oleoducto de 12"Ø, tramo Orocuál-Jusepín, la cual se produjo el 16 de Enero del 2006; los parámetros evaluados y los análisis de la información obtenida para comprobar que la falla fué ocasionada por corrientes de interferencias AC. Se realizó medición de potenciales de corriente alterna (AC) con la técnica CIPS (Close Interval Potential Survey), con la finalidad de identificar y cuantificar las zonas de entrada y salida de corrientes parásitas AC, se evaluaron los parámetros corrosivos en el suelo circundante al área de la falla (pH y resistividad), para determinar las condiciones a las cuales estaba expuesta la tubería y la condición del revestimiento mediante la técnica de gradiente de voltaje de corriente directa (DCVG) para precisar otras zonas de ataque al revestimiento. Para mitigar los problemas de corrosión externa por corrientes de interferencias AC, se utilizó un equipo denominado "Reemplazo de Celdas de polarización" PCR. Este dispositivo es un discriminador de corriente de estado sólido, libre de mantenimiento, que proporciona el aislamiento de la corriente continua (DC) proveniente del sistema de protección catódica y posee baja impedancia a la corriente alterna permitiendo que la corriente de interferencia AC sea desviada a tierra.

Palabras claves: Interferencia, Mitigación, PCR.



* Correo electrónico: borregalesz@pdvsa.com

POTENCIAL DE EXTRACCIÓN DE CONDENSADO DEL GAS NATURAL PRODUCIDO EN EL CAMPO BARÚA

Germán Márquez*
MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE
PETRÓLEO Y MINERÍA

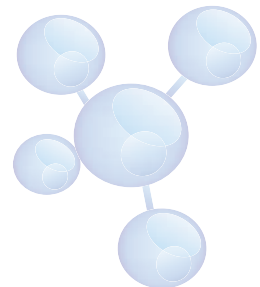
David Molina
SIMSA DE VENEZUELA C.A.

RESUMEN

PR-35

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos en fase gaseosa, compuesta primordialmente por metano y cantidades variables de hidrocarburos más pesados, así como ciertos gases no hidrocarburos, tales como: nitrógeno, dióxido de carbono, helio entre otros. Partiendo de esta definición, el gas posee una riqueza que refiere la cantidad en volumen de propano y componentes más pesados que pueden obtenerse de un determinado volumen de gas. Generalmente, el contenido líquido de éste, se expresa en galones por mil pies cúbicos. Esta riqueza se conoce como GPM. Diferentes procesos que se llevan en la industria de los hidrocarburos permiten la extracción de líquidos valiosos presentes en el gas. Adicionalmente, otros procesos no dirigidos directamente a este objetivo, por ejemplo, sistemas de compresión donde se recibe gas a determinada presión para entregar a mayores, generan la formación de condensados que son recolectados e incorporados a las corrientes de producción para posteriormente ser fiscalizados. En el Occidente del país, se encuentran instaladas 45 plantas compresoras (Informe oficial de gestión anual PDVSA, 2012). Una de éstas, se encuentra ubicada en el campo Barúa; cuya finalidad es comprimir el gas del campo que es utilizado posteriormente para el levantamiento artificial del crudo, sin embargo no dispone de infraestructura para realizar una extracción de líquidos óptima. Con base en lo anteriormente expuesto, en esta investigación, se estimó la riqueza del gas natural que puede extraerse de existir instalaciones adecuadas. En efecto, se determinó mediante análisis cromatográficos que el gas inyectado a los pozos posee un GPM hasta de 2,2 y considerando los volúmenes de entrada a la planta y mediante cálculos matemáticos precisos, se obtuvo que aplicando procesos de extracción de líquidos adecuados, se puede generar un incremento del 90 % de los volúmenes condensados a ser fiscalizados en dicha instalación.

Palabras claves: Cromatografía, Plantas Compresoras, GPM.



*Correo electrónico: gemarquez@menpet.gob.ve

ROMPIENDO PARADIGMAS CON LA PERFORACIÓN INGENIOSA DE POZO DE GAS EN EL CAMPO SIPORORO EN LA DIVISIÓN BOYACÁ

César Jiménez*
PDVSA SERVICIOS

Diomar Delgado
PDVSA SERVICIOS

José Ardila
PDVSA SERVICIOS

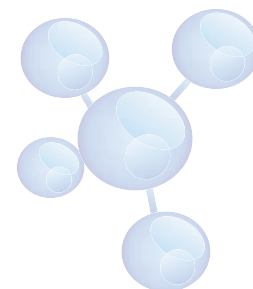
Katherine León
PDVSA SERVICIOS

RESUMEN

PR-36

Con el objetivo de dar continuidad al Proyecto Termoeléctrico Barrancas, que es de vital importancia para el suministro de energía eléctrica de los estados Barinas y Portuguesa, se lleva a cabo la perforación de pozos y explotación del campo Sipororo, cuyo pionero fue un consorcio internacional. PDVSA, a través de su filial PDVSA Servicios Petroleros S.A., asume el reto de construir el Pozo SIP-5 obteniéndose una reducción significativa en los tiempos de perforación en comparación con los cuatro pozos vecinos perforados por dicho consorcio y rompiendo paradigmas en cuanto a la implementación de la perforación ingeniosa, de acuerdo a los resultados comparativos obtenidos en la perforación de yacimientos gasíferos en esta área. En la perforación ingeniosa se muestra el enorme talento humano y el alto grado de profesionalismo se marca la consideración estratégica de aspectos innovadores, claves y críticos durante la construcción de pozos, tales como: fluidos, cementación, perforación direccional, toma de registros, entre otros. Cabe mencionar, por ejemplo, los fluidos de perforación con estricto control de pozo que permiten reducir el gasto en el uso de fracturamiento hidráulico. En la cementación de pozos, la utilización exitosa de lechadas especiales llamadas híbridas antimigratorias. En área de perforación direccional, el rendimiento óptimo en los parámetros de penetración sin necesidad de la turbo perforación. En el seguimiento geológico, la captura de información y la corrida óptima de registros y tomas de presión para revisar aspectos claves del área como, por ejemplo, gas lutítico (shale gas). Finalmente, se completó el pozo con éxito, logrando resultados por encima de lo esperado, lo que permitió adicionar 14 MMPCED provenientes de la arena Gobernador para surtir a la planta termoeléctrica Barrancas, contribuyendo de esta manera al Plan de Desarrollo Gasífero Nacional y creando nuevas oportunidades de extracción de gas; así como la expansión de la producción en el área de Sipororo y a nivel Nacional.

Palabras claves: Perforación Ingeniosa, Lechadas Híbridas, Gas Lutítico, Turbo Perforación.



*Correo electrónico: jimenezcej@pdvsa.com

A NEW APPROACH FOR PHASE BEHAVIOR DURING TESTING OF GAS CONDENSATE WELLS

Miguel Maregatti*
TYUMEN STATE UNIVERSITY
RUSSIAN FEDERATION

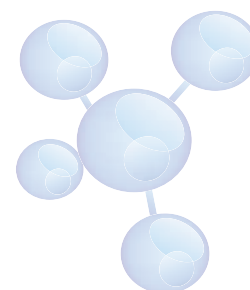
Mikhail L'vovich Karnaujof
TYUMEN STATE UNIVERSITY
RUSSIAN FEDERATION

ABSTRACT

PR-37

Gas-condensate reservoirs belonging to complex geological structures have specific characteristics for its fluid movement. With temperature and pressure changes, components of condensate mixtures vary in liquid and gaseous phase, occurring retrograde processes which affect significantly the operating conditions of the formation and the wellbore. Some studies refer that the near-wellbore region with condensate drop-out can be considered similar to the skin effect region of damaged formation, and according to its permeability, this region would be divided up in two or three different zones. This paper describes pressure measurements during the well testing in the Eastern Venezuelan Caribbean Sea (limestone) and Urengoy (sandstone) in the North of the Tyumen Region (Russian Federation), observing that the pressure behavior in many of these wells differed substantially from curves presented by other researchers. An explanation for the gas condensate systems behavior in studied formations is proposed. Compositional modeling results of movement processes of gas and condensate in the near-wellbore region by new modeling programs are shown, considering the effect of the well storage capacity, the skin effect and the zone of condensate blockage on the build-up behavior. Comparisons were made of real measurements with simulation results and also of the laboratory studies of PVT, corresponding to samples taken from the reservoirs. As a result, a new method to approach the analysis and interpretation of results of gas condensate well testing is proposed.

Keywords: Gas Condensate, Reservoir, Permeability, Build-up, Modeling.



*Correo electrónico: maregattim@gmail.com

OPTIMIZACIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN DE LA FASE 12 1/4" EN EL BLOQUE ALÓCTONO DE LA DIVISIÓN PUNTA DE MATA, ESTE DE VENEZUELA

Rafael Mejía*
PDVSA

RESUMEN

PR-39

Orlando Gordon
PDVSA

Oliver González
PDVSA

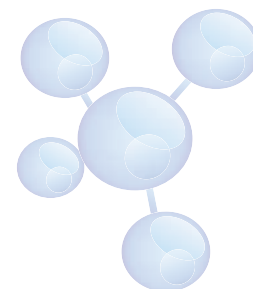
Williams Anato
PDVSA

Sergio Bello
PDVSA

Durante la construcción de pozos con perforación convencional en el Bloque Alóctono, se presentan dificultades de bajas tasas de penetración y desviación de la trayectoria del pozo que aumentan los tiempos y costos de operación en la fase de 12 1/4". Estas dificultades son causadas por factores como: alta dureza, abrasividad y compresibilidad de las areniscas, lutitas, limolitas y calizas que conforman la litología de dicho bloque y que traen como consecuencia: tasas de penetración con mechas tricónicas entre 3 a 5 pies/hora, rendimiento entre 350 a 390 pies/mecha, rendimiento entre 50 a 80 h de rotación/mecha, alto consumo de mechas entre 24 a 33 mechas, alto número de viajes de tubería por cambio de mechas, largos tiempos de construcción de la fase; entre 100 a 140 días, alta tendencia de desplazamiento del objetivo por inclinación mayor a 14°, desgaste prematuro en los componentes de la sarta de perforación y elevado riesgo operacional. Estos aspectos se identificaron y analizaron mediante una evaluación técnico-económica que permitió definir la aplicación de nuevas tecnologías, tales como mechas impregnadas de nueva generación con turbinas. Se utilizó dicha tecnología con cortadores combinados de diamante natural, policristalino (PDC, por sus siglas en inglés), policristalino térmicamente estable (TSP, por sus siglas en inglés) y carburo de tungsteno. Se utilizó una turbina de 9 1/2" con una sección adicional de potencia y mejor estabilización. Se obtuvieron los siguientes resultados: tasa de penetración de 5 a 7 pies/hora, 25 % a 50 % de aumento, rendimiento entre 800 a 1300 pies/mecha, aumentó de 128 % a 225 %. El tiempo de rotación/mecha aumentó a 220 h, mejorando en 200 % el rendimiento. Se redujo el consumo de mechas a 8, con una reducción del 70 %. Se redujeron los viajes de tubería por cambio de mecha a 8 viajes (reducción del 70 %). Se redujeron los tiempos de construcción de la fase a 70 días, (reducción entre 30 % y 50 %). Se mejoró el control sobre la trayectoria del pozo con desviación máxima de 6° y se observó menor desgaste en componentes de la sarta, menor rotación. Se obtuvo menor riesgo operacional (pescados). Con la aplicación de la tecnología en el Bloque Alóctono, gracias a los logros mencionados, se obtuvo un ahorro de 315.000,00 dólares (US\$) en la sección del hoyo de 12 1/4".



Palabras clave: Bloque Alóctono, Perforación, Fase 12 1/4", Mechas Impregnadas.



*Correo electrónico: mejjar@pdvsa.com

Ricardo Gómez *
CARDON IV

ABSTRACT

PR-40

Felice D'Alterio
CARDON IV

Mariela Reverón
CARDON IV

Alfredo Leone
CARDON IV

Ramiro De Los Reyes
CARDON IV

Verónica Benito
REPSOL

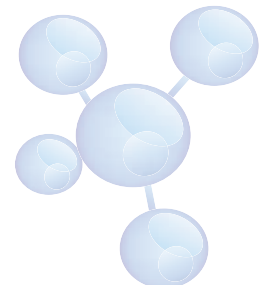
Sagrario Sánchez
REPSOL

Paula Sanz
REPSOL

José Peña
REPSOL

Perla is a giant gas field located offshore in the Venezuelan Gulf, with a water depth of 67 m. The development concept includes one main platform (The Hub) and three satellite unmanned platforms with dry trees. Production from satellites is sent to the hub with 14"OD lines and the full field production is then exported to onshore facilities through 30"OD line. The field development strategy includes three production phases, Early (300 MMscf/d), Full field I (800 MMscf/d) & Full Field II (1200 MMscf/d). However, it was requested to evaluate scenarios starting with even lower flow rates (from 50 to 300 MMscf/d) to speed up first gas. The feasibility to operate in this scenario is a challenge for the export pipeline. Low gas flow rates, below the minimum turndown rate, may create problems associated to a significant liquid inventory in the pipeline, with impact in the pigging procedure and the slug-catcher and surface facilities required. Also, potential corrosion issues related to water condensation and CO₂ content in produced gas could affect mechanical integrity of pipelines. An integrated team was formed by Cardon IV and Repsol Upstream Technology to evaluate the feasibility of this "very early" production phase through state-of-the-art OLGA fluid-dynamic steady state and transient model evaluation of the 30" export pipeline. The aim of this study was to estimate the dimensions of onshore facilities, and to define the best operating conditions to minimize liquid surges into the Slug-Catcher during pigging operations to clean out the pipeline. This technical paper summarizes the main conclusions of the flow assurance analysis and taken decisions concerning operational philosophy to make the "super early" production phase feasible.

Keywords: Steady State, Transient, Dynamic, Flow Assurance, Operations.



* Correo electrónico: ricardo.gomez@cardon4.net.ve

DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN “DRILL-IN” PARA LA SECCIÓN HORIZONTAL DE LOS POZOS DEL PROYECTO CARDÓN IV

Ricardo Martínez*
Perforación Cardón IV, CARDÓN IV

Roberto Bermúdez
Perforación Cardón IV, CARDÓN IV

César Montilla
HALLIBURTON

Jorge Urdaneta
HALLIBURTON

Antonio Galué
HALLIBURTON

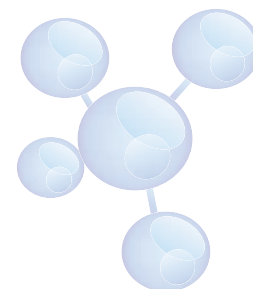
Victor Machado
Consultor

RESUMEN

PR-41

El enfoque de este trabajo conjunto entre Cardón IV y Halliburton – Baroid está basado en lecciones aprendidas de la campaña exploratoria y en un intenso programa de pruebas de laboratorio tanto en las instalaciones de Halliburton en el país, como los realizados por el laboratorio de ENI en Milán, Italia; recopilando la información operacional y petrofísica de núcleos, con el objeto de lograr el diseño de un fluido de perforación base agua para reemplazar el lodo base aceite usado anteriormente en la perforación de la zona productora en la sección horizontal de 8 ½”, con alta probabilidad de pérdida. Con las prácticas operacionales adecuadas y esta selección de un sistema de fluido “Drill in” es posible prevenir y minimizar estas pérdidas y disminuir el daño a la formación, con la finalidad de aumentar los valores de producción. En este sentido, el equipo diseñó un sistema salino personalizado para atender a los retos que se presentan en las formaciones carboníticas características del campo Perla. El sistema está compuesto por polímeros especialmente procesados y un paquete ponteante diseñado para las características de la formación. Todos los materiales utilizados son solubles en ácido. Al crear una solución personalizada en este caso, los especialistas de Cardón IV y Halliburton - Baroid aseguran el uso de tecnologías y procesos adecuados para realizar el trabajo de manera eficiente, efectiva y segura, en cada fase del desarrollo del proyecto. Los retos de este diseño son: mantener la condición original del reservorio minimizando el daño a la formación, controlar las posibles pérdidas de circulación, asegurar un óptimo ponteante frente a la zona productora y la optimización económica de la propuesta.

Palabras claves: Costa Afuera, Cardón IV, Fluido de Perforación Base Agua.



*Correo electrónico: martinezaaj@pdvsa.com

PROYECTO NUEVAS OPORTUNIDADES GAS OCCIDENTE (PNOGO)

Vanessa Prieto*
PDVSA

RESUMEN

PR-42

Karinella Mieres
PDVSA

Néstor Bonilla
PDVSA

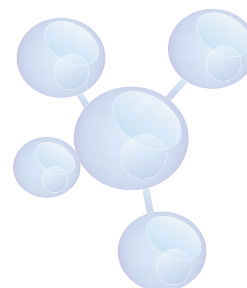
Victor Kock
PDVSA

Rubén Pérez
PEQUIVEN

Freddy Molina
PDVSA

Debido a la creciente demanda de gas existente en el Occidente del país, la Nación se encuentra comprometida con la búsqueda y explotación de campos de gas. El Proyecto Nuevas Oportunidades Gas Occidente (PNOGO), se crea como una unidad especial constituida por un equipo multidisciplinario, encargado del desarrollo óptimo de las áreas otorgadas para ser explotadas bajo visión gas y contribuir al arranque y mantenimiento operativo del complejo petroquímico "Ana María Campos" (CAMC). El plan de desarrollo, iniciado el año 2010 en las áreas pertenecientes al sur de Tía Juana Lago en los yacimientos B6 LL 370, B6 LL 570 y B6 LL 603, mediante revisión, elaboración y actualización de las historias de pozos, interpretación de registros, realización de secciones estratigráficas y estructurales y mediante evaluación de análisis nodal e inspecciones físicas y adecuaciones de superficie. Adicionalmente, se revisaron las reservas existentes mediante reinterpretación geológica y parámetros de yacimientos. El objetivo volumétrico es generar de 129 MMPCND de gas rico (3 GPM o más), por medio de la visualización de puntos de drenaje y perforación de pozos, reactivación de pozos con alta RGP, reconversión de pozos inyectores de gas a productores de gas y cañoneo de arenas adicionales de gas. PNOGO ha ejecutado 73 pozos; de los cuales 30 son RA/RC, 7 perforaciones, 9 cañoneos y 27 aperturas; generando 102,8 MMPCND (Abril 2014). La porción de gas producido que se envía al CAMC, se ha empleado como parte de la dieta de gas combustible que contribuye a mantener operativa la mencionada instalación. En ese sentido, se ha contribuido con la producción de 132.925 Tm de urea (materia prima para fertilizar aproximadamente 875.400 m² de cultivo) y de más de 167.100Tm de PVC; de las cuales, PEQUIVEN, destina una cantidad equivalente a 13.963 "Kits" de PETROCASAS.

Palabras claves: PNOGO, Gas Rico, Urea, Pequiven, PVC.



*Correo electrónico: prietovr@pdvsa.com

INTAV®: INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO PARA LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

Elluz Torín *
PDVSA INTEVEP

Rosa Nadales
PDVSA INTEVEP

Jorge Quiva
PDVSA INTEVEP

Luis Castillo
PDVSA INTEVEP

María Carrasquero
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

RESUMEN

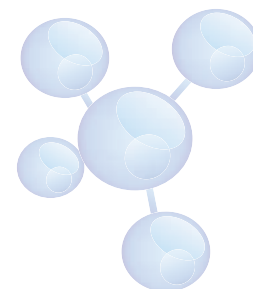
AF-01

Debido a la problemática recurrente de incrustaciones existente en las instalaciones de la industria nacional de hidrocarburos, en PDVSA Intevep se identificó la aplicación de polisacáridos naturales provenientes del Aloe vera como inhibidor de incrustaciones de carbonato de calcio y con visión de desarrollo de la agroindustria. La formulación del inhibidor plantea el uso de materia prima grado industrial, a fin de no interferir con el sector alimenticio y de cosméticos. El desarrollo de este producto biotecnológico ha superado diversas etapas entre las que destacan: pruebas a escala laboratorio que permitieron la selección de la formulación (INTAV®) y las evaluaciones de compatibilidad con otros productos químicos, pruebas a escala banco para seguimiento de desempeño en condiciones reales de operación, evaluaciones de ecotoxicidad y evaluaciones a escala campo en diferentes sistemas de alta criticidad por incrustaciones. Actualmente, el desarrollo del INTAV® se encuentra próximo a la fase de demostración a escala comercial, para posteriormente masificar el producto. En este trabajo se presenta una visión general del INTAV®, así como los resultados de las evaluaciones en campo del producto, las cuales se llevaron a cabo en dos pozos productores ubicados en los estados Barinas y Monagas y en un oleoducto del estado Anzoátegui. Dichas instalaciones poseían un significativo historial de fallas por incrustaciones, con cortes de agua superiores al 50 %. Todas las evaluaciones arrojaron excelentes resultados desde el punto de vista de eficiencia del producto, inclusive al compararlo con los productos convencionales comúnmente aplicados. Estos resultados permiten visualizar al INTAV® como el antiincrustante propio de PDVSA, cuya masificación contribuirá al desarrollo agroindustrial del país.

Palabras claves: Inhibidor de Incrustaciones, Polisacáridos, Aloe Vera.



*Correo electrónico: torine@pdvsa.com



INHIBICIÓN DE HIDRATOS DE TETRAHIDROFURANO (THF) MEDIANTE COMPUESTOS NATURALES POLIHIDROXILADOS

Elluz Torín*
PDVSA INTEVEP

Rosa Nadales
PDVSA INTEVEP

Marvin Ricaurte
PDVSA INTEVEP

Alfredo Vilorio
PDVSA INTEVEP

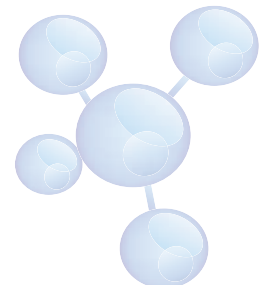
María Carrasquero
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

RESUMEN

AF-02

Venezuela está considerada como una de las naciones más importantes como potencial suplidor de energía gasífera por sus cuantiosas reservas de gas libre, las cuales se encuentran principalmente en el área de costa afuera. Actualmente, en el país se desarrollan proyectos en dicha área tales como: Mariscal Sucre, Plataforma Deltana y Rafael Urdaneta. En estos desarrollos, uno de los problemas de aseguramiento de flujo más frecuente es la formación de hidratos, lo que ocurre a altas presiones y bajas temperaturas, obstruyendo tuberías, válvulas y cabezales de pozo, causando pérdidas de producción y problemas de seguridad graves. Los tratamientos químicos convencionales que más se utilizan para mitigar este fenómeno son los inhibidores termodinámicos de alta dosificación tales como el metanol (MeOH) y monoetilenglicol (MEG). Sin embargo, la nueva tendencia es utilizar inhibidores de bajas dosis, los cuales son capaces de controlar los aspectos cinéticos relacionados con el crecimiento de los hidratos. En este contexto, en PDVSA Intevep se está desarrollando una nueva formulación para la inhibición de hidratos a base de productos naturales polihidroxilados. Las pruebas a escala laboratorio han empleado el tetrahidrofurano (THF) como molécula formadora de hidratos, permitiendo la formación de estos sólidos a presión ambiental y bajas temperaturas. La evaluación de la eficiencia de la formulación se llevó a cabo, mediante el seguimiento de la temperatura y la conductividad eléctrica, teniendo en cuenta la reacción exotérmica y la reducción de la movilidad de iones, respectivamente, como consecuencias de la formación de hidratos. Los resultados muestran que la nueva formulación inhibe eficazmente la formación de hidratos, cuando se aplica en dosis de 15 % sobre el sistema líquido en estudio.

Palabras claves: Hidratos de Tetrahidrofurano, Inhibidores, Productos Naturales.



*Correo electrónico: torine@pdvsa.com

EVALUACIÓN DEL PROCESO DE CORROSIÓN INTERNA Y DEL TRATAMIENTO QUÍMICO ANTI CORROSIVO APLICADO EN EL GASODUCTO DE 26" JUSEPÍN – MUSCAR EN EL DISTRITO FURRIAL

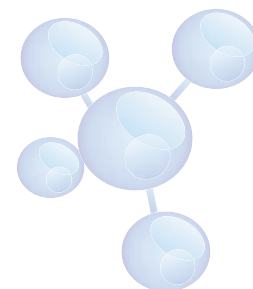
Wilmar Cobo*
PDVSA

RESUMEN

AF-03

El presente trabajo se realizó en el gasoducto de 26" Jusepín – Muscar, propiedad de PDVSA, ubicado al norte del estado Monagas, que permite transportar gas desde el complejo operativo Jusepín hasta el complejo operativo Muscar para su acondicionamiento. Debido a condiciones de operación propias del proceso, altas presiones y temperaturas (1300 lpc y 300 F, respectivamente), además de la presencia de agentes corrosivos tales como: agua, dióxido de carbono (CO₂) y sulfuro de hidrógeno (H₂S), se han presentado fallas por corrosión interna en equipos y líneas; lo que ha propiciado la inyección de productos químicos conocidos como inhibidores de corrosión, los cuales permiten mitigar la velocidad de corrosión a niveles aceptables para garantizar continuidad y confiabilidad operacional. En este estudio se realizó un monitoreo del gasoducto sin aplicación del tratamiento anticorrosivo, determinándose el potencial corrosivo de la instalación y registrándose velocidades de corrosión elevadas (15-35 mpy) que justifican la selección y aplicación de inhibidores como método de mitigación de la corrosión interna. El tratamiento químico anti-corrosivo seleccionado se controla a través de ajustes de dosis según la agresividad del sistema, monitoreado por medio de cupones de corrosión según la norma NACE RP-0775, medición de PRE (probetas de resistencia eléctrica) y seguimiento a los parámetros corrosivos, además de ser validado con la técnica de corridas instrumentadas. Con la aplicación del inhibidor seleccionado se logró minimizar significativamente la velocidad de corrosión del gasoducto desde valores de 30 mpy hasta 0.5 mpy, por debajo del límite permisible (5MPY).

Palabras claves: Inhibidor de Corrosión, Cupones de Corrosión, Probetas de Resistencia Eléctrica, Corridas Instrumentadas.



* Correo electrónico: cobow@pdvsa.com

ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO MULTIFÁSICO GAS-CRUDO-AGUA MEDIANTE DINÁMICA DE FLUIDOS COMPUTACIONAL

Jaime Riera*
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

Mirleth Rodríguez
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

Susana Zeppieri
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

Sylavana Derjani
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

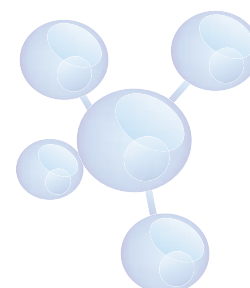
Miguel Asuaje
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

RESUMEN

AF-05

En este trabajo se realizó un estudio hidrodinámico del flujo gas-crudo-agua circulante en tuberías. Para alcanzar este objetivo se empleó el programa comercial ANSYS CFX 12.1, bajo un enfoque euleriano para cada fase presente en la realización de una simulación RANS. Se consideró un modelo heterogéneo que utiliza la fuerza de arrastre (modelo de Ishii-Zuber 1979) y de sustentación (modelo de Legendre-Magnaudet). El modelo de turbulencia empleado fue el SST. Los resultados (caída de presión) se correlacionan cuantitativamente con los predichos por la correlación de Beggs-Brill. Se utilizaron crudos con API 9,3 (Hamaca) y 30,7 (Lagemar) y contenidos de agua de 30 % y 45 % (en volumen) respectivamente. Se tomó el metano como gas y el sistema consistió de una tubería de 4 pulgadas nominal y 2 m de longitud.

Palabras claves: Multifásico, CFD, Caída de Presión, Retención de Gas.



*Correo electrónico: jariera@usb.ve

MÓDULO PARA LA PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE HIDRATOS EN SIMULADORES DE PROCESOS ARTIFICIALES POR GAS

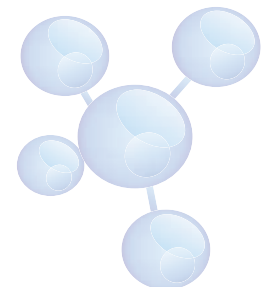
Rhonald López*
INELECTRA

RESUMEN

AF-06

Los hidratos de gas natural se forman en presencia de gases de bajo peso molecular y agua a altas presiones y bajas temperaturas, representando un problema para el aseguramiento de flujo en facilidades de producción e instalaciones de procesos; ya que pueden bloquear gasoductos y oleoductos provocar obstrucciones del flujo de gas, elevadas caídas de presión a lo largo de los mismos y sustanciales pérdidas económicas, por lo que es determinante conocer y desarrollar modelos capaces de predecir las condiciones bajo las cuales se forman los hidratos, a fin de prevenirlos. En la industria del gas, se requiere la evaluación de la formación de hidratos mediante simulaciones de procesos, generando la información necesaria para completar el diseño durante las fases del proyecto. Existen diferentes opciones disponibles para la predicción de hidratos, a través de simuladores de procesos comerciales que requieren el pago de licencia por su uso, y en algunos casos, el pago de licencias adicionales por uso del módulo de predicción de hidratos. Es por ello que surge la necesidad de implementar tecnologías propias para la realización de esta actividad, como un módulo complementario a los simuladores de procesos disponibles. El presente trabajo contempla la generación de un algoritmo para la predicción de hidratos de gas programado en lenguaje C#, para el desarrollo del módulo denominado "Hydrate Plug-in" y su incorporación a un entorno de simulación, a través de la interfaz de operación unitaria CAPE-OPEN, estándar internacional para el desarrollo de aplicaciones de ingeniería de procesos asistida por computadora; creando así, una herramienta compatible con simuladores comerciales y no comerciales que implementen la interfaz mencionada.

Palabras claves: Hidrato, Gas, Simulación, CAPE-OPEN.



*Correo electrónico: rhonald.lopez@inelectra.com

CONTROL DE EROSIÓN Y RESTAURACIÓN AMBIENTAL EN CORREDORES CON ALTA PENDIENTE. GASODUCTO NORORIENTAL G/J JOSÉ FRANCISCO BERMÚDEZ

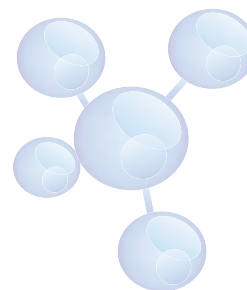
Carmelo Rodríguez*
PDVSA GAS

RESUMEN

IF-01

Este trabajo presenta las técnicas de mitigación y restauración de impactos ambientales ocasionados por la construcción de corredores en altas pendientes. Las actividades de construcción, deforestación, movimiento de capa vegetal y grandes movimientos de tierra; a fin de poder crear las condiciones topográficas para la construcción de una tubería, origina gran cantidad de material sobrante y suelto, además de suelos desnudos, aumentando los índices de escorrentía superficial, produciendo procesos erosivos fuertes que tienen como resultado la sedimentación de cuerpos de agua, áreas de alta fragilidad ecológica (golfos y lagunas), cultivos y comunidades aguas abajo de la construcción; constituyéndose en el origen de los impactos ambientales identificados. Esta situación, además de los problemas socio-ambientales, produce la socavación de las zanjas donde se ubica la tubería, llegando a descubrirla y suspenderla, ya que pierde el material que la sustenta, poniéndose en riesgo la integridad mecánica del gasoducto y su operación, situación compleja que amerita una acción inmediata. Como solución, se han implementado técnicas innovadoras basadas en obras agro-civiles para el control de erosión, mitigación, corrección de impactos y restauración ambiental; tales como: mantos antierosivos, canales revegetados, entre otras, cuyo objetivo fundamental es terminar con el origen de estos impactos, manejando la escorrentía superficial y proporcionando una cobertura vegetal al corredor, desapareciendo los suelos desnudos y protegiendo la zanja para evitar su socavación. Éstas técnicas se aplican por primera vez en la Industria Petrolera con este proyecto, obteniéndose resultados que la hacen referencia a nivel nacional. Por otro lado, se destaca el papel fundamental de la Supervisión Ambiental en la evaluación, análisis, diseño y aplicación de estas técnicas, en su rol e importancia dentro de todos los proyectos y negocios de la industria.

Palabras claves: Ambiente, Restauración, Impactos, Mitigación, Erosión.



*Correo electrónico: rodriguezcmq@pdvsa.com

METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS SÍSMICO DE ESTRUCTURAS COSTA AFUERA: UN CASO DE ESTUDIO

Argel Michinel*
PDVSA INTEVEP

Francisco Pinto
PDVSA INTEVEP

Gabriel Vivas
PDVSA INTEVEP

Egler Araque
PDVSA INTEVEP

Omar Santos
PDVSA

RESUMEN

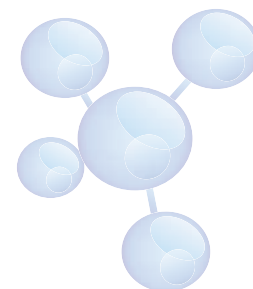
IF-02

Debido al crecimiento de la demanda de energía a nivel mundial y específicamente en Venezuela, PDVSA ha tenido la necesidad de explorar y explotar campos que anteriormente se consideraban inalcanzables, pero que con el avance de la tecnología y el aumento de los precios del crudo ahora pueden ser extraídos, como es el caso de las reservas en territorios Costa Afuera. Actualmente, PDVSA planea construir varias plataformas en las costas venezolanas, algunas de ellas situadas en zonas que han sido clasificadas como regiones de alta sismicidad; por tal motivo, este trabajo presenta un caso de estudio que describe los pasos requeridos para realizar un análisis sísmico de una estructura costa afuera, basado en la Práctica Recomendada API RP 2A, la cual es usada como base para definir las características del Análisis de Respuesta Espectral. El caso de estudio presentado en este documento se llevó a cabo mediante el método de Elementos Finitos, a través de la herramienta comercial ABAQUS™, en la que se realizó un análisis estático, el cual tiene como finalidad realizar una precarga de la matriz de rigidez del sistema mediante las cargas muertas que actuarán sobre la estructura. Luego se realizó un análisis modal con el que se determinaron los distintos modos de vibración, junto con la frecuencia de vibración asociada. Por último, se realizó un análisis de respuesta espectral, que permite determinar la contribución a las cargas generada por cada uno de los modos de vibración, con la finalidad de combinar todos los aportes en una solución única que permita identificar los elementos estructurales que deberían ser reforzados para prevenir el colapso de la estructura.

Palabras claves: Evaluación Sísmica, Estructura Costa Afuera, Respuesta Espectral, Análisis Modal.



*Correo electrónico: michinelas@pdvsa.com



INSTALACIÓN DE ÁRBOLES SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO DRAGÓN, PROYECTO MARISCAL SUCRE, FASE I

Luz Velazco*
PDVSA COSTA AFUERA

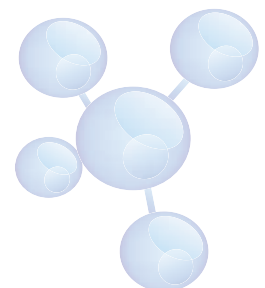
Luis Peraza
PDVSA COSTA AFUERA

RESUMEN

IF-03

PDVSA Producción División Costa Afuera desarrolla el Proyecto Mariscal Sucre con la explotación de los campos Dragón, Patao, Río Caribe y Mejillones ubicados al norte de la Península de Paria, estado Sucre, Venezuela. Para la Fase I del proyecto, se planificaron dos etapas de producción del campo Dragón; un Esquema de Producción Acelerada (EPA) y posterior a ésta, la incorporación de la producción del campo Patao en conjunto con el campo Dragón a través de una plataforma. Este trabajo relata la campaña de instalación de los primeros cuatro (4) árboles submarinos de producción en Venezuela, correspondientes a la infraestructura submarina del Esquema de Producción Acelerada del campo Dragón, un hito que marcó la historia de costa afuera del país. Estos árboles de tipo horizontal están diseñados para una presión de 10 mil libras y una configuración que permite realizar intervenciones de pozo sin necesidad de retirar los mismos; la instalación se realizó con el apoyo de una embarcación multipropósito, dos (2) ROVs clase trabajo, herramientas de manejo de árboles, y equipos de conexión, entre otros. El gas producido en el campo durante el EPA será recolectado por una tubería de 16 pulgadas de diámetro y 19 km de longitud y transportado a tierra mediante un gasoducto de 105 km de longitud y 36 pulgadas de diámetro, para su posterior envío al mercado interno. El control del sistema submarino se efectuará mediante una unidad de control flotante y su deshidratación con módulos temporales en la Planta de Acondicionamiento de Gas al mercado interno en el Complejo Industrial Gran Mariscal Ayacucho (CIGMA). El Sistema de Producción Submarina del campo Dragón permitirá la entrega al mercado interno de 300 MMPCND de gas, cumplir con el compromiso social de gasificar la región nororiental del país y sustituir combustibles líquidos de alto valor de exportación mediante la alimentación a Plantas de Generación Eléctrica.

Palabras claves: Costa Afuera, Esquema de Producción Acelerada, Árboles Submarinos de Producción, Campo Dragón.



*Correo electrónico: velazcolb@pdvsa.com

LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS MODULARES EN REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS

José Moronta *
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

Claudio Rocco
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

RESUMEN

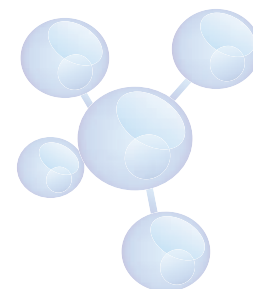
IF-05

En este trabajo se presenta el uso de algoritmos que permiten determinar las estructuras modulares en redes reales de transmisión y distribución de gas, a partir solamente de la información topológica de las mismas. Las redes bajo estudio son modeladas a través del concepto de grafo, esto es, mediante la definición de nodos (por ejemplo, centros de producción o almacenamiento, estaciones de bombeo) y enlaces (por ejemplo, gasoductos entre nodos). Una estructura modular o "comunidad" es un grupo de nodos que presenta un alto grado de interconexión entre ellos, pero baja conectividad con otras comunidades que existan la red. La detección de estas estructuras modulares permite identificar zonas de características topológicas similares y, sobre todo, permite determinar aquellos nodos o enlaces importantes de la red que al ser puestos fuera de servicio (por ejemplo por fallas o ataques intencionales), impiden el funcionamiento adecuado de la red y aíslan una o varias comunidades. Esta información puede ser utilizada como herramienta para evaluar el grado de vulnerabilidad de las redes y definir esquemas o estrategias adecuadas de protección. Estos conceptos se ilustran evaluando la red de transporte de gas de Europa del Este, mediante el uso de algoritmos desarrollados en el software libre R.

Palabras claves: Estructuras Modulares, Vulnerabilidad en Redes, Componentes críticos, Comunidades.



*Correo electrónico: jmoronta@usb.ve



ANÁLISIS DE CONSTRUCTIBILIDAD APLICADO A UNA PLANTA COMPRESORA PARA ALTA PRESIÓN (9000 PSIG)

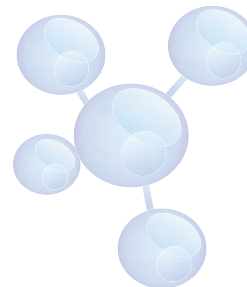
Luis Vielma*
PDVSA

RESUMEN

IF-06

El diseñar una Planta Compresora de Gas de Alta Presión, al igual que cualquier otro proyecto nos conlleva a diseñar cada uno de los sistemas bajo el criterio de las normas nacionales e internacionales para obtener un producto de calidad. Sin embargo, para optimizar la ejecución del proyecto, hay que diseñar las estrategias necesarias para ahorrar tiempo y costos en la fase de construcción, sin comprometer los otros objetivos del proyecto tales como: calidad, confiabilidad, operabilidad, mantenibilidad y durabilidad; por lo tanto, es primordial realizar un Análisis de Constructibilidad, orientado a obtener una estrategia preliminar de construcción, que haga énfasis en la estandarización y repetición de los trabajos (para facilitar o simplificar la ejecución de los trabajos en campo); así como, la procura de los materiales, tuberías y accesorios del proyecto, que permita maximizar las ganancias del mismo. Durante el diseño de la Planta Compresora se consideraron los criterios técnicos y experiencias en proyectos similares, que permitieron realizar el Análisis de Constructibilidad buscando la reducción del tiempo total de construcción, con la creación de condiciones que maximizaran el potencial de concurrencia de actividades de construcción y que minimizaran el retrabajo y el tiempo perdido, así como la disminución de las Horas-Hombre y los costos de los equipos y materiales de construcción, a través de la creación de condiciones que promuevan el uso eficiente de los equipos y minimicen la necesidad del uso de equipos de alto costo, logrando el diseño más eficiente. Adicionalmente se busca el uso de materiales más económicos reduciendo el desperdicio y la creación de un ambiente de trabajo lo más seguro posible; permitiendo una atención preactiva al proyecto enfocada por personal motivado hacia la búsqueda de nuevas soluciones y/o ideas, logrando un esfuerzo de equipo en el que deben estar involucrados dueños, ingenieros de diseño, constructores, proveedores, operadores y mantenedores.

Palabras clave: Construcción, Eficiencia, Equipos, Planta Compresora para Alta Presión.



*Correo electrónico: vielmala@pdvsa.com

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD, DISPONIBILIDAD Y MANTENIBILIDAD PARA LAS PLANTAS DE LA GERENCIA DE PROCESAMIENTO DE GAS ORIENTE

Manuel García *
PDVSA GAS

RESUMEN

IF-11

Eduardo Velázquez
PDVSA GAS

Josmary Escobar
PDVSA GAS

Laura Martínez
PDVSA GAS

Joaquín Santos
FUNINDES USB

Luis Fernández
FUNINDES USB

María Medina
FUNINDES USB

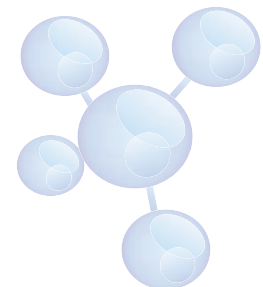
María Pérez
FUNINDES USB

María Romero
FUNINDES USB

Orlando Aguillón
FUNINDES USB

El objetivo de este estudio fue determinar el factor de servicio esperado (OSF) para el período 2012-2031 de tres plantas de extracción de líquidos de gas natural (LGN) con una capacidad de manejo de gas natural de 2.950 MMPCED y una planta de fraccionamiento de LGN de 200 mil bbl/día de capacidad, las cuales pertenecen a la gerencia de Procesamiento de Gas Oriente. El estudio se sustentó en un modelo de simulación probabilístico que tomó en cuenta la configuración de los equipos y las paradas parciales y totales para mantenimientos correctivos y preventivos, con su correspondiente impacto en la producción. El análisis permitió predecir escenarios de paros o fallas del proceso e identificar acciones para minimizar la ocurrencia de eventos con impacto en la producción. La incorporación de mejoras fue evaluada a través de escenarios adicionales para cuantificar el efecto sobre el OSF. Considerando la oferta de gas de alimentación del período antes mencionado, se constató que el OSF para el escenario base sería de: 77 %, 79 %, 85 % y 77 % para las plantas de extracción San Joaquín, Jusepín, Santa Bárbara y Fraccionamiento y Despacho Jose, respectivamente. Se determinó que la afectación en las plantas de extracción se debe principalmente a eventos externos, predominando la variación de la riqueza del gas de entrada que disminuye significativamente el recobro de LGN; mientras que en la planta de fraccionamiento, la afectación se debe a causas internas asociadas al mantenimiento. En el análisis realizado, se identificaron los equipos cuyas fallas son las que afectan en mayor medida a la producción. Con base a esto, se recomendó realizar el análisis causa raíz para disminuir las fallas en los equipos identificados y asegurar las condiciones del gas de entrada de acuerdo al diseño de las plantas de extracción, lo que permitirá aumentar en un 10 % el OSF y alcanzar la producción del diseño original de las mismas.

Palabras claves: Factor de Servicio, Riqueza del Gas, Disponibilidad, Producción y Fallas Recurrentes, Confiabilidad.



*Correo electrónico: garciamg@pdvsa.com

EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL MOTOGENERADOR A GAS EN LA SUSTITUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA QUE ALIMENTA LOS POZOS DE BOMBEO MECÁNICO DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN LAGUNILLAS LAGO Y ROSA MEDIANO DE PDVSA OCCIDENTE

Richard Mendoza*
PDVSA

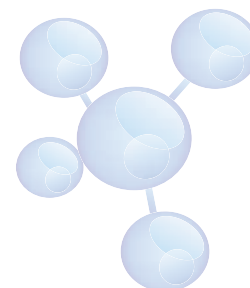
RESUMEN

IF-13

Hugo Velásquez
PDVSA

Motivado por el hurto de cables submarinos de los pozos que producen por el método de bombeo mecánico (Balancín, BES y BCP) en la costa oriental del Lago de Maracaibo en las unidades de producción de Lagunillas Lago y Rosa Mediano, fue necesario buscar una tecnología que permitiera alimentar eléctricamente los pozos de bombeo mecánico sin la utilización del cable submarino. Esta tecnología sustitutiva de la energía eléctrica resultó ser el Motogenerador a Gas, el cual utiliza gas de formación proveniente directa e indirectamente de los pozos, como principio de combustión que genera la energía eléctrica necesaria para poder mantener energizados los equipos en superficie de los pozos que producen por el método de bombeo mecánico. La tecnología del Motogenerador a Gas se aplicó en una muestra de 15 pozos de la Unidad de Producción Lagunillas Lago y 15 pozos de la Unidad de Producción Rosa Mediano. La aplicación de la tecnología permitió mantener la producción de 7558 BNPD de crudo por espacio de tres (3) años, además del ahorro significativo de 5.000.000 de Bolívares mensuales por concepto de reposición de cable submarino se venía gastando debido al hurto. También representa una nueva tecnología en materia de ahorro energético, tomando en cuenta que la cantidad de gas requerido para operar los equipos es proveniente del mismo pozo, lo cual permite redireccionar el uso de la energía eléctrica a otras áreas más prioritarias del país.

Palabras claves: Motogenerador, Balancín, BES, BCP.



*Correo electrónico: mendozarn@pdvsa.com

METODOLOGÍA PARA ESTUDIAR LA FACTIBILIDAD DE COGENERACIÓN ELÉCTRICA EN UNA PLANTA COMPRESORA ALTA PRESIÓN

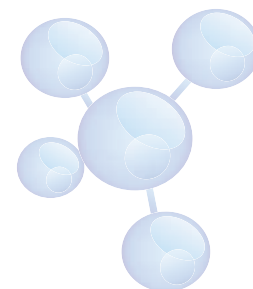
José Ysasis*
PDVSA

RESUMEN

IF-14

En el norte del estado Monagas de la República Bolivariana de Venezuela, existe gran cantidad de petróleo asociado y por esta razón, la Industria Petrolera tiene instalado turbocompresores para incrementar la presión del gas natural en diferentes procesos, que emiten al ambiente energía térmica residual, que puede ser aprovechada en procesos de cogeneración para el sistema eléctrico, con diferentes formas de aprovechamiento. Uno de esos casos, son los turbocompresores de las Plantas de Inyección de Gas a Alta Presión PIGAP I, PIGAP II y próximamente PIGAP III, que inyectan gas natural a alta presión (62052815,51Pa / 9000 psi) a los yacimientos petroleros, permitiendo mantener la presión original del yacimiento para que el petróleo fluya de forma continua a la superficie. El problema de esta investigación es el desaprovechamiento de la Energía Térmica Residual (ETR) de la combustión de la planta PIGAP de los yacimientos petroleros del norte de Monagas. El objetivo de la investigación es la elaboración de una metodología para el estudio de factibilidad, que permita el aprovechamiento de energía eléctrica del gas residual de las PIGAP. El estudio incluye la entrega de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el autoabastecimiento de energía eléctrica a la planta compresora. Esta metodología debe servir para ser aplicada en cualquier PIGAP del mundo y consiste en una serie de pasos de fácil desarrollo. La metodología desarrollada fue aplicada a PIGAP II, donde se obtuvo la factibilidad de un arreglo de dos (2) bloques, cada bloque de cuatro (4) unidades Turbo Gas (TG), con cuatro (4) Generadores de Vapor (GV), dos (2) Turbinas de Vapor (TV) de 28 MW cada una. Cada TV tendrá un Generador Eléctrico (GE) de 28 MW y una subestación eléctrica con cuatro (4) transformadores eléctricos de 30/36MVA ONAN/ONAF a 13,8/115 kV cada uno.

Palabras claves: Energía Térmica Residual, Cogeneración Eléctrica, Planta Inyección de Gas Alta Presión.



*Correo electrónico: isasisj@pdvsa.com

OPTIMIZACIÓN DE ADSORBENTES UTILIZADOS PARA LA PURIFICACIÓN DE CO₂ EN GAS

Edder García *
UNIVERSIDAD DE LOS ANDES

Lynda Belandria
UNIVERSIDAD DE LOS ANDES

Hildemaro Meléndez
PDVSA GAS

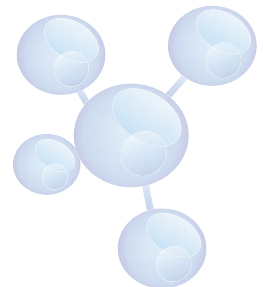
Jairo Rondón
PDVSA GAS

RESUMEN

AC-01

Uno de los problemas más importantes a los cuales se enfrenta nuestra civilización es la reducción de las emisiones de CO₂ producidas por actividades industriales. Adicionalmente, el CO₂ es una impureza recurrente del gas natural. La separación de CO₂ también juega un rol importante en la generación de energía eléctrica en termoeléctricas de ciclo combinado y en la producción de hidrógeno, utilizado en refinerías y plantas de mejoramiento de crudos pesados. Por lo tanto, el desarrollo de procesos eficientes y ecológicos para la separación de CO₂ de emisiones gaseosas es clave para nuestro país. Un aspecto importante en esta separación, es el uso de adsorbentes con alta capacidad de trabajo y selectividad. Este proyecto plantea el desarrollo de un método para determinar los mejores adsorbentes para la separación de CO₂ en fase gas. El método emplea un modelo de adsorción basado en mecánica estadística. Dicho modelo permite predecir, a partir de varios descriptores del adsorbente, su selectividad y capacidad de adsorción. Los resultados se compararon con datos experimentales. Varios adsorbentes aluminosilicatos se probaron en condiciones similares a las usadas en separaciones reales. Se identificaron las propiedades óptimas de los adsorbentes para la separación de CO₂.

Palabras claves: Gas natural, adsorbentes, separación, CO₂.



*Correo electrónico: edderjgm@yahoo.com

CRISTALIZACIÓN DE HIDRATOS DE GAS: ALTERNATIVA NO CONVENCIONAL PARA LA SEPARACIÓN Y CAPTURA DE CO₂

Marvin Ricaurte*
PDVSA INTEVEP

Edgard Rivas
PDVSA INTEVEP

Elluz Torín
PDVSA INTEVEP

Jorge Quiva
PDVSA INTEVEP

Rosa Nadales
PDVSA INTEVEP

Félix Rosas
PDVSA INTEVEP

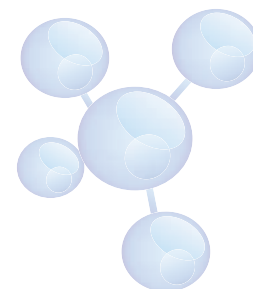
Brianny Zambrano
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

AC-03

El gas natural es una energía fósil económicamente rentable, eficaz y limpia. Actualmente, es la tercera fuente de energía detrás del petróleo y el carbón; y se prevé, sea la segunda fuente más utilizada en el mundo para el año 2040. Esto conlleva al tratamiento de grandes volúmenes de gas y a la separación de compuestos ácidos, tales como el CO₂ y el H₂S. Las tecnologías tradicionales de endulzamiento son eficaces para la remoción de gases ácidos, siendo su principal inconveniente un costo energético elevado. Se encuentran en desarrollo otras técnicas no convencionales, con el fin de reducir dichos costos. La separación y captura de CO₂ mediante la cristalización de hidratos de gas forma parte de estas técnicas disruptivas, como alternativa a los procesos convencionales. Los hidratos, son sólidos cristalinos parecidos al hielo, que se forman a partir de la interacción entre el agua y compuestos de bajo peso molecular presentes en las corrientes de gas. Una de las principales características de la captura de CO₂ mediante la formación de hidratos, es que permite recuperar dicho gas a presión elevada, lo cual representa una ventaja si el CO₂ es reinyectado en el subsuelo para la recuperación mejorada de crudo o para su almacenamiento geológico. En este trabajo se presenta una síntesis del estado del arte sobre el proceso de cristalización de hidratos de gas como alternativa no convencional para la separación y la captura de CO₂. Se detallan aspectos teóricos y termodinámicos asociados a la formación y a la disociación de hidratos. Las aplicaciones de captura de CO₂ en gases de combustión, gas de síntesis y gas natural. Adicionalmente, se presentan los retos científicos y tecnológicos asociados al desarrollo de la tecnología, destacándose el uso de aditivos químicos que permiten mejorar la selectividad e incrementar la cinética del proceso, entre otros.

Palabras claves: Dióxido de Carbono, Captura y Almacenamiento, Hidratos de Gas, Gas Natural.



*Correo electrónico: ricaurtem@pdvsa.com

EVALUACIÓN OPERACIONAL DE INFRAESTRUCTURA DE PROCESOS PARA REMOCIÓN DE H₂S CON LECHOS SÓLIDOS

Francisco Navarro *
PDVSA INTEVEP

Ilse Mideros
PDVSA INTEVEP

Marvir Contreras
PDVSA INTEVEP

Carlos Urbina
PDVSA INTEVEP

Martín Bastidas
PDVSA INTEVEP

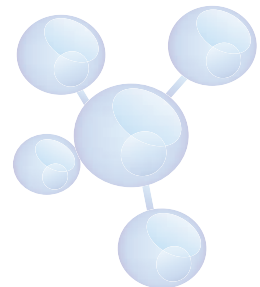
Johanna Cano
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

AC-04

Dentro de las tecnologías utilizadas para el endulzamiento de gas natural que utilizan lecho fijo como esquema de procesos, se tiene a los óxidos metálicos que reaccionan con el sulfuro de hidrógeno (H₂S), lo cual conlleva a la remoción de este contaminante. Este tipo de tecnologías se recomiendan para concentraciones relativamente bajas de H₂S (<1 % en el gas de alimentación), condición bajo la cual se encuentran las corrientes de gas natural agrio en Venezuela. En este contexto, PDVSA Intevep ha desarrollado una infraestructura para este tipo de procesos denominada Planta de Absorción de Lecho Sólido (PALS), con el fin de realizar pruebas de campo a escala piloto que permiten evaluar diferentes agentes sólidos endulzantes. En este trabajo se muestran los resultados de una evaluación de la infraestructura de procesos PALS, instalada en el Complejo Operativo MUSCAR, donde se emplearon 11 kg de un sólido endulzante a base de óxidos metálicos y una alimentación de gas natural agrio con una concentración promedio de H₂S de 20 ppmv. La prueba corrió durante 79 días de operación con un flujo promedio de 30 MPCED; tiempo en el que se hicieron mediciones de H₂S en el lecho que permitieron calcular una capacidad de remoción de 0,11 g H₂S/g sólido. La PALS mostró ser una infraestructura capaz de facilitar evaluaciones y estudios cuantitativos de saturación de lechos que reaccionan con el H₂S permitiendo su remoción de la corriente de gas agrio. De esta forma, se contribuye al desarrollo de productos propios que apunten a la potenciación de la Soberanía Tecnológica como también a la selección óptima de productos comerciales.

Palabras claves: Endulzamiento, Saturación de Lecho, Remoción de H₂S.



*Correo electrónico: navarrofs@pdvsa.com

PROPUESTA PARA EL MANEJO Y EL ACONDICIONAMIENTO DEL GAS PRODUCIDO EN EL ORIENTE DEL PAÍS

Jowar Peña*
PDVSA INTEVEP

Francisco Navarro
PDVSA INTEVEP

Jorge Giménez
PDVSA INTEVEP

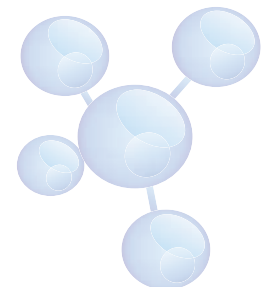
Nobel Quiaro
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

AC-05

En el Distrito Punta de Mata, específicamente en el complejo MUSCAR, el reto es proponer una estrategia para manejar y tratar el incremento de la producción del gas asociado de acuerdo al Plan Siembra Petrolera de PDVSA. La evaluación del complejo MUSCAR involucró el estudio de la composición del gas, los métodos de producción, filosofía operacional, capacidades de planta y la tecnología de endulzamiento disponible. Además, se tomaron en cuenta las nuevas regulaciones aplicadas a mercado interno para seleccionar la tecnología de tratamiento que cumpla con los nuevos requerimientos. La selección de la tecnología de endulzamiento se hizo usando la metodología Proceso Analítico Jerárquico. Se establecieron algunas premisas para estudiar el proceso, de las cuales se puede mencionar el volumen de gas a manejar, y las especificaciones de componentes ácidos. La propuesta se enmarca dentro del uso de un solvente químico para el endulzamiento del gas, añade dos plantas de amina con capacidad de 400 MMSCFD cada una. Si las plantas con la tecnología de endulzamiento de gas disponible trabajan a sus capacidades operacionales, serán capaces de endulzar las corrientes de Centro Operativo Tejero (COT) y la planta compresora de Muscar (MUSCARp). Si la producción de gas incrementa al nivel de presión de 1,200 psia, el complejo MUSCAR estará en la capacidad de manejarlo. Con el propósito de cumplir con los requerimientos de los clientes, la corriente de gas será segregada usando la filosofía operacional actual y el gas usado para los procesos de inyección podría ser valorizado usando un proceso de extracción de LGN. El método de producción actual incrementará el volumen de gas manejado en las estaciones de flujo, por lo tanto se necesitará una nueva infraestructura para manejar, tratar y procesar el gas producido con el propósito de prevenir el venteo y/o quema de gas.

Palabras claves: Complejo Muscar, Manejo y Tratamiento de Gas, Producción de Gas Asociado, Endulzamiento de Gas.



*Correo electrónico: penajt@pdvsa.com

COQUES DE PETRÓLEO MODIFICADOS. SÓLIDOS POTENCIALES PARA EL ENDULZAMIENTO DE GAS

Yanine González*
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

AC-06

Jowar Peña
PDVSA INTEVEP

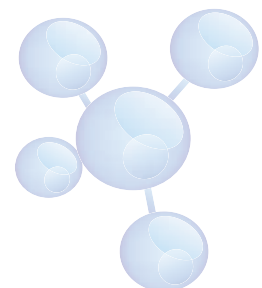
Marvin Ricaurte
PDVSA INTEVEP

Luis D'Elia
PDVSA INTEVEP

María Valera
PDVSA INTEVEP

En los últimos años se han venido desarrollando tecnologías de bajo costo para aplicaciones no convencionales de materiales carbonosos provenientes del coque de petróleo, estos materiales (carbón activado y fibras de carbón activado) han sido empleados para remover impurezas en corrientes de gas; permitiendo así minimizar la contaminación del aire y cumplir con especificaciones de calidad. En la República Bolivariana de Venezuela, el incremento de producción de petróleo y gas trae consigo un aumento en la generación de coque (aproximadamente 20.000 toneladas por día), así como requerimientos de gran magnitud en infraestructura para el procesamiento y transporte del gas natural. A fin de garantizar la integridad de la infraestructura y prevenir fenómenos de corrosión se deben remover componentes ácidos como el sulfuro de hidrógeno (H_2S). Adicionalmente, el Gobierno Venezolano ha establecido parámetros de calidad del gas en el sistema de transmisión y distribución para garantizar la salud pública y el cumplimiento de especificaciones de gas al Mercado Interno. Con la finalidad de establecer vías de aprovechamiento y valorización del coque de petróleo que apalanquen y sustenten las operaciones petroleras, se propone utilizar este producto, modificado por reacción con diferentes ácidos minerales, para el endulzamiento de gas. En este sentido, se evaluó la potencialidad de estos sólidos a la capacidad de adsorción de H_2S , empleando un sistema cerrado (reactor estático) a escala laboratorio, a condiciones de presión y temperatura establecidas. El cambio de algunas propiedades fisicoquímicas del sólido expuesto al H_2S fue estudiado, con el objeto de conocer aspectos del proceso de adsorción. Los resultados obtenidos evidenciaron que, aunque los coques modificados presentaron baja porosidad y área superficial, el H_2S fue capturado por el sólido. La capacidad de adsorción varió según las propiedades de las muestras, algunas presentaron un desempeño similar al de un sólido comercial empleado para el endulzamiento de gas.

Palabras claves: Endulzamiento, Coque de Petróleo, Sulfuro de Hidrógeno, Adsorción.



*Correo electrónico: gonzalezzi@pdvsa.com

ELABORACIÓN DE ESPONJAS CERÁMICAS DE ZEOLITAS COMO ALTERNATIVA A LAS FORMAS CONVENCIONALES PARA LA REMOCIÓN DE AGUA Y CO₂ DE CORRIENTES GAS NATURAL

Adriana García *
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Katherin Falancia
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Reina Manfredi
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Luis García
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Carmen López
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

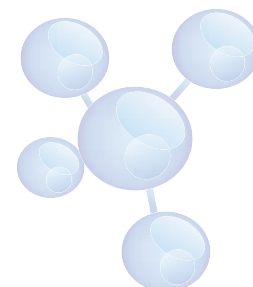
Johliny Casanova
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

RESUMEN

AC-09

El diseño de sólidos adsorbentes desde el punto de vista ingenieril debe considerar además de la capacidad de captación, la resistencia mecánica y la caída de presión en el lecho para que su aplicabilidad comercial sea viable. Es por ello, que este trabajo se enfoca en el diseño de una metodología para la adaptación morfológica de tamices moleculares, proponiendo la forma de estructuras tipo esponjas como una alternativa a las formas comerciales. Para realizar dicha adaptación, se elaboraron soportes estructurados cerámicos recubiertos con zeolita previamente sintetizada a partir de materia prima nacional y se realizaron comparaciones entre dichos soportes y un sólido comercial. Al elaborar los soportes cerámicos, se utilizó el método de réplica y previo al recubrimiento con zeolita, dichos soportes fueron sometidos a pruebas de resistencia mecánica al variar la temperatura de calcinación, tiempo de agitación de las suspensiones cerámicas, agentes aglutinantes y proporciones de sólidos y aditivos. Los soportes se recubrieron con zeolita empleando los métodos de "washcoating" y "spraycoating", a fin de evaluar su influencia en el porcentaje de adherencia y caída de presión. Finalmente, se caracterizaron los monolitos a través de microscopía electrónica de barrido, pruebas de adherencia, área superficial, pruebas de caída de presión y evaluación de capacidad de adsorción de agua y CO₂. Se obtuvieron estructuras con una resistencia a la compresión de 0,0135 MPa, caídas de presión menores a 0,020 psi/g de adsorbente, porcentajes de adherencia de hasta 86 % y capacidad de adsorción de vapor de agua 10 % superior al comercial. Adicionalmente, se pudo demostrar que los sólidos también son aplicables para la captación de CO₂, mostrando un porcentaje de adsorción de 98 g de CO₂ por cada 100 g de zeolita con posibilidad de regeneración térmica.

Palabras clave: Estructurados, Zeolitas, Deshidratación, Endulzamiento, Adsorción, Gas Natural.



*Correo electrónico: adriana.ucv@gmail.com

EVALUACIÓN DE SÓLIDOS POROSOS IMPREGNADOS CON ÓXIDOS DE Cu Ó Zn COMO ADSORBENTES DE SULFURO DE HIDRÓGENO

Eduardo González*
UNIVERSIDAD
DEL ZULIA

Giannina González
UNIVERSIDAD
DEL ZULIA

José Sánchez
UNIVERSIDAD
DEL ZULIA

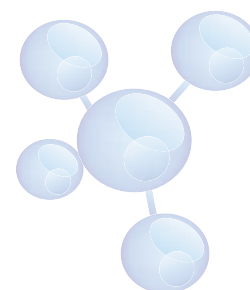
Alexander Moronta
UNIVERSIDAD
DEL ZULIA

RESUMEN

AC-10

Se evaluaron diferentes sólidos porosos impregnados con óxidos de Cu y Zn como adsorbentes de H_2S . Como soportes, se utilizaron arcillas naturales y sílice mesoporosa. Los materiales utilizados fueron caracterizados mediante fluorescencia de rayos X y difracción de rayos X. Las curvas de ruptura de sulfuro de hidrógeno se determinaron a temperatura ambiente, haciendo pasar sobre un lecho fijo una corriente de 5 % H_2S en CH_4 , monitoreando la concentración de H_2S en la corriente de salida por medio de un sensor marca INTERSCAN. Las pruebas de adsorción mostraron que los óxidos puros poseen menor capacidad de adsorción que los materiales soportados. Los materiales impregnados con diferentes cargas (1, 8 y 15 %) de Cu ó Zn, mostraron un incremento en la capacidad de adsorción con el aumento de la carga metálica. Las arcillas naturales sin ningún tipo de modificación también fueron capaces de adsorber H_2S . La implementación de materiales mesoporosos de elevada área superficial favorece la dispersión de los óxidos metálicos, mejorando sustancialmente la capacidad de adsorción de sulfuro de hidrógeno.

Palabras claves: Remoción de H_2S , Sólidos Mesoporosos, Óxido de Cu, Óxido de Zn.



*Correo electrónico: egonzalez@fing.luz.edu.ve

ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL UTILIZANDO ESPONJAS DE LODOS ROJOS PROVENIENTES DE LA INDUSTRIA DEL ALUMINIO

Luis García *
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Jorge Herrera
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Mario Guida
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Adriana García
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Johliny Casanova
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Santiago Marrero
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

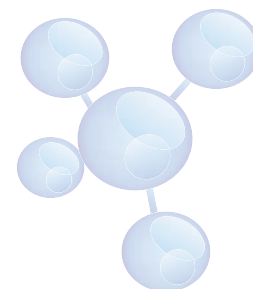
Carmen López
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

RESUMEN

AC-11

Los lodos rojos son un pasivo generado en el proceso Bayer que se emplea en CVG-Bauxilum en la producción de alúmina para su posterior conversión en aluminio. Por cada tonelada de aluminio producida se generan aproximadamente dos toneladas en peso seco de dicho residuo. Este pasivo presenta un pH altamente alcalino y un alto porcentaje de contenido de metales, entre los que se encuentra el óxido de hierro en un 20-45 %, haciéndolo potencialmente dañino para el ambiente. Sin embargo, tiene un elevado potencial para el proceso de endulzamiento de gas industrial y en la captura de CO₂ en los mejoradores de la Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez". Entre las fundamentales para la aplicación de lodos rojos para el tratamiento de gases ácidos en corrientes de procesos se encuentran: la capacidad de remoción, la resistencia mecánica y la caída de presión en el lecho. En esta investigación, se elaboraron estructuras tipo esponja, partiendo de una suspensión de lodo rojo, empleando el método de réplica. Se prepararon suspensiones variando la composición de lodo rojo y agente aglutinante y se estudió el efecto de la temperatura de calcinación de las esponjas en la caída de presión, la resistencia mecánica y la capacidad de captura del dióxido de carbono en una corriente con 10 % de CO₂ y un gas inerte, haciendo la evaluación en sistemas estáticos y dinámicos. Los resultados indican que con la metodología desarrollada se pudo obtener estructuras con bajas caídas de presión, alta resistencia mecánica y una capacidad de captación de CO₂ de 30 % en peso, lo que hace que su uso potencial para la remoción de CO₂ sea técnicamente factible a nivel industrial.

Palabras claves: Lodo Rojo, Esponjas Cerámicas, Endulzamiento, Remoción de CO₂.



* Correo electrónico: garciaberfon@gmail.com

BASES DEL ESCALAMIENTO PARA LA PRODUCCIÓN DE ZEOLITAS A PARTIR DE MATERIA PRIMA NACIONAL APLICADAS AL ENDULZAMIENTO Y DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL

Johliny Casanova*
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Miguel Ríos
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Adriana García
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Luis García
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Bárbara Galindo
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Carmen López
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

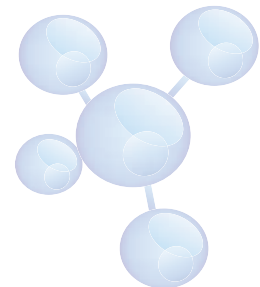
Albania Villarroel
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

AC-12

El consumo de sólidos adsorbentes para el procesamiento de gas natural representa un gran costo para la industria venezolana. Específicamente para el endulzamiento y deshidratación, el consumo de adsorbentes zeolíticos es notable, por lo que se hace importante la producción de zeolitas en Venezuela. En el presente trabajo, se ha desarrollado el diseño conceptual de una planta de producción de zeolitas a partir de materia prima nacional que permitirá potenciar la Soberanía Tecnológica. A partir de la realización de la ingeniería conceptual (IC), se describen desde una perspectiva industrial, aspectos de la preparación y escalamiento de zeolitas de baja relación Si/Al. Considerando las pruebas de laboratorio, que se han desarrollado dentro del grupo durante más de 30 años de investigación, se han podido determinar las variables a tomar en cuenta para el diseño a través del escalamiento de las experiencias de síntesis. Para realizar la IC fue necesario definir las bases y criterios de diseño tomando en cuenta los resultados experimentales en trabajos previos; los parámetros para el diseño de equipos, establecer diagramas de bloques y flujo de proceso (DBP y DFP); a fin de representar las operaciones unitarias que deben llevarse a cabo en la planta, los requerimientos preliminares de los servicios industriales, un dimensionamiento grueso de equipos que determina la cantidad y tipo de equipo a instalar, así como la localización y capacidad de la planta en función de un estudio de ubicación y cantidad de materia prima nacional disponible y un estimado de costos grado 5. Esto permitirá sentar las bases de los aspectos a considerar en la síntesis y producción de zeolitas orientadas a satisfacer parcial o totalmente la demanda de sólidos que retengan agua, dióxido de carbono y azufre en corrientes gaseosas desde una perspectiva ingenieril y desarrollado bajo el contexto nacional.

Palabras claves: Zeolita, Materia Prima Venezolana, Escalamiento, Ingeniería Conceptual, Tecnología.



* Correo electrónico: johliny@yahoo.com

LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN ASOCIADAS A LA CAPTURA Y CONVERSIÓN DEL CO₂ DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHAVEZ PARA SU APLICACIÓN COMO FERTILIZANTES Y ECOCEMENTANTES

Emelina Piña*
INSTITUTO UNIVERSITARIO DE TECNOLOGÍA
DE CABIMAS

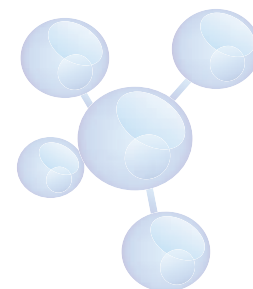
Luis Chaparro
COLECTIVO "ZAMBO VERGATARIO"
CABIMAS

RESUMEN

AC-13

Se presentan distintas líneas de investigación que pueden resultar de la aplicación del dióxido de carbono (CO₂) mediante aplicaciones biológicas y químicas luego de su captura y almacenamiento. Las líneas de investigación tendrán carácter eco-socialista y estarán orientadas hacia las distintas instituciones educativas e institutos de investigación y desarrollo venezolanos, de tal manera que permita involucrarlas y tomar parte de soluciones alternativas reales al efecto invernadero que produce este gas, transformándolo en un recurso útil y confiable que nos permitirá generar economías productivas socialistas en las zonas de mayor impacto de las emisiones de CO₂ por el proceso de producción de petróleos pesados y extra pesados; tal como sucede en la Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez". Dado que el CO₂ permite fertilizar cultivos en invernaderos a campo abierto con un aumento significativo en producción de alimentos e igualmente la generación de nuevos materiales para viviendas; tales como los eco-cementantes y los ladrillos de arena y CO₂, que secuestran de manera permanente este gas de desecho. Esto permitirá responder a los retos laborales y productivos planteados en la Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez", para albergar en condiciones del buen vivir a miles venezolanos que se dirigirán a esta área de 55 mil kilómetros cuadrados y cumplir con las exigencias de Comandante Chávez acerca de la necesidad de planificar y ordenar este territorio en la búsqueda de armonizar el uso del espacio sobre la base del aprovechamiento de las reservas de petróleo, capaces de generar el desarrollo integral y sustentable del área.

Palabras Claves: Dióxido de Carbono, Fertilizantes, Cementantes, Faja Petrolífera, Captura.



*Correo electrónico: emelinapinal@gmail.com

TECNOLOGÍAS PARA LA CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO PARA EL TRANSPORTE EN CO₂ DUCTOS DE MINERALES CONCENTRADOS

Alí Hernández*
"COLECTIVO ZAMBO VERGATARIO" Cabimas

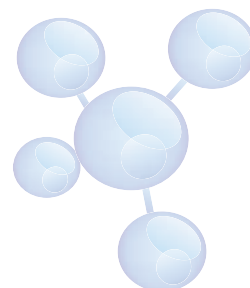
Raigbely Urbina
"COLECTIVO ZAMBO VERGATARIO" Cabimas

RESUMEN

AC-14

Se presentan propuestas tecnológicas cuyo contenido está orientado a dejar de valorar el dióxido de carbono, CO₂ (el mayor responsable de las emisiones de gases de efecto invernadero), como el principal residuo de las operaciones petroleras que se emite al ambiente de manera perjudicial; sino como recurso útil que podemos convertir en energía eléctrica, agua potable, petróleo, alimentos, químicos, minerales y materiales. Se aspira a presentar el ciclo de vida completo del CO₂, desde su captura en las fuentes de emisión, pasando por su transporte, almacenamiento y valorización a gran escala; es decir, su reconversión en recursos útiles para la producción nacional, con una tecnología determinante a nivel mundial de captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CAC), la única capaz de reducir significativamente el calentamiento global, en conjunto con la mayor eficiencia energética y la producción de energía renovable. Los contenidos más relevantes se relacionan con el diseño y construcción de CO₂ ductos para el transporte de minerales concentrados (hierro, carbón, coque de carbón, bauxita, fosfato, carbonato de calcio, dolomita, cobre, zinc, azufre, arena, arcilla y otros), usando CO₂ de desecho comprimido, como medio de transporte de estos minerales.

Palabras claves: Captura, Conversión CO₂, Calentamiento Global, CO₂.



*Correo electrónico: alihp0123@gmail.com

EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ABSORCIÓN CO_2 EN LÍQUIDOS IÓNICOS CON CADENAS POLIÉTER POR EL MÉTODO DE LA GOTA COLGANTE

Lisette Jiménez*
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

Jesús Pastrán
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

Rainier Maldonado
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

Alejandra Pérez
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

Julia Guerra
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
VENEZUELA

Susana Zeppieri
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

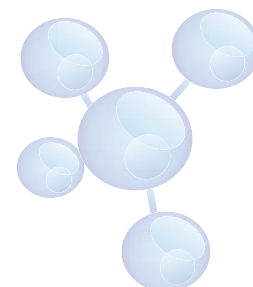
Romano Dorta
FRIEDRICH-ALEXANDER-UNIVERSITÄT
ERLANGEN-NÜRNBERG

RESUMEN

AC-15

Los líquidos iónicos (LIs) presentan propiedades tales como: baja volatilidad, estabilidad térmica, baja inflamabilidad y capacidad para disolver sustancias polares y no polares, que les califica como sustitutos de otros solventes utilizados en captura de gases. Para poder utilizar satisfactoriamente LIs, es conveniente determinar las propiedades interfaciales y el coeficiente de difusión del gas que se desea estudiar en ellos. En el presente trabajo se evaluó la capacidad de absorción de CO_2 en los nuevos líquidos iónicos (LIs) 4-aza-1-azoniabicyclo[2,2,2]-octano 1-(3'-6'-dioxadodecilo) (LI 1) y triyoduro de 3,5-dimetil-1-fenil-2-metoxi-etil-pirazolio (LI 2), determinando sus propiedades interfaciales: tensión superficial y ángulo de contacto y calculando el coeficiente de difusión para el sistema CO_2 -LI, a través del método de la gota colgante (MGC). Los experimentos fueron realizados a 21°C y 200 psig. Las imágenes fueron obtenidas con video Capturix®. Los valores de tensión superficial se calcularon con Drop98 y se utilizó el software Femlab de Comsol Multiphysics® para evaluar las ecuaciones de transporte de masa. Los resultados obtenidos indican que el LI 1 presenta una mayor capacidad de absorción de CO_2 que LI 2. El coeficiente de difusión del CO_2 en LI 1 es $6,75 \cdot 10^{-10} \text{ m}^2/\text{s}$ y $3,64 \cdot 10^{-14} \text{ m}^2/\text{s}$ para LI 2. La captura de CO_2 es de aproximadamente 1,2 % por masa de LI 1, lo cual resultó ser 9,8 veces mayor que para LI 2. El ángulo de contacto para LI 1 en vidrio (método de la gota colocada) es de 22° en presencia de CO_2 .

Palabras claves: Absorción de CO_2 , Ángulo de Contacto, Coeficiente de Difusión, Líquidos Iónicos



*Correo electrónico: 06-85632@usb.ve

PROPUESTA CONCEPTUAL DE DISEÑO DE UN PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL CON DIETANOLAMINA (DEA)

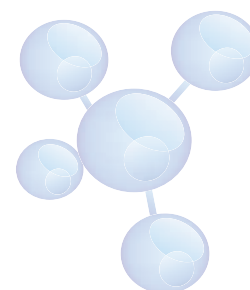
César López*
PDVSA COSTA AFUERA

RESUMEN

AC-16

En este trabajo se propone un diseño conceptual para un proceso de endulzamiento de gas natural con dietanolamina (DEA), con el fin de dar respuesta a los procesos de acondicionamiento de los proyectos de optimización del manejo del gas natural para el norte del estado Monagas. Para ello, se diseñó un proceso de endulzamiento sin patentes, modular y con un requerimiento de servicios mínimos en el área donde se desee construir esta planta. El endulzamiento se lleva a cabo en un sistema compuesto por un separador de entrada, una torre contactora de amina, un desgasificador de amina rica, un intercambiador de calor amina rica/pobre, una torre de regeneración de amina con un tambor de reflujo en el tope y un rehervidor de fondo a fuego directo. Se elaboraron los balances de materia y energía (PFD) mediante la simulación del proceso, utilizando una composición típica del gas producido en el norte del estado Monagas, empleando las condiciones de operación características de este tipo de planta, mediante el uso del programa Hysys 2006. Como resultado se obtuvo una especificación en el gas endulzado de 0,11 % molar de CO_2 y prácticamente 0 ppmv de H_2S , con un flujo de solución de DEA (28 % p/p) de 190 gpm. Finalmente, se determinó que la eficiencia del proceso propuesto es de 0,60 moles de gas ácido removido por mol de amina (DEA) utilizada.

Palabras claves: Gas Natural, Dietanolamina, Endulzamiento.



*Correo electrónico: lopezcr@pdvsa.com

ESTIMACIÓN DE EMISIONES DE BTEX Y COVS EN UN SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN CON TEG MEDIANTE EL USO DE LA TÉCNICA PVT

César Serrano *
PDVSA INTEVEP

Luis Meléndez
PDVSA INTEVEP

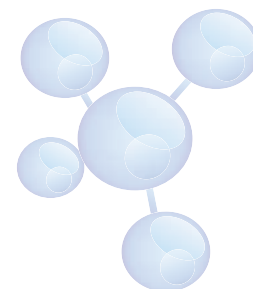
Jowar Peña
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

AC-17

En el sistema de deshidratación de gas natural con trietilenglicol (TEG), se presentan emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COVs), entre ellos: benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BTEX). Esto es, debido a la solubilidad que presentan en el TEG a las condiciones de presión y temperatura a las cuales se realiza el proceso. La presencia de estos compuestos afecta la calidad del glicol a la salida del proceso de regeneración, disminuyendo la eficiencia en la reducción del punto de rocío en agua. Con la finalidad de proponer una metodología que permita cuantificar las emisiones de BTEX y COVs a las condiciones de operación de los equipos, se realizó una evaluación del sistema de deshidratación con TEG en una planta de extracción de líquido ubicada en el estado Monagas, la cual procesa 1200 MMPCED con una producción de líquidos del gas natural (LGN) de 54 MBD. Esta evaluación consistió en la toma de muestras a presión, la separación mediante la técnica PVT, caracterización de las muestras obtenidas y la realización de un balance de masa. Los puntos de evaluación fueron: la salida de la torre contactora, la salida del flash tank (entrada filtro), la salida del sistema de regeneración y la corriente de gas que alimenta la planta de extracción. La metodología empleada (muestreo a presión, separación PVT y caracterización) permite cuantificar a condiciones del proceso de deshidratación, la cantidad de BTEX presentes tanto en el gas como en las soluciones de TEG y los COVs presentes en el TEG; obteniendo resultados más representativos del sistema, ya que se minimizan las pérdidas por volatilización en el tratamiento de la muestra.

Palabra Clave: Emisiones de BTEX, Planta de Extracción de Líquidos, Deshidratación con TEG, COVs.



*Correo electrónico: serranocl@pdvsa.com

SECUESTRANTES DE H₂S DEL GAS NATURAL BASADOS EN ARCILLAS MODIFICADAS

Jeannette Zárraga*
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

Karina Matos
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

Eduardo González
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

Francisco Domínguez
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

Víctor Ferrer
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

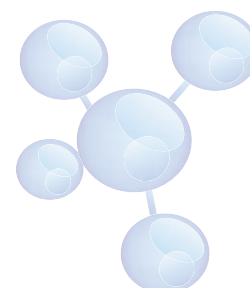
Juan Chirinos
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

RESUMEN

AC-19

Se emplearon arcillas modificadas mediante intercambio iónico con organocaciones voluminosos de imidazolio y piridinio, como material sorbente en la captura de sulfuro de hidrógeno (H₂S). Los ensayos de laboratorio se realizaron en una línea de reacción de flujo continuo. Los sólidos fueron empacados en un reactor tubular tipo "U", haciendo pasar una corriente de 5 cc/min de un gas modelo compuesto de 50.000 ppm H₂S en CH₄. Las "curvas de ruptura" fueron determinadas mediante el monitoreo de la concentración residual de H₂S durante la sorción, lo cual permitió calcular la capacidad de sorción de los sólidos utilizados. Las arcillas sin modificar STx-1 y SWy-2, presentaron menores tiempos de saturación que sus correspondientes sólidos modificados. La capacidad de sorción de H₂S para ambas arcillas sin modificar fue similar. Esta capacidad de sorción aumenta considerablemente en las arcillas intercambiadas con los líquidos iónicos. Los sólidos preparados con el bromuro de 1-butil-3-metilimidazolio (ST-BM y SW-BM), mostraron una capacidad de sorción de H₂S similar entre ellos; mientras que los intercambiados con bromuro de butil-piridinio (ST-BPy y SW-BPy), mostraron capacidades superiores con un incremento del 40 % de sorción en la SW-BPy. Esto indica que las arcillas intercambiadas con un adecuado organocación son materiales potencialmente útiles para la sorción selectiva de H₂S.

Palabras claves: Arcilla, Líquido Iónico, H₂S.



*Correo electrónico: jzarraga@fing.luz.edu.ve

REMOCIÓN DE H₂S DE UNA MEZCLA MODELO DE GAS NATURAL UTILIZANDO LÍQUIDOS IÓNICOS

Juan Chirinos*
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

Darlin Duarte
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

Darmenia Ibarra
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

Jeannette Zárraga
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

Eduardo González
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

Francisco Domínguez
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

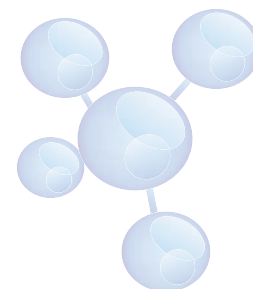
Víctor Ferrer
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

RESUMEN

AC-20

Para el aprovechamiento del gas natural se requiere de la remoción de H₂S hasta niveles que eviten daños a los seres humanos, las instalaciones industriales y al ambiente. A nivel industrial, la remoción de H₂S se realiza mediante el empleo de soluciones de aminas, las cuales se caracterizan por su limitada estabilidad química, elevada corrosión, pérdida por evaporación de la solución y alta demanda calorífica en el proceso. En este trabajo se emplearon sistemas alternativos eco-amigables, basados en líquidos iónicos como sorbentes de H₂S, dada sus características intrínsecas de estabilidad térmica, baja volatilidad e inflamabilidad. Para el estudio de sorción, se difundió una corriente de H₂S /CH₄ (5 % v/v) en los líquidos iónicos y se monitoreó de forma continua la concentración de H₂S residual. Se construyeron "curvas de ruptura" para determinar el período de saturación y la capacidad de sorción de los líquidos iónicos. La regeneración del sorbente se efectuó mediante el arrastre del H₂S sorbido por una corriente de argón, a diferentes velocidades de flujo, tiempo de desorción y temperaturas. La capacidad de sorción aumenta en el orden [emim][BF₄] < [emim][Br] < [bmim][BF₄] < [bmim][Br]. Esta comparación indica que cuanto más larga es la longitud de la cadena alquílica, mayor es la capacidad de sorción de H₂S. Adicionalmente, la capacidad de sorción se ve afectada por la naturaleza del anión. El aumento de la temperatura y el tiempo de desorción permitieron regenerar eficientemente el sorbente bajo condiciones suaves, sin pérdida considerable de sus propiedades. Además, la capacidad de sorción total de H₂S de estos sistemas es comparable con la de los sólidos convencionales basados en ZnO, empleados industrialmente. Estos resultados constituyen una novedosa y eficiente estrategia de "endulzamiento" de gas natural con potencial aplicación nacional.

Palabras claves: Líquido Iónico, H₂S, Gas Natural.



* Correo electrónico: jjchirinos@hotmail.com

NUEVOS ADSORBENTES PARA LA REMOCIÓN DE H₂S EN CORRIENTE DE GAS NATURAL BASADOS EN CARBONES HIDROTÉRMICOS

Alexander Briceño *
IVIC

RESUMEN

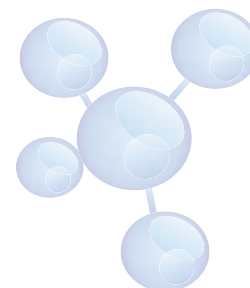
AC-21

Carlos Avendaño
IVIC

Ricardo Harner
PDVSA INTEVEP

Las estructuras de carbono representan una importante familia de materiales, debido a su potencial aplicación en soportes catalíticos, fijación de carbono, adsorbentes, almacenaje de gases, electrodos, celdas combustibles, entre otras. Diversos métodos se han utilizado para la obtención de nuevos materiales basados en estructuras de carbono. En particular, los métodos hidrotérmicos han sido extendidos desde la síntesis de zeolitas a la formación de una gran variedad de sólidos inorgánicos nanoestructurados, convirtiéndose en una poderosa herramienta para la síntesis de materiales avanzados. Particularmente, dicho método es de gran interés en la actualidad para la generación y/o procesamiento de materiales de carbón desde la carbonización directa de biomasa. La carbonización hidrotérmica ofrece una serie de ventajas comparativas con respecto a los métodos tradicionales de síntesis de carbón activado, entre las cuales se tienen: (a) La incorporación de grupos funcionales (ácidos ó básicos) en la superficie de la matriz de carbono, utilizando compuestos nitrogenados ó bajas concentraciones de polioxometalatos (POMs). (b) La posibilidad de generar estructuras híbridas metal/carbono con una alta dispersión de las especies metálicas en un solo paso de reacción; (c) Control de la morfología, tamaño y textura de las partículas, dependiendo del precursor, la temperatura y la presencia ó no, de un catalizador. Debido a las características estructurales únicas de estos materiales combinado con su baja toxicidad, compatibilidad con el ambiente y fácil preparación a gran escala, estos materiales se presentan como una opción atractiva y de bajo costo entre los materiales existentes en diversas aplicaciones, tales como: Adsorción de H₂S, compuestos sulfurados y nuevos catalizadores. En este trabajo se presenta la síntesis, caracterización estructural y medidas de adsorción de H₂S tanto en condiciones dinámicas como estáticas, de una serie de familias de materiales basados en estructuras de carbono funcionalizados vía condiciones hidrotérmicas.

Palabras claves: Adsorbentes para H₂S, Materiales de Carbono, Síntesis Hidrotérmica.



* Correo electrónico: abriceno@ivic.gob.ve

ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE PARÁMETROS FUNDAMENTALES EN LA SELECCIÓN DE UN COMPRESOR CENTRÍFUGO

José Brito *
PDVSA GAS

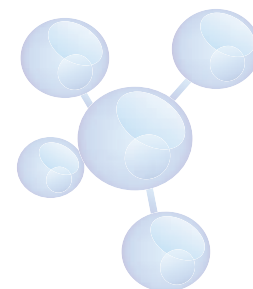
RESUMEN

PO-02

José Ruíz
PDVSA GAS

Para la selección de un compresor centrífugo propicio a condiciones de diseño establecidas, es fundamental realizar el cálculo de una serie de parámetros basados en ecuaciones y gráficos, utilizando una serie de correlaciones y deducciones matemáticas que engloban las variables del proceso. Estas son acciones repetitivas que generan un resultado con la finalidad de ser comparado para la selección del compresor que mejor se adapte a los requerimientos. Debido a lo antes mencionado, se elaboró un programa, haciendo uso de un lenguaje de programación orientado a objetos, para ser utilizado en el cálculo de la altura politrópica, caudal, potencia de compresores centrífugos, temperatura seudoreducida, presión seudoreducida, factor de compresibilidad y viscosidad del gas natural, para obtener resultados precisos y optimizar el tiempo de cálculo y selección de compresores según las condiciones requeridas. De acuerdo a lo anteriormente expuesto, el programa para el cálculo de parámetros fundamentales en la selección de un compresor centrífugo optimiza el tiempo de decisión y ejecución temprana y oportuna de las actividades, generando mayor productividad, además de presentar una excelente precisión en los resultados obtenidos.

Palabras claves: Gas, Compresor Centrífugo, Selección, Parámetros.



* Correo electrónico: britojjj@pdvsa.com

CROMATOGRAFÍA DE GASES APLICADA AL GAS NATURAL

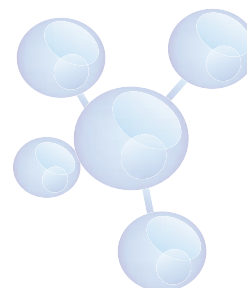
Jorge Lemus*
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

PO-03

La cromatografía es una poderosa herramienta analítica que ha tenido un vertiginoso desarrollo desde mediados del siglo pasado. La cromatografía de gases tuvo su primer gran impulso con la aparición del detector de conductividad térmica (TCD) y posteriormente el de ionización a la llama (FID). Luego, la fabricación de columnas cromatográficas cada vez más delgadas hasta las que tenemos hoy en día, han hecho posible disponer de sistemas de cromatografía de gases muy eficientes. La técnica empleada por excelencia para determinar la composición del gas natural es la cromatografía de gases, dicha composición suele usarse para el cálculo de propiedades fisicoquímicas del gas, tales como: poder calorífico, densidad relativa, factor de compresibilidad, peso molecular promedio y contenido de líquidos recuperables (GPM). En este trabajo se presenta una descripción detallada de los sistemas de análisis de gas natural por cromatografía de gases, que incluye el principio de operación de las partes que componen la infraestructura analítica requerida; así como también, se divulgan herramientas para obtener un óptimo desempeño del sistema analítico y para establecer consistencia en los resultados obtenidos. Cabe destacar la importancia de la correcta interpretación de los resultados cromatográficos en la industria del gas natural.

Palabras claves: Cromatografía de Gases, Gas Natural, Composición, Propiedades.



*Correo electrónico: lemusj@pdvsa.com

METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DEL RIESGO PARA LA EXTENSIÓN DE LA CONTINUIDAD OPERACIONAL DE UNIDADES TURBO COMPRESORAS DE GAS

Juan Uzcategui*
PDVSA INTEVEP

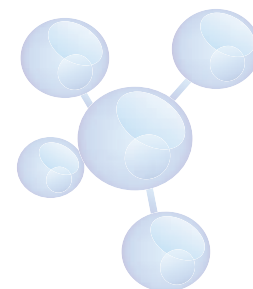
RESUMEN

PO-04

Adrián Balda
PDVSA INTEVEP

El propósito del presente trabajo es mostrar una metodología de confiabilidad para determinar el nivel de riesgo de extender la corrida operacional de equipos de procesos; específicamente para unidades turbo-compresoras utilizadas en la extracción de crudo mediante inyección de gas de levantamiento, considerando el caso en el que ya fue excedido el tiempo recomendado por el fabricante para su intervención por mantenimiento mayor (Nivel V); y que se cuenta con poca información histórica del desempeño de estos equipos. La metodología se fundamentó en la caracterización probabilística de los tiempos operativos y fuera de servicio de las unidades; utilizando una combinación de información proveniente de los registros de fallas históricos de los equipos y de bases de datos genéricas de fallas para equipos de similares características. A partir de allí, se calculó la probabilidad de falla para un tiempo de misión específico y se estimó la consecuencia del evento no deseado considerando criterios de impacto en la producción, seguridad, higiene y ambiente e imagen. Finalmente, mediante el uso de la matriz gerencial de riesgo de la instalación, se determinó el nivel de riesgo de extender la continuidad operacional de cada equipo para el tiempo de misión. Como resultado, se obtuvo una lista jerarquizada de las unidades turbo-compresoras por su correspondiente nivel de riesgo, la cual se utilizó para elaborar las estrategias de intervención. El uso de este tipo de metodología de confiabilidad permitirá disminuir la incertidumbre sobre el comportamiento a futuro de los equipos bajo evaluación, suministrando información confiable que ayudará a las organizaciones técnico-operativas a tomar decisiones para gerenciar los niveles de riesgo sin comprometer la seguridad ni la continuidad operacional de las instalaciones.

Palabras claves: Análisis de Riesgo, Extensión de Corrida, Probabilidad de Falla, Turbo-Compresores de Gas, Mantenimiento Mayor.



*Correo electrónico: uzcateguijs@pdvsa.com

EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE VEHÍCULOS DIESEL CON SISTEMAS DE CONVERSIÓN DUALES DIESEL/GNC

David González *
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

PO-05

Ludwig Hernández
PDVSA INTEVEP

Mario Vera
PDVSA INTEVEP

Juan Oropeza
PDVSA INTEVEP

Jonathan Esteves
PDVSA INTEVEP

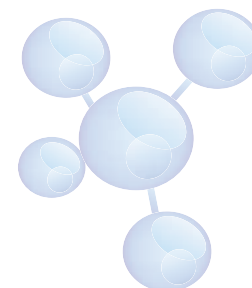
Erick Guerrero
PDVSA INTEVEP

Reinaldo Reyes
PDVSA MERCADO NACIONAL

Samer Elmasri
PDVSA MERCADO NACIONAL

El estado venezolano, con el fin de reducir el consumo de combustibles líquidos en el mercado interno, ha orientado sus políticas energéticas para fortalecer el uso de los combustibles gaseosos en el parque automotor, tanto en vehículos de pasajeros a gasolina, como en buses, minibuses y vehículos de carga a diesel. Son numerosas las ventajas del uso del GNC (Gas Natural Comprimido) en los vehículos de combustión interna, entre ellas se mencionan: los bajos costos del combustible GNC, bajos niveles en las emisiones de escape y reducción en los costos por mantenimiento. En este trabajo se presentan los resultados de la evaluación de vehículos diesel con sistemas duales diesel/GNC. Se utilizaron equipos de conversión duales diesel/GNC desarrollados por empresas italianas. Se realizaron pruebas en carretera para determinar la autonomía de los vehículos cuando operan con diesel en comparación con diesel/GNC, se determinó el porcentaje de sustitución de GNC por diesel y se realizaron pruebas de desempeño en plano y pendientes. Adicionalmente, se realizaron pruebas en chasis dinamométrico para determinar la potencia entregada en las ruedas de un vehículo, cuando opera con diesel en comparación con diesel/GNC. Se realizaron mediciones de opacidad en aceleración libre, y con diferentes cargas en el motor a 1800, 2500 y 3500 RPM. Los resultados de las evaluaciones en carretera indicaron una sustitución de GNC por diesel de hasta un 75 %. Las pruebas de desempeño en plano y pendiente indicaron que no hubo diferencias cuando los vehículos operan con diesel/GNC en comparación con Diesel. Las mediciones en chasis dinamométrico indicaron que la potencia entregada en las ruedas del vehículo con diesel/GNC aumenta hasta un 3,1 % en comparación con su combustible original. El uso del gas disminuye notablemente la opacidad del humo de escape hasta un 73,4 % demostrando ser una tecnología ecológicamente amigable con el ambiente.

Palabras claves: Gas Natural Comprimido (GNC), Sistema Dual Diesel GNC, Emisiones de Gases de Escape.



* Correo electrónico: gonzalvesds@pdvsa.com

IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DEL USO GAS NATURAL EN PLANTAS COMPRESORAS DE OCCIDENTE DE VENEZUELA

Simón Rodríguez*
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

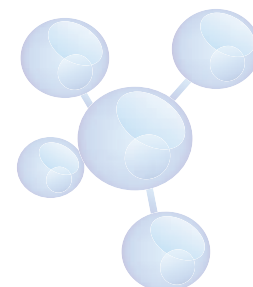
PO-06

Mariel Padrino
PDVSA INTEVEP

Camilo González
PDVSA INTEVEP

En vista de que en los campos tradicionales de la región Occidental de Venezuela, uno de los métodos para la producción más utilizados es de levantamiento artificial por el gas (gas lift) proveniente de los yacimientos cercanos, el cual es comprimido en plantas modulares que mayoritariamente están conformadas por tres etapas de compresión con accionamiento por turbinas a gas y dado los altos volúmenes mostrados en el balance de gas del 2012 asociados a este concepto, el cual se encuentra alrededor de 200 MMPCED, resulta de interés la optimización del uso del gas natural que actualmente se utiliza como combustible en dichas plantas. En este sentido, se realizó una estimación teórica del volumen de combustible para compararlo con el volumen real consumido e identificar oportunidades de optimización. Para ello, se elaboraron simulaciones de esquemas típicos de compresión de la zona y se calculó el volumen teórico mediante análisis termodinámico. Las premisas establecidas consideran las características reales de las plantas, tales como: condiciones de operación, caracterización del gas, temperaturas y presiones inter-etapas, entre otras, que permiten estimar la eficiencia de las unidades accionadoras correspondiente al consumo de combustible actual. Se determinó, que el volumen real consumido reportado en el Balance de enero- julio 2012, corresponde a una eficiencia de unidades de accionamiento en el orden del 20 %; significativamente inferior a la eficiencia de las turbinas a gas que se encuentran disponibles actualmente en el mercado, cuya eficiencia global varía entre 30 y 40 %. Al comparar el volumen teórico estimado y el volumen real consumido, se identificó la oportunidad de liberar un volumen de 80 MMPCED, lo que permitiría aliviar el panorama energético actual de oferta y demanda de gas natural para el mercado interno en Occidente, el cual es actualmente suplido desde Colombia y mediante la Interconexión Centro Occidental (ICO).

Palabras claves: Aprovechamiento, Consumo Teórico, Gas Combustible, Plantas Compresoras.



*Correo electrónico: rodriguezsa@pdvsa.com

EFECTO DE LA COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL Y LA ADICIÓN DE CO₂ EN EL DESEMPEÑO DE UNA PLANTA DE METANOL

Albania Villarroel*
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

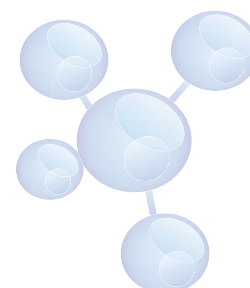
PO-07

Julio Altamiranda
PDVSA INTEVEP

Djamal Djaouadi
PDVSA INTEVEP

El cambio que se da en la composición del gas natural como alimentación en la industria del metanol, al usar un gas pobre en vez de un gas rico en compuestos pesados, origina una pérdida en la producción de alrededor del 10 %, debido a que la cantidad de átomos de carbono disponibles en la etapa de reformación es menor; esta caída en la producción puede mitigarse mediante la adición de CO₂ en algún punto del proceso. Además de la recuperación de la producción, la utilización de corrientes ricas en CO₂ permite la reducción de las emisiones de este gas responsable del efecto invernadero, mediante la recirculación de corrientes que en condiciones normales serían venteadas a la atmósfera. Particularmente, este trabajo propone la importación de CO₂ proveniente de una planta de amoníaco hacia una planta de metanol. Se realizó la simulación de una planta convencional de producción de metanol a partir de un gas de síntesis generado por un proceso de reformación con vapor de gas natural, empleando una integración entre los software Aspen Plus[®] y HTRI[®], así como programas especializados para el modelar el comportamiento del horno reformador y el reactor. Por medio de esta simulación se logró evaluar tres casos distintos en que podría operar la planta: gas natural 85 % CH₄, gas natural 98 % CH₄ y gas natural 98 % CH₄ con adición de CO₂. Se determinó que el punto más adecuado para la inyección de la nueva corriente es aguas arriba de la sección de reformación, considerando el rendimiento en la producción de metanol y la operabilidad de la planta.

Palabras claves: Metanol, Gas Natural, Inyección de CO₂.



*Correo electrónico: vvillarroelax@pdvsa.com

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE GAS DE SECUENCIAS Terciarias EN Falcón Central, VENEZUELA

Alejandro Martínez*
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

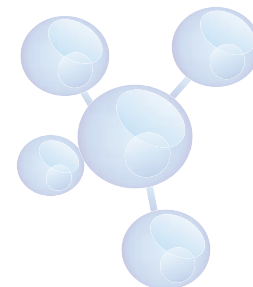
PO-08

Ysmarline Rincones
PDVSA INTEVEP

Luis Camposano
PDVSA INTEVEP

PDVSA INTEVEP ha efectuado un esfuerzo exploratorio sostenido en Falcón desde el año 2005. Este incluyó campañas de adquisición de datos en el área de tierra firme, con el objetivo de disminuir las incertidumbres exploratoria. Una de las variables a resolver, es determinar desde el punto de vista analítico cuál es el intervalo de roca generadora, responsable de los hidrocarburos de la Cuenca de Falcón y más aún, de aquellos encontrados en el golfo de Venezuela, a raíz del descubrimiento del campo Perla. Para esto, se analizaron las características geoquímicas de más de 2000 muestras en secciones de superficie y pozos que estratigráficamente cubren toda la secuencia terciaria. Los ensayos preliminares de pirólisis abierta evidenciaron altos tenores de carbono orgánico en secuencias que corresponden a la Formación Cerro Pelado y Querales, que han alcanzado de manera incipiente la ventana de generación. Parámetros derivados de esta pirólisis abierta y el análisis microscópico del querógeno, permitieron definir un tipo de materia orgánica propensa a la generación de gas, por craqueo primario. Para corroborar esto, se diseñan experimentos de pirólisis cerrada anhidra, acoplada a un cromatógrafo de gases, para definir cuáles son los productos mayoritarios generados durante la descomposición térmica y su proporción, de tal forma de simular el proceso de generación y el potencial hidrocarburífero de ambas secuencias. Los resultados de estos experimentos generaron hidrocarburos en el intervalo de C1 a C4 para ambas formaciones, encontrando más de 90 % de metano para el caso de la Formación Cerro Pelado y 88 % de metano para la Formación Querales. Las evidencias analíticas demuestran la alta potencialidad de generación de gas de estas secuencias terciarias, multiplican las oportunidades exploratorias en tierra firme y orientan la discusión sobre cuáles intervalos pudieron generar los hidrocarburos encontrados en el área.

Palabras claves: Generación de Gas, Falcón Central, Secuencias Terciarias.



*Correo electrónico: martinezaaj@pdvsa.com

HERRAMIENTAS Y ESTRATEGIAS PARA EL ÉXITO EN LA RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS EN PLANTAS DE GAS

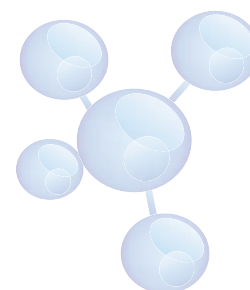
Ruben Pérez*
PEQUIVEN

RESUMEN

PO-09

Los ingenieros de procesos y de producción son los responsables del buen desempeño e incremento de la productividad de las instalaciones encargadas de la producción, separación, adecuación, transporte y obtención de los distintos hidrocarburos presentes en las corrientes de gas natural producido a lo largo del país. La gran mayoría de las plantas instaladas en Venezuela poseen más de 30 años de antigüedad. Esto significa, equipos y tecnologías obsoletas con gran frecuencia de fallas y ocurrencia de eventos que impactan directamente en la productividad de la industria. El análisis de problemas en plantas de procesamiento de gas natural y el planteamiento de las soluciones correspondiente es una tarea difícil en la que intervienen innumerables variables que pueden influir en la idoneidad de la solución planteada. Entre éstas se tienen: identificación adecuada del problema (diferenciar entre síntomas y causa raíz), experiencia de los involucrados, herramientas tecnológicas y métodos disponibles, conocimiento técnico del proceso, diversidad cultural de los involucrados y comunicación, entre otras. Basados en la experiencia operacional en plantas de hidrocarburos gaseosos, se presentan estrategias y herramientas adoptadas por un equipo de ingenieros de procesos para lograr la solución rápida e idónea de problemas operacionales presentados en plantas de gas natural.

Palabras clave: Fallas, Resolución de Problemas, Plantas de Procesamiento de Gas, Operaciones Unitarias, Ingeniería de Procesos.



*Correo electrónico: ruben.perez@pequiven.com

SISTEMA DE CONTROL AVANZADO PARA LA REGULACIÓN TERMODINÁMICA EN LAS UNIDADES DE FRACCIONAMIENTO DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL

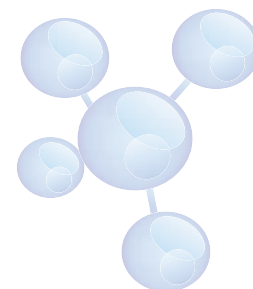
Alberto Fonseca *
PDVSA SERVICIOS

RESUMEN

PO-10

El propósito de esta investigación documental fue diseñar un sistema de control avanzado para la regulación termodinámica en las unidades de fraccionamiento de líquidos de gas natural (LGN). Para ello, se diseñó una metodología estructurada para la descripción del proceso de fraccionamiento de LGN en la obtención gas licuado de petróleo (GLP) en función de criterios de operación del sistema de fraccionamiento del complejo "Bajo Grande"; lo que permitió obtener información sobre la composición química de la carga de alimentación. En una siguiente fase, se determinaron variables de operación del proceso de fraccionamiento, empleando modelos matemáticos sobre criterios termodinámicos para los balances de materia y energía desarrollados por Smith y Corripio y Luyben. Esto logró establecer las variables manipuladas y controladas del sistema. Se prosiguió luego a un análisis en estado estacionario de las unidades de fraccionamiento, mediante la herramienta de simulación virtual Aspen Hysys, garantizando el correcto funcionamiento de las unidades de fraccionamiento y las especificaciones de calidad de sus productos. Con base en estos resultados, se diseñó del sistema de control avanzado tipo cascada, actuando sobre las variables de operación (nivel, presión, temperatura y composición) y sus perturbaciones; el cual fue desarrollado en un ambiente de simulación dinámica empleando Aspen Hysys Dynamics. Como resultado, se consiguió mantener la calidad de los productos de las unidades de fraccionamiento de LGN y ver de forma global, la regulación termodinámica del sistema con la implementación de controles virtuales. Como aporte adicional, se desarrollaron nuevas técnicas de diseño de estrategias de control que permitirán analizar de forma estacionaria y dinámica las unidades de procesamiento en el sector de hidrocarburos.

Palabras claves: Gas Natural, Simulador, Hysys, Control Avanzado.



*Correo electrónico: fonsecaae@pdvsa.com

Gustavo Carrillo *
UNIVERSIDAD RAFAEL URDANETA

Patricia Guerrero
UNIVERSIDAD RAFAEL URDANETA

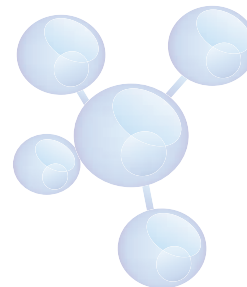
Waldo Urribarrí
UNIVERSIDAD RAFAEL URDANETA

RESUMEN

PO-11

El trabajo se orienta al desarrollo de un programa amigable basado en macroinstrucciones, lenguaje de macros con el paquete de Microsoft Office Excel®, lo que permite obtener de forma rápida y precisa, mediante una sola orden de ejecución, las propiedades del gas natural y de esa forma, minimizar los errores y el tiempo empleado en dichos cálculos. El estudio actual es de tipo descriptivo, ya que se propone caracterizar las ecuaciones de estado y correlaciones para el cálculo de las propiedades del gas natural. Para determinar las propiedades se utilizaron las ecuaciones de Lewis Randall (LR), Peng-Robinson (PR) y Redlich-Kwong-Soave (RKS: peso molecular, densidad, viscosidad, gravedad específica, presión y temperatura pseudocrítica, presión y temperatura pseudoreducida, factor de compresibilidad, volumen específico, capacidad calorífica isobárica e isocórica, fugacidad, entalpía, entropía, energía interna, energía libre de Gibbs, coeficiente Joule Thomson, coeficiente de expansión del gas, factor de compresibilidad isotérmico y coeficiente de expansión térmica. Se definieron las correlaciones numéricas: método de Kay W. B., correlaciones de Wichert-Aziz, Lee-Gonzalez-Eakin, Dean-Stiel, B.G Kyle y para propiedades residuales por Smith, Van Ness y Abbott. Se recolectaron las propiedades de los compuestos puros. Se propuso un procedimiento de cálculo y se elaboró el programa de hoja de cálculo de Excel®, validándose los resultados obtenidos con procedimientos de cómputos manuales y el Simulador Aspen Plus® v.11.1. Se elaboró un manual de instrucciones. Esta hoja de cálculo permite estimar, a partir de una expresión funcional que contiene unos pocos parámetros, la gran mayoría de las propiedades del gas natural con escaso margen de error, facilitando el trabajo de los profesionales afines y proporcionando resultados útiles para otros estudios; así como el desarrollo de posteriores hojas de cálculo para el dimensionamiento de plantas de tratamiento de gas natural.

Palabras claves: Excel®, Gas Natural, Propiedades, Correlaciones, Simulación.



*Correo electrónico: gustavo_140487@hotmail.com

DESCOMPOSICIÓN TERMOCATALÍTICA DE METANO SOBRE CARBÓN ACTIVADO: EFECTO DE LA OXIDACIÓN DEL CATALIZADOR

Álvaro Calafat*

UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL DEL
TÁCHIRA

Nora Sánchez

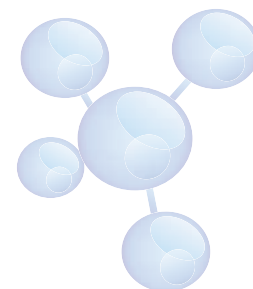
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL DEL
TÁCHIRA

RESUMEN

PO-12

La investigación pretende conseguir una mayor comprensión de la influencia de la naturaleza del carbón activado en la descomposición termocatalítica de CH_4 para la producción de hidrógeno. Con ese propósito, un carbón activado de alta pureza se sometió a oxidaciones con HNO_3 con el fin de modificar sus propiedades superficiales. Los sólidos resultantes fueron caracterizados mediante adsorción de N_2 a 77 K, titulación con n-butilamina y RTP y la descomposición de CH_4 a 1123 K se estudió empleando el método gravimétrico examinando el cambio de masa del carbón activado debido a la deposición de carbón. Se observó que la oxidación de la superficie del carbón activado disminuye la temperatura a la cual el CH_4 comienza a descomponerse. La introducción de grupos funcionales con oxígeno (OS) aumentó la velocidad específica inicial de formación de carbón ($r_{c,i}$) sin afectar la constante de desactivación del catalizador (k_d). En consecuencia, al final de la reacción se encontró mayor cantidad de carbón depositado por unidad de área en los catalizadores tratados con HNO_3 . La re-oxidación del carbón activado usado no restituyó $r_{c,i}$ al valor observado en el catalizador fresco, observándose sin embargo, un aumento de k_d . De estos resultados se infiere que interacciones CH_4 -OS o la formación de sitios de alta energía debido a la descomposición de los grupos OS por efecto de la temperatura favorecen la descomposición de CH_4 . La desactivación del catalizador pudiera deberse al bloqueo de sus poros por el carbón depositado durante la reacción.

Palabras claves: Producción de Hidrógeno, Descomposición de Metano, Carbón Activado, Análisis Termogravimétrico.



* Correo electrónico: acalafat@unet.edu.ve

SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE UN CICLO DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL EN CASCADA USANDO MEZCLAS DE REFRIGERANTES BAJO CONDICIONES TROPICALES

Gianfranco Rodríguez*
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLIVAR

Fabiana Arias
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLIVAR

María Quintas
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLIVAR

Alessandro Trigilio
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLIVAR

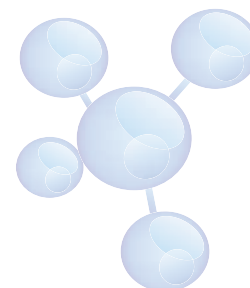
Sabrina Di Scipio
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLIVAR

RESUMEN

PO-13

Del 2002 al 2012, el consumo de Gas Natural (GN) aumentó 31,4 % y el Gas Natural Licuado (GNL) representó 31,7 % de las exportaciones mundiales de GN. Venezuela cuenta con significativas reservas probadas de gas (196,4 TCF) y en los últimos años, se ha evaluado la factibilidad de construcción de una planta de licuefacción. La tecnología Mezcla de Fluidos en Cascada (MFC®) de Linde-Statoil ha sido considerada como opción. Ésta, consiste en tres cascadas con mezclas diferentes de refrigerante en cada ciclo. Se simuló un proceso similar al MFC® bajo temperaturas de entrada de gas frías y tropicales (12 y 30°C) con el simulador comercial Proll®. Se estudió la influencia de tres variables de operación: las presiones baja y alta de los compresores y las temperaturas de salida de los intercambiadores de calor principales, sobre el coeficiente de rendimiento del ciclo (COP) y los flujos de refrigerantes. Se trabajó con las siguientes suposiciones: 1) caída de presión de 0,5 bar en corrientes calientes y 0,2 en corrientes frías; 2) eficiencia politrópica de 80 % para los compresores; 3) temperatura de entrada al compresor 10°C por encima de su punto de rocío; 4) temperaturas de salida en el intercambiador principal (LNG-HX) iguales para todas las corrientes y 5) el acercamiento mínimo interno en el LNG-HX de 2°C. Fue factible simular un proceso similar al MFC® bajo condiciones de clima venezolano, implementando algunos cambios en las temperaturas de las cascadas y empleando una mezcla diferente de refrigerante en el primer ciclo (propano y n-butano). Las otras cascadas conservaron los mismos refrigerantes que el proceso original MFC® pero con diferentes composiciones. Para lograr el mismo enfriamiento del GN fue mayor el requerimiento de flujos de refrigerante; $2,45 \times 10^6$ en comparación con $2,18 \times 10^6$ lb/h (a 12°C), y el COP global disminuyó 17,4%.

Palabras claves: Gas Natural, Licuefacción, GNL, Simulación, Mezclas Refrigerantes.



*Correo electrónico: gianrdv@gmail.com

INFLUENCIA DEL CONTENIDO DE LA FASE METÁLICA Y DE LA RELACIÓN Si/Ga EN LA ZEOLITA H-[GA] ZSM-5 PARA LA ALQUILACIÓN DE TOLUENO CON METANO

Zailex García *
UNIVERSIDAD BOLIVARIANA DE VENEZUELA

Joaquín Brito
IVIC

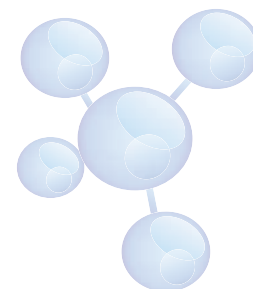
Marta Mediavila
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

RESUMEN

PO-14

La activación del metano es uno de los temas desafiantes de la investigación científica en el Siglo XXI, por ser uno de los alcanos ligeros más abundantes y económicos de los hidrocarburos disponibles hoy en día. En el presente trabajo se plantea la alquilación directa de tolueno con metano, la cual fue elegida para la activación no-oxidativa de alcanos. La razón de esta selección se basa en dos factores: primero, estas reacciones no se han estudiado hasta ahora con catalizadores de galio tipo MFI y segundo que el gas metano (componente principal del gas natural) es un combustible menos contaminante y requiere menores inversiones para cumplir con reglamentaciones ambientales que cada vez serán más exigentes, siendo éste el combustible alternativo con mejores opciones de desarrollo para su masificación a futuro. Esta reacción se llevó a cabo a nivel de laboratorio partiendo de los reactantes (tolueno y metano) con el fin de sintetizar compuestos alquilaromáticos de gran importancia industrial (como el etilbenceno, xilenos, cumenos, etiltolueno), utilizando los catalizadores bifuncionales de Pt y Pd soportados en H-[Ga]ZSM-5 de relación Si/Ga variable. Los catalizadores bifuncionales Pt/H-[Ga]ZSM-5 y Pd/H-[Ga]ZSM-5 de relación Si/Ga variable evaluados en la reacción de alquilación de tolueno usando como agente alquilante el metano, mostraron actividad a 500 °C y presión atmosférica, demostrándose que la reacción de alquilación de tolueno con metano depende de la concentración y fuerza de los sitios ácidos de los catalizadores. La mayor actividad en esta reacción la obtuvieron los catalizadores bifuncionales de relación Si/Ga = 14, seguido de los de relación Si/Ga = 45 y por último el de relación Si/Ga = 170. Los principales productos de reacción fueron benceno y xilenos, predominando la reacción de desproporción de tolueno.

Palabras claves: H-[Ga]ZSM-5, Alquilación, Catalizadores Bifuncionales, Metano.



* Correo electrónico: zailexgarcia@gmail.com

CLIMATIZACIÓN ALTERNATIVA BIOCLIMATIZADOR

Renny Paredes*
PDVSA

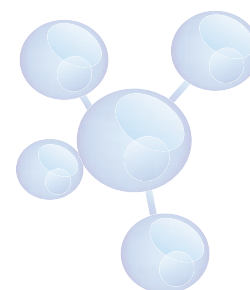
RESUMEN

PO-17

Jesús Quijadaa
PDVSA

Se presenta el resultado de una investigación proyectiva de campo transaccional y descriptiva, que consistió en el diseño de un sistema de purificación del aire que usa un ventilador con un filtro empapado en agua permanentemente para reducir la temperatura del aire caliente, y así hacer más fácil la evaporación. Este método es poco conocido en Venezuela. El objetivo principal fue hacer pasar el aire caliente del exterior a través de un serpentín, por donde circula agua fría que cede humedad y refresca el aire, gracias al refrigerante a baja temperatura que circula por su interior. El agua fría es succionada de un depósito que es el espacio físico en donde se almacena el agua que recirculará en el sistema. En conclusión, el Bioclimatizador reproduce el efecto de la brisa del mar y renueva constantemente el aire, desplazando por sobrepresión el aire caliente hacia el exterior e impidiendo la entrada de polvo. Sólo necesita una toma de agua y una fuente de energía eléctrica. Un Bioclimatizador se diferencia de los sistemas de aire acondicionado convencionales al no utilizar gas refrigerante como fluido de trabajo, sino que utiliza agua fría, por lo que se proyecta como un sistema ecológico de climatización de espacios.

Palabras claves: Deposito, Agua Fría, Bomba, Ventilador, Serpentín.



*Correo electrónico: paredesrs@pdvsa.com

RECUPERACIÓN DE ARRASTRE DE PROPANO C3+ EN LA PLANTA DE EXTRACCIÓN SANTA BÁRBARA

Alberto Madail
PDVSA

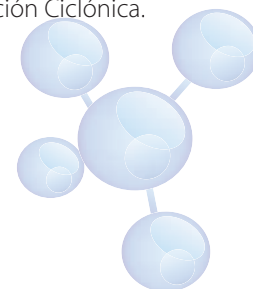
RESUMEN

PO-18

La planta de extracción Santa Bárbara procesa el gas producido en el norte del estado Monagas, al cual se le extraen los líquidos del gas natural (LGN) como producto principal y se acondiciona el gas residual que se distribuye vía gasoductos. Esta planta consta de dos (02) trenes de extracción identificados como A y B, los cuales están conformados esencialmente por el sistema de remoción de líquidos, deshidratación con trietilenglicol, tamices moleculares, un sistema de refrigeración mecánica, un intercambiador criogénico, un turboexpansor y dos (02) columnas: una "Columna de Recobro", y una columna "Desetanzadora" donde se estabilizan los líquidos del gas natural, cumpliendo con la especificación del producto $C2 / C3 = 0,016$. Estos trenes se diseñaron para obtener 96 % de recobro de propano y más pesados (C3+). Sin embargo, este diseño presenta una sub dimensión del plato distribuidor de tope de la columna de recobro, generando un arrastre de hidrocarburos pesados, ocasionando que el tiempo del recobro de C3+ haya ido disminuyendo aún más hasta presentar porcentajes de recobro entre el 88 y el 89,5 % en el Tren B y en el tren A, por el orden del 91 %, representando una pérdida de aproximadamente 1500 BPD de C3+. Con el fin de mejorar esta situación, se realizó un conjunto de simulaciones utilizando Aspen® Hysys®, para determinar el porcentaje de recobro en esta condición, incluyendo en los cálculos la disminución de la riqueza del gas de alimentación a la planta; porque dicha disminución ha estado ocurriendo en los últimos tiempos. Estos estudios indicaron la colocación de un separador gas-líquido, que recibirá la corriente de tope de la Columna de Recobro con su respectivo arrastre C3+ y la corriente bifásica proveniente de la válvula Joule-Thomson, aliviando de esta manera el distribuidor de tope de la columna. Esta modificación equivale a aumentar la altura de la columna de recobro. Los líquidos recobrados en este recipiente se bombean como reflujo hacia la Columna de Recobro y los vapores, con menor cantidad de hidrocarburos pesados, se dirigen hacia la sección fría del intercambiador criogénico, para luego unirse con los vapores de salida del tambor de reflujo de la columna desetanzadora y finalmente comprimirlos en los turbocompresores de gas residual del tren de proceso. Con esta mejora, se minimizó el arrastre de (C3+) que existía por el tope de la Columna de Recobro, obteniéndose una ganancia de 6,63 % de recobro C3+ y 692 BPD de LGN, restableciendo la eficiencia de la columna a lo indicado en el diseño.



Palabras claves: Porcentaje de Recobro, Arrastre C3+, Separación Ciclónica.



*Correo electrónico: madailaa@pdvsa.com

ANÁLISIS DE EXERGÍA EN PROCESOS DE LIQUEFACCIÓN DE GAS NATURAL PARA POTENCIALES DESARROLLOS EN VENEZUELA

Ramiro Guerrero*
PDV CARIBE

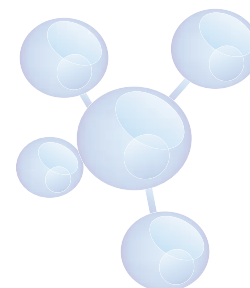
RESUMEN

PO-19

Marco González
UNIVERSIDAD SIMON BOLIVAR

En los años recientes, el mercado del gas natural ha mostrado un crecimiento sin precedentes en la demanda mundial. El comercio de gas entre el período 2008 al 2012 creció en 10%, alcanzando para el 2012 un 24% del consumo energético global. Debido a las distancias entre las reservas más importantes de gas natural y los principales mercados, el Gas Natural Licuado (GNL) representa una de las formas más importantes para su comercialización, incluso para el año 2012, el transporte de gas natural a través de GNL representó un 32% de las exportaciones totales a nivel mundial. Venezuela tiene la segunda reserva probada más importante de gas natural en el continente americano y la octava del mundo, lo cual la coloca en una posición favorable para el desarrollo de proyectos de licuefacción de gas natural licuado. Aunque el mercado interno del país ha incrementado sus requerimientos, Venezuela mantiene planes de exportación de gas natural para lo cual han sido visualizados proyectos de plantas tipo base-load en la región norte del país. Las tecnologías disponibles actualmente emplean mezclas y/o componentes puros en sus ciclos refrigeración, los cuales demandan altos consumos energéticos. En este trabajo se presenta una comparación desde el punto de vista termodinámico para los procesos de Mezcla Única de Refrigerante, Cascada Optimizada y Pre-enfriamiento con Propano y Mezcla de Refrigerante. El análisis toma como referencia la composición del gas natural y condiciones ambientales de potenciales desarrollos en Venezuela. Las configuraciones de procesos, condiciones de operación y balances de masas son optimizados de acuerdo a la literatura y eficiencia energética de cada uno de los procesos. Mediante el análisis de las curvas compuestas de enfriamiento y calentamiento, así como los balances de exergía se establece un ranking orientado a sugerir el proceso más eficiente para el caso venezolano.

Palabras claves: GNL, Exergía, Tecnologías de Licuefacción.



* Correo electrónico: guerrerorp@pdvsa.com

REACCIÓN DE REFORMADO DE METANO CON VAPOR DE AGUA SOBRE PRECURSORES CATALÍTICOS TIPO ESPINELA E HIDROTALCITA BASE NÍQUEL

Gregory Bazdikian *
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Eglé Pietri
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

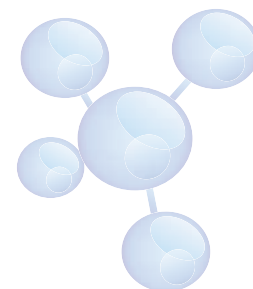
Mireya Goldwasser
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

RESUMEN

PO-20

El presente trabajo estudia el comportamiento catalítico de una serie de óxidos tipo espinela e hidrotalcita base Ni como precursores catalíticos en la reacción de reformado de CH_4 con vapor de agua (RMV). Se sintetizaron dos sólidos por el método de coprecipitación para obtener las espinelas NiAl_2O_4 (aluminato de níquel) y $\text{NiRuAl}_2\text{O}_4$ (aluminato de níquel promovido con rutenio). Se sintetizó un tercer sólido de Ni soportando sobre la espinela NiAl_2O_4 por el método de impregnación incipiente. Los sólidos precursores tipo espinela e hidrotalcita se caracterizaron por análisis químico, análisis termogravimétrico (ATG), difracción de rayos X (DRX) y área específica BET. Las pruebas catalíticas del reformado de metano con vapor de agua para todos los sólidos, se realizaron en un sistema de flujo continuo a presión atmosférica con un reactor tubular de lecho fijo a una temperatura de 700°C por 20 horas. Los resultados muestran que en las condiciones de reacción utilizadas, todos los sólidos son altamente selectivos hacia la formación de hidrógeno. Sin embargo, en relación a la estabilidad, se observó que mientras los sólidos tipo espinela son altamente estables, generando poca formación de carbón, los óxidos tipo hidrotalcita mostraron desactivación y alta deposición de carbón durante el período de reacción seleccionado. La menor formación de carbón se observó en los catalizadores $\text{NiRuAl}_2\text{O}_4$ y $\text{Ni}(5\%)/\text{NiAl}_2\text{O}_4$. Los resultados catalíticos obtenidos bajo las condiciones de reacción utilizadas con las espinelas sintetizadas y la poca tendencia a generar carbón hacen a estos sólidos atractivos para la producción de hidrógeno y gas de síntesis.

Palabras claves: Espinelas, Gas de Síntesis, Hidrógeno, Hidrotalcitas, Reformado de Metano.



* Correo electrónico: gbazdikian@chemiconsult.com

COMPARACIÓN DE PROCESOS DE LIQUEFACCIÓN DE METANO EN TRES ETAPAS AL VARIAR LOS REFRIGERANTES

José Baldés *
UNEXPO

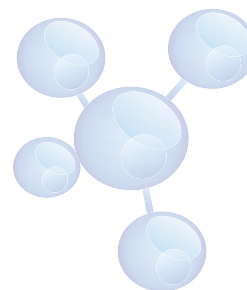
RESUMEN

PO-21

Dubraska Rodríguez
UNEXPO

El Gas Natural es una mezcla de hidrocarburos livianos donde el principal componente es el metano (CH_4) que es un ventajoso combustible para el uso industrial, el cual conviene licuar cuando se requiere su transporte. En Venezuela no se dispone en la actualidad de tecnología propia para tales fines y siendo el Gas Natural un recurso estratégico para una potencia energética comprometida con el respeto del ambiente, se ha exigido a la academia, la producción de conocimientos al respecto. En este orden de ideas, en este trabajo se evalúa una estructura tecnológica criogénica en tres etapas que emula a la utilizada exitosamente por la ConocoPhillips con la intención de comparar el efecto que tienen esquemas diferentes de refrigerantes. Por una parte, se emplean tres refrigerantes puros diferentes, uno para cada etapa, mientras que por la otra, se utiliza una mezcla ternaria de composición variable en cada etapa. La mezcla refrigerante seleccionada para la evaluación está compuesta por nitrógeno, etano y propano con una composición inicial de 10% - 10% - 80%, mientras que los refrigerantes puros usados en cascada son metano, etileno y propano. Para realizar las evaluaciones del sistema se utilizó un paquete computacional reconocido mundialmente en la industria petrolera validando las condiciones térmicas de funcionamiento del sistema. Se presentan y discuten diferentes criterios de comparación, entre los que destacan: el coeficiente de funcionamiento integral del sistema, las cantidades de metano líquido producido, las presiones de operación y los tamaños relativos de diferentes equipos mecánicos componentes del sistema criogénico.

Palabras claves: Gas Natural Líquido (GNL), Procesos Criogénicos Multietapa, Refrigerantes Criogénicos, Metano Líquido.



* Correo electrónico: jabaldez@gmail.com

PROPUESTA DE CRITERIO PARA LA EVALUACIÓN DE SISTEMAS CRIOGÉNICOS CONSIDERANDO ATRIBUTOS MÚLTIPLES

Gilberto Durán *
UNEXPO

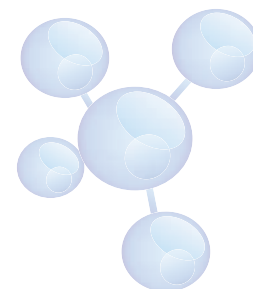
RESUMEN

PO-22

Dubraska Rodríguez
UNEXPO

Para la investigación tecnológica de sistemas criogénicos es común proponer diseños experimentales para que sean evaluados en diferentes circunstancias, a partir de la simulación computarizada de las propiedades termodinámicas del proceso. En la preocupación mundial creciente por el ambiente, ha crecido la exigencia sobre la eficiencia de cualquier sistema mecánico. En tal sentido, el coeficiente de funcionamiento integral del sistema criogénico resulta la medida natural como criterio de desempeño para responder la referida exigencia. No obstante, recientes trabajos experimentales han demostrado ciertos inconvenientes al descansar en una medida unidimensional de desempeño. Éste trabajo tiene como objetivo explorar y proponer múltiples criterios para construir un indicador más confiable y adecuado para la selección de arreglos experimentales promisorios en la evaluación tecnológica de sistemas criogénicos. Al evaluar mediante diferentes criterios, los resultados pueden ser muchas veces contradictorios, con lo cual el requerimiento consiste en determinar la ponderación de cada criterio dentro del indicador global. Se presentarán los resultados de combinar dos criterios, el coeficiente integral de funcionamiento y la cantidad total de metano líquido obtenido, para evaluar la combinación óptima de los componentes de un refrigerante ternario en un sistema criogénico y se discutirán los aspectos metodológicos para obtener la combinación de ambos criterios contradictorios sin establecer de antemano una ponderación específica.

Palabras claves: Gas Natural Líquido (GNL), Procesos Criogénicos, Coeficiente Integral de Funcionamiento, Evaluación Multiatributo.



* Correo electrónico: gilberduran@gmail.com

SIMULACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE CICLOS DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL BAJO CONDICIONES TROPICALES

Alessandro Trigilio*
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

Alexis Bouza
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

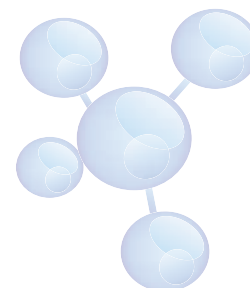
Sabrina Di Scipio
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

RESUMEN

PO-23

Del 2002 al 2012, el consumo de Gas Natural (GN) aumentó 31,4 % y el Gas Natural Licuado (GNL) representó 31,7 % de las exportaciones mundiales de GN. Venezuela cuenta con significativas reservas probadas de gas (196,4 TCF) y en los últimos años, se ha evaluado la factibilidad de construcción de una planta de licuefacción. En este trabajo, se simuló y optimizó tres tecnologías de licuefacción de gas natural; dos de ellas, similares a las tecnologías consolidadas PRICO® (Operación Cíclica Integral de Mezcla de Refrigerantes) y Cascada Optimizada de Phillips® (POCP). Además se utilizó una tecnología similar a la de Mezcla de Fluidos en Cascada (MFC®), que es de más reciente aplicación que las anteriores y por lo tanto su uso está menos difundido. Tanto las tecnologías PRICO® como MFC® utilizan mezclas de refrigerantes; mientras que POCP, usa fluidos puros. Por otra parte, las dos últimas, requieren ciclos que operen en cascada. Mientras más baja sea la temperatura del servicio de enfriamiento en los condensadores, mayor será el coeficiente de operación del ciclo (COP). Debido a que se utiliza agua de enfriamiento como servicio (disponibles a no menos de 30°C, en comparación con 12 °C del diseño original), es necesario adaptar estas tecnologías para ser usadas en climas tropicales. La metodología aplicada comienza por un análisis de grados de libertad de cada tecnología, posterior selección de las variables a especificar, y un análisis de sensibilidad, para determinar cuál de estas variables afectan más al COP. Finalmente, se realiza la optimización de estas variables con la finalidad de maximizar el COP. Las variables seleccionadas fueron: los niveles de presión en cada ciclo, las temperaturas intermedias del GN en cada ciclo y la composición de cada refrigerante en las mezclas.

Palabras clave: Gas Natural, Licuefacción, GNL, Optimización, Mezcla Refrigerantes.



*Correo electrónico: alessandrotp@usb.ve

SELECCIÓN DE MODELOS TERMODINÁMICOS QUE PREDIGAN ADECUADAMENTE EL COMPORTAMIENTO OPERACIONAL DE UN TREN DE REFRIGERACIÓN CON PROPANO

Pedro Salazar*
PDVSA

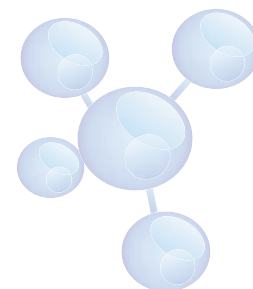
RESUMEN

PO-24

Se realizó un estudio para la selección de modelos termodinámicos que predigan adecuadamente el comportamiento operacional del tren 2 de refrigeración de la planta de fraccionamiento y despacho Jose de PDVSA Gas. Para ello, se utilizaron diferentes modelos termodinámicos para simular el comportamiento de hidrocarburos: Peng Robinson (PR), Soave-Redlich-Kwong (SRK), Zudkevitch-Joffee (ZJ), Peng-Robinson-Stryjek-Vera (PRSV), Peng-Robinson/Lee-Kesler (PR/LK), Soave-Redlich-Kwong/Lee-Kesler (SRK/LK), Lee-Kesler-Plöcker (LKP) y Peng-Robinson/NRTL (PR/NRTL). La selección se basó en la precisión para predecir el comportamiento presión-temperatura de la mezcla del refrigerante en el equilibrio líquido-vapor, comparando los valores estimados con los de operación, mediante la aplicación de un análisis estadístico de varianza con diseño de bloques al azar balanceado, para determinar el efecto y las diferencias significativas entre los modelos termodinámicos, determinándose que las ecuaciones de estado de SRK y SRK/LK predecían de manera satisfactoria el comportamiento real del proceso. Se seleccionó el modelo termodinámico de SRK por ser el más usado en la industria petrolera y gasífera, después del modelo PR. Se analizó el comportamiento operacional del tren de refrigeración, detectándose que eventualmente la temperatura de los productos fraccionados era más alta que el valor requerido en los tanques de almacenamiento refrigerado (propano: -47 °F, iso-butano: 10 °F y normal-butano: 32 °F), ocasionando pérdidas por venteo de producto. Se propusieron cambios operacionales, basados en los resultados del modelo termodinámico seleccionado, tales como cambios en los puntos de ajuste de control de nivel de refrigerante en los evaporadores, lo cual permitió obtener la temperatura deseada para el almacenamiento de productos, evitando venteo en los tanques de almacenamiento refrigerado de hasta 600 bbl/mes y originando que el coeficiente de operación (COP) del tren se incrementara desde 1,96 hasta 2,12; mejorando el rendimiento energético del proceso.



Palabras claves: Modelos Termodinámicos, Refrigeración.



*Correo electrónico: salazarpz@pdvsa.com

GENERACIÓN DE CORRELACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA Y RIQUEZA DEL GAS (GPM) EN GASES PROVENIENTES DE SEGREGACIONES EN LAS SALIDAS DE LOS SEPARADORES GENERALES EN LAS ESTACIONES DE FLUJO PERTENECIENTES A LOS CAMPOS SAN JOAQUÍN, GUARIO Y EL ROBLE, ANACO VENEZUELA

Crismary Castro*
PDVSA GAS

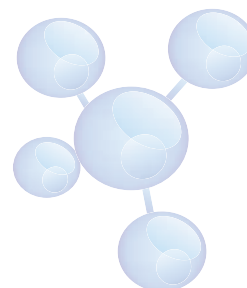
Newmanforth Rodríguez
UNIVERSIDAD DE ORIENTE

RESUMEN

TD-01

Este trabajo surge de la necesidad de conocer la riqueza del gas de los campos de Anaco, ya que por su variación en el tiempo, su impacto directo en el poder calorífico y la producción del líquido del gas natural, debe ser considerado para diseño y mejoras de las plantas de procesamiento, permitiendo así garantizar la eficiencia y operatividad de las mismas, con el fin de aumentar el recobro de los líquidos del gas procesado, evitar un gas residual fuera de especificación y desajustes constantes en las variables de operación, principalmente cuando se procese un gas con riqueza por debajo de la especificada en el diseño de la planta; e inclusive, para diseño de futuras infraestructuras. Se realizó una revisión bibliográfica con publicaciones actualizadas sobre la generación de correlaciones para estimar propiedades de los fluidos considerando datos de producción. Posteriormente, se recopiló toda información de análisis cromatográficos disponibles a nivel de pozos y corrientes de gas, para realizar una clasificación y elaborar las matrices de datos a partir de los cuales se generaron las correlaciones, se revisó y validó toda la información seleccionada para dichas matrices, para proceder a la generación de gráficos, buscando el mejor comportamiento de las variables involucradas y definir una correlación que proyecte el comportamiento del GPM. Finalmente, se obtuvieron dos correlaciones, la primera que permite estimar la gravedad específica del gas en corrientes de los separadores generales de las estaciones de los campos San Joaquín, Guario y El Roble, en función de la relación gas petróleo y la gravedad API, lo que permitirá a su vez, determinar la riqueza del gas (GPM) y la segunda, generada en función de la gravedad específica del gas y la gravedad API del crudo.

Palabras claves: Correlaciones, Riqueza, Gas, Gravedad.



*Correo electrónico: castrocc@pdvsa.com

CONSIDERATIONS ON THE SELECTION OF PROTECTIVE AND CONCRETE WEIGHT COATING OF SUBSEA GAS EXPORT PIPELINE

Carlos Fernández *
PDVSA INTEVEP

ABSTRACT

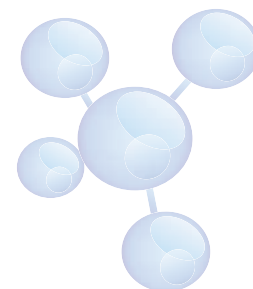
TD-02

Raúl Borja
PDVSA COSTA AFUERA

Hilario Leal
PDVSA COSTA AFUERA

The Dragon-CIGMA Gas Export Pipeline Project in Venezuela involves both design and installation of a 36-inch diameter and 1-inch thickness subsea gas export pipeline. This line will be the first subsea gas pipeline operated by PDVSA in offshore conditions at the Northeast coasts of Venezuela. This pipeline provide many design and construction challenges, as a selection and application of anti-corrosion and concrete weight coating systems. Compounding this challenges was the requirement of a design life of 35 years. Coatings are the primary method of protecting external surfaces of metallic pipelines installed from the corrosive effects of seawater and sediment. Typically, coating system is in combination with a cathodic protection system. Several protective coating systems were evaluated in order to achieve established design requirements. Concrete weight coating is commonly used on large diameter pipelines (> 12-inch diameter) to increase on-bottom stability. Some concrete coating application methods were evaluated and one of them was employed (wrapping method). Wire reinforcement is required within concrete to minimize spalling. Bonding between concrete weight coating and corrosion coatings is the main concern on large subsea pipelines to prevent slippage due to a high lay-tensions imposed on pipelins during installation.

Keys words: Coating, Desing, Corrosion, Subsea, Pipeline.



*Correo electrónico: fernandezcz@pdvsa.com

METODOLOGÍA DE DISEÑO CONCEPTUAL DE TUBERÍAS SUBMARINAS, CASO ESTUDIO: TUBERÍA DE RECOLECCIÓN DEL CAMPO PATAO

Jesús Figueroa *
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

TD-03

Alexandra Carreño
PDVSA INTEVEP

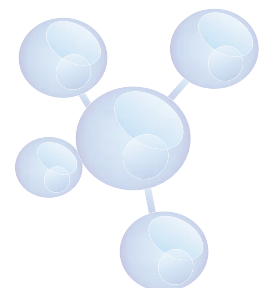
Yobiris Rigual
PDVSA INTEVEP

Milton Lara
PDVSA INTEVEP

Maribel Suárez
UNIVERSIDAD CENTRAL DE
VENEZUELA

En Venezuela se contempla como línea estratégica la incorporación del gas proveniente de los desarrollos Costa Afuera del oriente del país a la oferta energética de la Nación. En tal sentido, un diseño adecuado de la infraestructura requerida para la producción de gas Costa Afuera demanda mayor confiabilidad operacional, minimizando así las posibilidades de fallas que pongan en peligro la integridad de equipos, tuberías, la seguridad de las personas y del ambiente. El objetivo del presente trabajo es proponer una metodología para el diseño, en fase conceptual, de tuberías submarinas para el transporte de gas natural Costa Afuera. La metodología propone un procedimiento que permite asegurar un diseño integral abarcando aspectos de: selección de materiales, resistencia mecánica, resistencia a la corrosión por CO_2 / H_2S , sistema de protección catódica y estabilidad hidrodinámica. Esta metodología de diseño se validó con los requerimientos de la línea que recolectará el gas producido por 8 pozos del campo Patao del Proyecto Mariscal Sucre. La longitud total de la ruta será de 61 kilómetros a una profundidad de agua entre de 100 a 150 metros. Con base en la propuesta se definió un diseño de tubería que incluye: la determinación del tipo de material, el espesor de pared mecánico y el requerido por corrosión, la masa anódica, el tipo de ánodo y estabilidad de la tubería en el fondo marino. Finalmente, se generan recomendaciones sobre el uso de técnicas para el control de degradación por corrosión, con lo que se podría optimizar el diseño en función de costos.

Palabras claves: Diseño de Tubería Submarina, Selección de Materiales, Espesor de Pared, Protección Catódica y Estabilidad Hidrodinámica.



* Correo electrónico: figueroajrl@pdvsa.com

DESARROLLO DEL PROYECTO AUTOGAS EN VENEZUELA

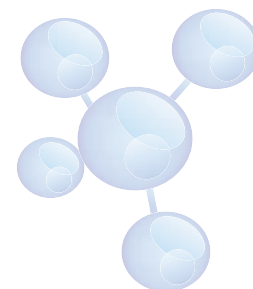
Ramón Córdova*
PDVSA

RESUMEN

TD-04

Con el lanzamiento de la Misión Revolución Energética en el año 2006, el Proyecto AutoGas como programa bandera del Gobierno Bolivariano de Venezuela, bajo la tutela del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería y Petróleos de Venezuela (PDVSA), asumió el compromiso de promover el aprovechamiento de las cuantiosas reservas gasíferas con las que cuenta el país, a través de la implantación del sistema bicomcombustible para el funcionamiento de automóviles con gasolina y gas natural comprimido (GNC), tomando en cuenta los beneficios ecológicos, económicos y sociales asociados al uso del gas como combustible alternativo. Alineado a este objetivo, AutoGas trabaja en la construcción y adecuación de puntos de expendio para el despacho de combustible ecológico en los estados: Aragua, Carabobo, Guárico, Yaracuy, Zulia, Lara, Falcón, Anzoátegui, Monagas, Bolívar, Distrito Capital, Miranda, Vargas, Sucre y Nueva Esparta. Otra de las áreas medulares de este programa energético es la conversión de vehículos con el sistema gasolina- gas natural, a fin de apalancar el uso del gas en el parque automotor venezolano. Por otra parte, AutoGas, en alianza con importantes empresas de países como: Italia, Brasil, Holanda y Canadá; a través de convenios de cooperación energética establecidos por Venezuela con Argentina y Bielorrusia, cuenta con equipos de última tecnología, utilizados tanto en las estaciones de servicio con puntos de abastecimiento de GNC, como en los componentes del "kit" de conversión para vehículos. AutoGas forma parte de las políticas energéticas del Estado, enfocadas en promover una nueva cultura socialista; así como el aprovechamiento de los recursos naturales, a través del uso de energías alternativas, como es el caso del gas natural, cuyas reservas probadas convierten a Venezuela en una de las principales potencias gasíferas del mundo.

Palabras claves: GNC, Combustible, Alternativo, Ecológico, Tecnología.



*Correo electrónico: cordovart@pdvsa.com

SIMULADOR DE REDES DE GASODUCTOS MEDIANTE EL MÉTODO DE LAS CARACTERÍSTICAS

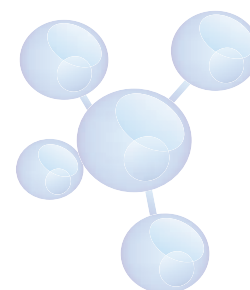
Vladimir Delgado*
PDVSA

RESUMEN

TD-05

Se propone un método original de resolución de redes de gasoductos que podría ser usado como motor de cálculo para un simulador en tiempo real y fuera de línea. El prototipo de simulación está basado en el método de las características, incorporando una novedosa estrategia de cálculo de redes de gasoductos que permite resolver de manera eficiente los sistemas de ecuaciones producto de la discretización de las ecuaciones en derivadas parciales que modelan la física en la redes de gasoductos de transporte de PDVSA Gas. El método general de solución consiste en resolver el sistema de ecuaciones no lineales con el método de Newton-Raphson, mediante un método directo de resolución de sistemas de ecuaciones lineales en cada iteración. El prototipo desarrollado soporta cualquier topología de red, ya que es capaz de leer archivos de configuración en los que se especifica la ubicación de todos los elementos de la red a estudiar; así como los parámetros físicos de cada elemento que compone la red de tuberías. Se propone una red académica, en la cual podamos observar el comportamiento hidráulico del gas cuando modifiquemos en tiempo de ejecución cualquiera de sus parámetros, tales como; puntos de ajustes en las fuentes y entregas del sistema, estado de válvulas y tipo de variable de control (presión o flujo). También se ilustra la comparación entre el prototipo "MatGas" y un simulador de redes comercial, para una red real del sistema de transporte de gas a nivel nacional.

Palabras claves: Simulador, Gas, Redes, Prototipo, Numérico.



*Correo electrónico: delgadovn@pdvsa.com

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA SELECCIÓN DE RUTA DEL GASODUCTO CAMPO PERLA, ESTACIÓN KM 217

Elena Martín*
Gerencia de HSE, CARDÓN IV

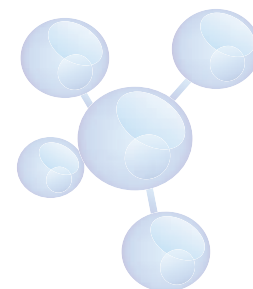
RESUMEN

TD-06

Francisco Javier Fernández
REPSOL VENEZUELA

Como parte de un proyecto acelerado de la producción de gas natural costa afuera en el golfo de Venezuela, el consorcio Cardón IV tiene que entregar gas y condensados en el campo asignado, a un centro de distribución cerca de la costa de la península de Paraguaná a 55 kilómetros lineales desde el lugar de producción. La ruta de la tubería comprende una parte significativa dentro del medio marino y potencialmente intercepta rutas marítimas, áreas de anclaje, zonas de pilotaje, zonas de pesca artesanal y áreas vulnerables con alta biodiversidad. El gasoducto cruzará un área prioritaria de conservación propuesta por una planificación eco-regional para la conservación de la biodiversidad marina en el mar Caribe de Venezuela. El proyecto propone tres posibles vías, de acuerdo a los costos de implementación y las instalaciones terrestres. Con el fin de minimizar los impactos ambientales, se diseñó una ruta óptima mediante un análisis de costos espacialmente explícito. Se utilizó un conjunto de 45 capas físico-naturales y socio-culturales georreferenciadas, incluyendo la distribución de la biota marina y costera y los ecosistemas, zonas de pesca y puertos, zonas marinas protegidas y los elementos socio-culturales. Con la ayuda de una consulta a expertos, cada capa se evaluó en términos de los impactos potenciales de la implementación y operación del gasoducto. La ruta óptima fue trazada seleccionando la trayectoria de menor costo acumulado sobre la capa total del costo. En comparación con las rutas iniciales, los impactos ambientales acumulados de la ruta óptima estuvieron entre 170 y 300 % más bajos.

Palabras claves: Biodiversidad, Gasoducto, Conservación, Impactos, Ambiente.



*Correo electrónico: elena.martin@cardon4.net.ve

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE VEHÍCULOS CON SISTEMAS BICOMBUSTIBLES GNV Y GASOLINA

Carlos Villegas*
PDVSA INTEVEP

David Góncálves
PDVSA INTEVEP

Juan Oropeza
PDVSA INTEVEP

Mario Vera
PDVSA INTEVEP

Ludwig Hernández
PDVSA INTEVEP

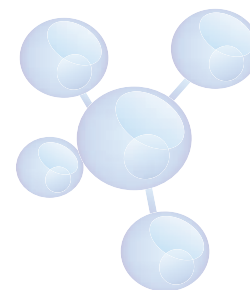
Jonathan Estéves
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

CO-01

El gas natural es ampliamente usado como combustible alternativo en motores de combustión interna en diversos países, debido a su alta disponibilidad, bajo costo de producción, fácil transporte, seguridad y bajo niveles de emisiones de escape en comparación con los combustibles líquidos. El Proyecto AutoGas en Venezuela, nace como una política energética del Ejecutivo Nacional que busca promover el consumo del Gas Natural Comprimido (GNC) como combustible alternativo automotor con la finalidad de reducir el consumo de los hidrocarburos líquidos para así ser liberados en los mercados internacionales. Las políticas de implantación del uso del GNC publicada en la resolución conjunta de los Ministerios del Poder Popular de Energía y Petróleo; para Economía y Finanzas; para el Comercio; para Obras Públicas y Vivienda; y para la Ciencia, Tecnología e Industrias Intermedias, publicada en la Gaceta Oficial N° 39181 de fecha 10 de mayo de 2009, establecen las normas de participación de las empresas importadoras, fabricantes, ensambladoras y concesionarias de vehículos a ser comercializados en el territorio nacional. Los vehículos prototipos autorizados para su participación con sistemas de GNC deben ser evaluados para sus verificaciones técnicas y operacionales correspondientes al comportamiento e instalación de los componentes que conforman el sistema de gas natural. En este trabajo, se presentan los resultados de evaluación de desempeño de diez (10) vehículos del parque automotor venezolano con equipos de última generación de presión positiva. Se realizó medición de potencia en chasis dinamométrico y medición de emisiones vehiculares sin cargas, en diferentes condiciones de operación. Los resultados indicaron reducciones en las emisiones de escape de la cantidad de óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), dióxidos de carbono (CO_2) e hidrocarburos no quemados (HC) y en las pruebas de evaluación de potencia en chasis dinamométrico, se obtuvieron resultados satisfactorios, cumpliendo con las normas venezolanas COVENIN.

Palabras claves: Gas Natural Comprimido (GNC), Sistema de Conversión, Sistema Bicombustible, Emisiones de Escape, Equipos de Conversión.



*Correo electrónico: villegascg@pdvsa.com

PROPUESTA PARA OPTIMIZAR EL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE DATOS DE MEDICIONES DE GAS NATURAL PARA LA FISCALIZACIÓN DEL MPPPM

Oscar Guevara
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

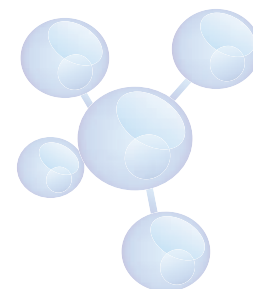
Sabrina Di Scipio*
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

RESUMEN

CO-02

Venezuela es el octavo país del mundo y el primero de América Latina en lo que a reservas de gas probadas se refiere, lo que le permite abastecer al mercado doméstico y contar con excedentes para la exportación. Disponer de información de la producción en campo de manera confiable, eficaz y en tiempo real, permite al ente regulador del negocio de gas calcular los pagos de regalías e impuestos, a la par de desarrollar los planes de expansión. El objetivo de este trabajo fue generar una propuesta para optimizar el sistema de recolección de datos de medición en campo de gas natural, para efectos de fiscalización. Metodológicamente, este estudio se ubicó dentro de una investigación de campo de tipo descriptivo. Las técnicas utilizadas fueron: la observación directa en campo y la entrevista. Como resultado, se propone una serie de lineamientos técnicos y gerenciales que buscan optimizar el sistema de recolección de datos de gas natural en campo para la fiscalización por parte del MPPPM. La propuesta diseñada posibilita la adecuación del sistema de comunicación entre los campos, las direcciones regionales de fiscalización y la sede del MPPPM, a través de la interconexión de las redes de datos de forma tal, que el ente regulador puede administrar, auditar y obtener los datos en campo; así como monitorear en línea y en tiempo real los datos suministrados por cada Dirección Regional de Fiscalización, desde la sede principal del MPPPM en Caracas.

Palabras claves: Gas Natural, Sistema de Recolección de Datos, Optimización, Fiscalización.



Correo electrónico: sdiscipio@usb.ve

LA INTERCAMBIABILIDAD EN LA COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO EN VENEZUELA

Alaiza Balza *
PDVSA INTEVEP

Mariel Padrino
PDVSA INTEVEP

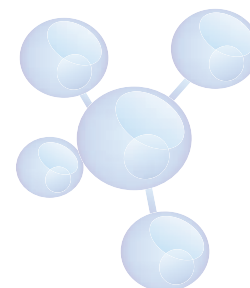
Adriana Miaja
PDVSA INTEVEP

CO-03

RESUMEN

En la comercialización del Gas Natural Licuado (GNL), es necesario cumplir con especificaciones de calidad, que se establecen en el contrato de venta. El gas a introducir en las redes de distribución del país de destino debe poseer las mismas características del gas ya existente para que puedan ser intercambiables. Los parámetros que permiten determinar la intercambiabilidad de un gas son: valor calorífico, densidad relativa y el índice de Wobbe, cuyas especificaciones se deben establecer para el mercado interno y exportación. Actualmente, en el mercado interno, la intercambiabilidad no se considera, ya que somos un país que se autoabastece de este recurso. Sin embargo, es importante la proyección, en el mercado externo, considerando los recursos y la posición geográfica estratégica para exportar gas natural a grandes mercados como: EE.UU., los países del Cono Sur, la región del Caribe y Europa. En el presente trabajo se analizó la influencia de los parámetros de calidad de gas relacionados a la intercambiabilidad, comparando el valor promedio de índice de Wobbe de 1326 BTU/PC para el gas de Venezuela con los rangos de reportados para Brasil (1086-1207 BTU/PC), Argentina (1218-1435 BTU/PC), Chile (1268-1399 BTU/PC), Uruguay (1220-1430 BTU/PC) y Colombia (1226-1468 BTU/PC), y se observó que el valor no cumple para el caso de Brasil, siendo éste uno de los clientes potenciales para la exportación de GNL. En el caso de países como EE.UU. (1060-1400 BTU/PC), España (1295-1551 BTU/PC) y Portugal (1245-1449 BTU/PC), el índice del Wobbe del gas de Venezuela está dentro del rango establecido. En este sentido, nuestro gas podría ser comercializado en el futuro en la mayoría de los mercados internacionales con altos estándares de calidad y alto rendimiento económico, sin necesidad de invertir en tecnología de adecuación de índice de Wobbe para que pueda ser intercambiable.

Palabras claves: Intercambiabilidad, Gas Natural Licuado (GNL), Índice de Wobbe, Calidad de Gas.



* Correo electrónico: balzaas@pdvsa.com

COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO VENEZOLANO EN CENTROAMÉRICA

Rubén Pérez*
PEQUIVEN

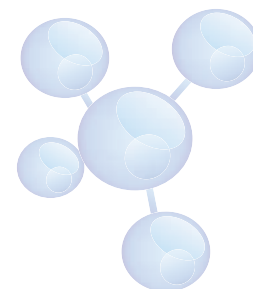
RESUMEN

CO-04

Marco González
PEQUIVEN

Las reservas probadas de gas de Venezuela registraron 196,4 TCF a finales del año 2012, la octava mayor reserva del mundo, equivalente al 3 % de las reservas mundiales de gas y las más grandes en Latinoamérica. PDVSA está llevando a cabo proyectos con la intención de producir estas reservas. Entre éstos se encuentran los Proyectos Mariscal Sucre y Plataforma Deltana, los cuales serán fuente de materia prima a la proyectada planta de gas natural licuado (GNL) que se ubicará en el complejo industrial "Gran Mariscal de de Ayacucho" (CIGMA), esta última incluye la construcción de varios trenes de licuefacción para el procesamiento hasta de 1.500 MMSCFD. La situación geográfica de algunos países de Centroamérica representa una oportunidad para la colocación de los volúmenes de gas natural licuado venezolano, dado que la participación del gas natural en la matriz energética de este continente es casi inexistente. Este trabajo considera el potencial que poseen algunos países de la región como posibles consumidores de gas y toma en cuenta aspectos económicos, ecológicos y geográficos para proponer un plan de comercialización que promueva la colocación de gas natural licuado venezolano en Centroamérica, con el fin de diversificar el negocio de gas natural licuado venezolano y desarrollar la cadena de valor del gas en algunos países de la región. La metodología incluye el análisis de la matriz energética, la revisión de la demanda de energéticos a futuro, la verificación de capacidad de producción de GNL venezolano para suplir la mencionada demanda y el desarrollo de una evaluación económica y análisis de sensibilidad. Los resultados indican que es técnica y económicamente factible incluir algunos países de Centroamérica en la cartera de clientes del proyecto de GNL en Venezuela.

Palabras clave: Gas Natural Licuado, Energía, Centroamérica, Rentabilidad, Mercados, Venezuela.



*Correo electrónico: ruben.perez@pequiven.com

LA GERENCIA DE CADENA DE SUMINISTRO (GCS) Y SU APORTE AL DESARROLLO DE LA PARTICIPACIÓN REGIONAL Y NACIONAL EN LOS PROCESOS DE DEMANDA DE LA CADENA DE VALOR DEL GAS COSTA AFUERA

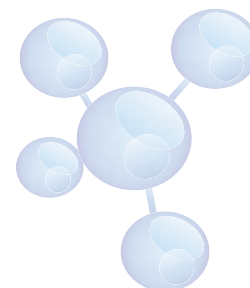
Jesús Arenas *
PDVSA COSTA AFUERA

RESUMEN

CO-05

Desarrollar una cadena de suministro es un elemento transversal a todos los servicios e insumos obtenidos en cada uno de los procesos productivos que forman parte de la cadena de valor; así como el movimiento, suministro y almacenaje de materia prima, materiales y equipos, el correspondiente inventario que resulta del proceso y los productos terminados desde el punto de origen al punto de consumo. Entre otras grandes bondades, la gerencia de cadenas de suministro (GCS, Supply Chain Management, por sus siglas en inglés) permite incrementar la participación nacional, gestionando la procura en los procesos productivos Costa Afuera. Una de las metodologías empleadas es la planificación de la demanda (bienes, obras y servicios) en tres tiempos (corto, mediano y largo plazo) y la correcta comunicación de la misma, usando sistemas tecnológicos que permitan informar y atraer el interés nacional de universidades, estudiantes, entes del Gobierno (Ministerio de Ciencia y Tecnología, Industria y Comercio), cámaras de empresarios y otros. Luego, mediante la instrumentación de modelos de desarrollo y con base en las cadenas de suministros correspondientes, se puede visualizar, cualificar y cuantificar las oportunidades para la inserción de nuevas empresas como proveedores confiables en actividades específicas de dicha cadena. La implantación de sistemas de cadenas de suministros, es la práctica organizativa global usada por la mayoría de las organizaciones Costa Afuera en el mundo para desarrollar potencial nacional de suministro de bienes y servicios. Estableciendo estrategias de logística, procura y contratación, enfocadas en la disminución del tiempo desperdicio, eficiencia en las operaciones y en el fomento de participación de empresas, universidades y organizaciones regionales y nacionales, a favor de nuestra cadena de valor, siendo éste, un gran aporte al incremento de la producción nacional y la soberanía tecnológica.

Palabras claves: Cadena de Suministro, Demanda, Participación, Suministro, Regional.



* Correo electrónico: anellalemanc@gmail.com

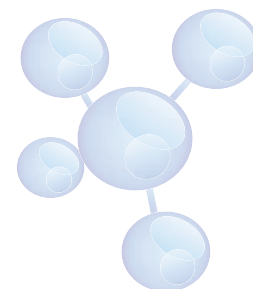
Inmer Leal*
PDVSA

RESUMEN

CO-06

El presente trabajo tiene por objetivo proponer un modelo de gestión para proyectos tecnológicos en la industria petrolera. La fundamentación teórica se soporta sobre la base de los aportes de varios autores. El estudio realizado es de tipo descriptivo y cuantitativo, con diseño de campo extensivo, no experimental y transversal descriptivo. Se utilizó como técnica la encuesta y como instrumento de recolección de datos, el cuestionario tipo escala de Lickert con 47 ítems de selección simple. El instrumento desde el punto de vista de contenido fué validado por siete (07) expertos. En el estudio se encuestaron treinta y cuatro (34) informantes que desarrollan y ejecutan proyectos tecnológicos en la industria petrolera. En cuanto a la confiabilidad, se aplicó el método Alfa de Cronbach con un resultado de 90; 59 %, lo que implica una alta confiabilidad. Se empleó estadística descriptiva: gráficos de barras (histogramas), media aritmética y desviación estándar, como técnicas para el análisis de resultados. Se pudo comprobar que en la industria petrolera el empleo de modelos para proyectos tecnológicos es raramente utilizado. En tal sentido, se propone un modelo discoidal para la gestión de los proyectos tecnológicos en la industria petrolera basado en capas u hojas.

Palabras claves: Gestión, Modelo, Proyectos Tecnológicos, Industria Petrolera.



*Correo electrónico: lealir@pdvsa.com

NUEVAS OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS DE GAS EN EL ÁREA DE ROBLOTE, DISTRITO ANACO, VENEZUELA ORIENTAL

Glady Mar Montoya*
PDVSA

RESUMEN

CO-07

Mario Zambrano
PDVSA

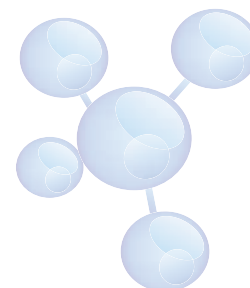
Anahy Finno
PDVSA

Michell Sequera
PDVSA

Ramón Grillet
PDVSA

El área exploratoria de Roblote se ubica al oeste de la Subcuenca de Maturín, al noroeste del prolífico Distrito de Gas Anaco (Estado Anzoátegui), formando parte de la Cuenca Oriental de Venezuela. En esta área se realizaron campañas de perforación en los años cincuenta, en las que se evidenciaron importantes acumulaciones de gas asociado con alta relación gas petróleo. A pesar de estos resultados, el área fue abandonada; ya que la explotación de gas era poco atractiva. Los esfuerzos de PDVSA Exploración fueron reactivados en el año 2004, y se adquieren dos (2) nuevos cubos sísmicos 3D en el área, iniciándose en el año 2006 estudios de re-exploración, con el objetivo de visualizar y definir nuevas oportunidades exploratorias en el área, con énfasis en el establecimiento de la geometría de los depósitos sedimentarios del Paleógeno y Neógeno (Formaciones: Oficina - Miembro Colorado y Merecure) y en el Cretácico. Se interpretaron 1.150 km² de sísmica 3D, empleando técnicas de inversión sísmica, AVO (Amplitud vs. Offset), análisis de atributos y visualización de sísmica 3D; además de la revisión y actualización de los modelos estratigráfico, sedimentológico, petrofísico, geoquímico y de yacimientos; permitiendo comprobar el carácter estratigráfico predominante de las potenciales trampas presentes en el área y una alta probabilidad de encontrar acumulaciones de hidrocarburos gaseosos. Como resultados resaltantes se definieron cuatro (4) oportunidades exploratorias, con unas expectativas estimadas de 80 MMBls de petróleo y 2.200 MMMPC de gas. Parte de estos resultados fueron validados en el año 2013, mediante la perforación de la oportunidad exploratoria ROBLOTE AX (Pozo ROE-3X), arrojando resultados satisfactorios, confirmándose la existencia de gas seco a nivel de las arenas basales de la Formación Oficina (Miembro Colorado) de edad Mioceno Temprano a Medio.

Palabras claves: Oportunidades Exploratorias, Hidrocarburos Gaseosos, Trampas Estratigráficas.



*Correo electrónico: montoyag@pdvsa.com

EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL GAS EN VENEZUELA PARA RESALTAR SU VALOR ENERGÉTICO, DIRIGIDO A ALUMNOS Y DOCENTES

José Velásquez
PDVSA

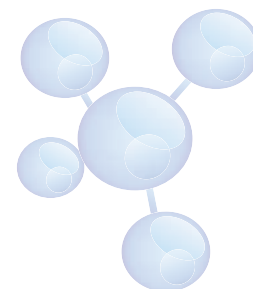
RESUMEN

CO-09

Esta presentación se realizó para tener un alcance tecnológico estratégico basado en la demostración teórica sobre la evolución de la gerencia del gas en Venezuela a nuestros alumnos y docentes. La presentación está compuesta por ideas e imágenes creativas sobre el negocio de este hidrocarburo, con una visión muy novedosa que se fundamenta en historias y hechos preexistentes ocultos por la historiografía regional y local. El caso de la ciudad de Cabimas donde se observan con frecuencia mechurrios quemando gas, es de vital importancia dar a conocer a las generaciones revolucionarias como se ha manejado este recurso hasta llegar a los 10 proyectos de la Revolución Gasífera. Por este motivo, la propuesta es considerada como una idea embrionaria que incluye el ámbito educativo; es decir, de lo tecnológico hacia lo pedagógico, está alineada al Plan Siembra Petrolera y contribuirá o aportará una herramienta educativa y un cuerpo teórico sobre el tema basado en la originalidad y creatividad. Su impacto hacia la comunidad es muy significativo, ya que la misma podría abarcar: alumnos y docentes de Ciencias de la Tierra de quinto año, alumnos y docentes de Historia Contemporánea de Venezuela, alumnos de ingeniería de gas de la UNERMB (Universidad Experimental Rafael María Baralt), Misión Sucre, Programa Hidrocarburos, Centro de Capacitación de Cabimas C.A.C. y La UBTJR (Universidad Bolivariana de los Trabajadores "Jesús Rivero"). Los valores naturales, energéticos, culturales que tipifican a la Costa Oriental del Lago del estado Zulia, representaron el mayor motivo para realizar esta presentación. Conjuntamente con La Revolución Gasífera insertada en el Plan Siembra Petrolera que viene a rescatar el gas de las manos imperialistas, desde la conquista y cristalizadas en la Cuarta República, a través del Proyecto "Cristóbal Colón", un nombre muy importante para la historia, pero muy eurocentrista para designar a los bloques de gas en Venezuela, solapando nuevamente nuestra historia y nuestro devenir cultural y reafirmando las intenciones de este proyecto de explotar el gas y llevárselo, de la misma forma que lo hicieron con el lago asfáltico de Guanoco, a partir del cual se obtuvo la materia prima para pavimentar las primeras calles de Nueva York. Otro aspecto que inspiró esta presentación es la desigualdad social y la explotación del más humilde que recibe este servicio a través de la cadena de comercialización del gas por bombonas.



Palabras claves: Gas, Hidrocarburo, Lago, Revolución.



*Correo electrónico: velazquezjm@pdvsa.com

MEJORES PRÁCTICAS PARA TRANSFORMAR LA GESTIÓN INTEGRAL DE ACTIVOS EN LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL COMO ESTRATEGIA DE NEGOCIOS EN UN CENTRO DE RENTABILIDAD

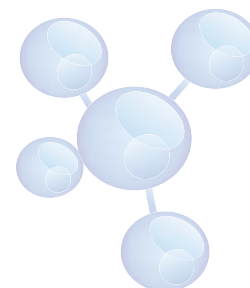
Glenda Gutiérrez
PMP, TUV-FS, CMRP

RESUMEN

CO-10

“Es importante cambiar el concepto del mantenimiento y verlo como una actividad positiva, como centro de rentabilidad y no como un centro de costos. Como centro de costos debe solamente respetar un presupuesto determinado y en lo posible, focalizarse en bajar los gastos. Por el contrario como centro de rentabilidad, se reconocen las inversiones y que los costos operativos son para mejorar la eficiencia. Esta mejora de la eficiencia produce mayores ganancias”. El presente trabajo describe los modelos y estrategias de aplicación del “Assessment” e implementación del “Asset Management” con ISO 55000, para conseguir que la industria del gas natural opere alineada con los requerimientos del negocio, manteniendo su capacidad productiva de diseño, eliminando las pérdidas y aumentando así la eficiencia en las operaciones; estableciendo un punto de partida de una forma científica para definir estrategias y tácticas operativas, de cuáles serán las acciones que se deben ejecutar para alcanzar las buenas prácticas en la gestión de activos físicos. Se aplicó la metodología de las tres P “3P” que identifica y analiza las oportunidades de mejora en las 5 áreas claves del negocio (Recursos del mantenimiento y operaciones, tecnología de la información, mantenimiento preventivo y tecnología, planificación y programación, y soporte al mantenimiento y operaciones), basándose en los 28 requerimientos definidos en la Norma, realizando un análisis cuantitativo/cualitativo de datos e identificando las áreas a potenciar y buenas prácticas. Como conclusión se plantea un plan basado en dos objetivos: 1. Seguimiento y control de la eficiencia y efectividad del mantenimiento (implementación de indicadores específicos), 2. Mejora de la eficiencia de la función del mantenimiento (implementación de estrategias predictivas) y reducción de costos (plan de sustitución de activos).

Palabras claves: Metodología, Gestión, Activos, Evaluación, Criticidad, Diagnóstico, Integridad.



*Correo electrónico: glendagutierrezcapriles@gmail.com

EFFICIENCY IN DOMESTIC GAS PRODUCTION & UTILIZATION IN NIGERIA AND OTHER GAS EXPORTING COUNTRIES [GEC]

Garba Ali *

SEOUL NATIONAL UNIVERSITY, REPUBLIC OF SOUTH KOREA

Eunyeong Heo

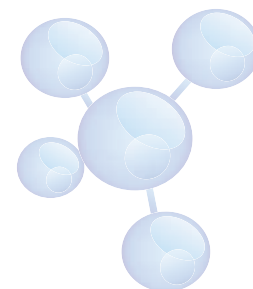
SEOUL NATIONAL UNIVERSITY, REPUBLIC OF SOUTH KOREA

ABSTRACT

CO-11

Natural gas will remain the fastest growing major energy source, serving as a reliable, affordable and clean fuel for a wide variety of needs. Nigeria's aspiration is aligned with global energy requirements; therefore, focuses on delivering significant capacity additions in natural gas to meet domestic and international demand growth. Specifically, the target is to create as much revenue from gas as oil within the decade and average natural gas for fuel to power and catalyze economic growth. While at the same time addressing environmental issues, developing the energy efficiency level of domestic gas market and stimulating industrial synergies both locally and internationally. Research Question: What is the valuable proposition of domestic gas production and utilization efficiency level created by firms towards sustainable economic growth and development in Nigeria when comparing to international firms/market. Hypothesis: Energy efficiency in domestic gas production and utilization has significant effect on the growth of Nigerian economy. Methodology: Time series analysis/ decomposition analysis. Expected Result: Enhancing domestic energy efficiency will positively impact the Nigerian sustainable economic growth and development; as well as it regional Sub-Saharan neighboring countries and creating an effective networks and viable policies among the Gas Exporting Countries [GEC].

KeyWords: Domestic Gas Production, Nigeria, Growth and Development.



* Correo electrónico: alig9_z@yahoo.com

LA INTEGRACIÓN COMO ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO GASÍFICO Y PETROQUÍMICO VENEZOLANO

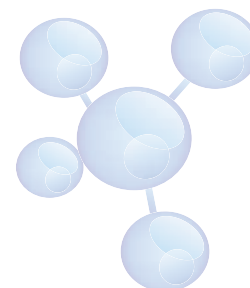
Vladimir Díaz *
PDVSA

RESUMEN

CO-12

Este trabajo plantea y analiza una posible estrategia basada en la integración vertical del sector gasífero y petroquímico, con el fin de alcanzar las metas planteadas en el Plan de la Patria, en dichos sectores. La metodología de esta investigación es descriptiva, analítica y documental, en la cual se revisó: 1, Visión planteada por el Estado en los sectores gasífero y petroquímico; 2, marco legal que rige al sector gasífero y petroquímico venezolano; 3, políticas y lineamientos del Estado y 4, el concepto de integración vertical y algunas experiencias. El resultado y análisis de esta revisión evidencia que: A) La visión planteada por el Estado está bien definida y clara, mostrando congruencia entre los discursos del Presidente Hugo Chávez Frías y el Plan de la Patria, Segundo Plan de Desarrollo Económico Social de la Nación 2013-2019; el cual fue retomado por el Presidente Nicolás Maduro y posteriormente aprobado por la Asamblea Nacional. B) El marco legal muestra algunas debilidades, pero no evidencia limitantes o impedimentos para la integración vertical. C) Es necesario revisar la política de subsidio en la cadena de valor de los hidrocarburos y muy especialmente en el sector gasífero y petroquímico; ya que el objetivo principal, es beneficiar a la población con dichos subsidios y esta situación no es evidente en el mercado nacional. D) Las experiencias internacionales de integración corroboran que son beneficiosas, pero es necesario profundizar en las estrategias de planteo y de desarrollo. Por otra parte, uno de los lineamientos más relevantes para este trabajo, es la creación del Proyecto de Nuevas Oportunidades de Gas en el Occidente (PNOGO), evidenciándose que la integración vertical podría ser una estrategia realizable, acertada y tangible para el desarrollo sustentable de los sectores gasífero y petroquímico.

Palabras claves: Integración Vertical, Estrategias Corporativas, Desarrollo Gasífero y Petroquímico.



Correo electrónico: diazvp@pdvsa.com

SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON EL GAS NATURAL VENTEADO EN EL BLOQUE T-7 DEL MUNICIPIO LAGUNILLAS, ESTADO ZULIA

Yufriner González*
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
RAFAEL MARÍA BARALT

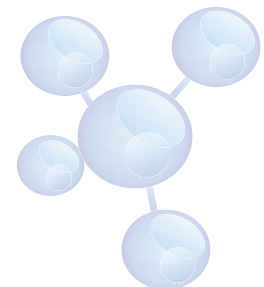
Rosángel Gordillo
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
RAFAEL MARÍA BARALT

RESUMEN

CO-13

El trabajo de investigación es del tipo proyecto factible, en el que se planteó un sistema de generación de energía eléctrica con el gas natural venteado en el Bloque T-7 del municipio Lagunillas, basado en criterios ambientales, técnicos y socioeconómicos. Es una investigación de tipo no experimental, mixta. Se realizó un estudio de cromatografía para saber la presión, caudal de gas y temperatura. De acuerdo al estudio, se realizó la selección de equipos considerando la factibilidad técnico-económica (rentabilidad) que permita cubrir la demanda de energía eléctrica. En definitiva y con base en los resultados del estudio, se determinaron los beneficios de transportar el gas natural venteado a la estación de flujo para adecuarlo a las condiciones de operación deseadas, maximizar la generación de energía eléctrica y disminuir los kW consumidos por la industria petrolera (PDVSA) para liberar progresivamente el sistema eléctrico nacional. El equipo para la generación de electricidad es de última generación, compacto y factible para ser utilizado en espacios pequeños expuestos a sol, agua y arena.

Palabras claves: Venteo de Gas, Equipos, Energía Eléctrica.



*Correo electrónico: rosithepink@hotmail.com

METHANE DEHYDROAROMATIZATION: POSSIBLE INVOLVEMENT FOR CO-UPGRADING NATURAL GAS AND PETROLEUM COKE

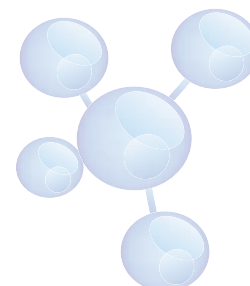
Jorge Laine*
IVIC

ABSTRACT

CO-14

Increasing demands for liquid fuels and existing large world reserves of natural gas make attractive the direct transformation into more desirable liquid of feedstocks. On the other hand, the increasing by-production of petroleum coke due to the processing of heavy oils (e.g., Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez heavy and extra heavy oils, Alberta tar sands, etc.), opens the perspective of reacting natural gas with coke to obtain liquid hydrocarbons. This communication reviews some results on the catalytic methane dehydroaromatization showing reaction outlet mixture of liquids: benzene, naphthalene, etc., and gases: hydrogen plus unreacted methane. It is hereby proposed that gaseous outlet from natural gas dehydroaromatization could consecutively react with petroleum coke to upgrade into more liquids, by means of the operation of two interconnected reactors, both producing liquid outlets; one is a trickle bed using Mo/ZSM-5 catalyst for dehydroaromatization of natural gas; and another, a fluidized bed of coke plus metallic hydrogenation catalyst using the gas flow coming from the first reactor. This process would globally involve dehydroaromatization of natural gas and co-conversion of natural gas and coke as well as hydrogenation of coke, all together to produce more desirable liquid fractions. The possible catalytic function of the metallic components of coke (Ni, V) is also considered.

Keywords: Methane Dehydroaromatization, Natural Gas, Petroleum Coke.



*Correo electrónico: jlaine@ivic.gov.ve

EXTENSIÓN DE RED DOMÉSTICA Y CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS INTERNAS, SECTOR LOS PINOS FASE I, MUNICIPIO PALAVECINO, ESTADO LARA

Moisés Cárdenas *
PDVSA GAS

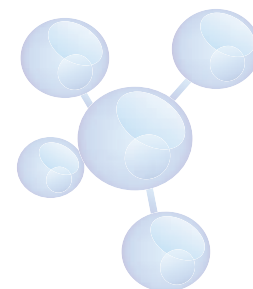
RESUMEN

GS-01

José González
PDVSA GAS

PDVSA GAS a través de la Gerencia de Gasificación Occidente, estado Lara, ejecuta el proyecto "Extensión de Red Doméstica y Construcción de Líneas Internas, Sector Los Pinos Fase I, Municipio Palavecino, Estado Lara", el cual permitirá el suministro de gas metano de manera confiable, óptima y segura a los nuevos usuarios domésticos y comerciales del sector Los Pinos, municipio Palavecino, estado Lara, a través de una red de distribución de PDVSA GAS. El proyecto tiene como objetivo principal, el suministro del servicio de gas metano, a seiscientos treinta y dos (632) usuarios unifamiliares y seis (06) comerciales, mediante la instalación de 11.678 metros de tuberías para redes principales y secundarias así como también 19.374 metros de tuberías de acero galvanizado para las líneas internas, mejorando su calidad de vida. Se emplearon las bases y criterios de diseño; así como también, las premisas del proyecto para realizar la ingeniería de las redes y líneas internas del sistema de gas domestico, tomando como base las normas COVENIN 2580-89 para el diseño de las redes y COVENIN 928-78 para las líneas internas. Para las redes de distribución doméstica, se emplearon tuberías de polietileno de alta densidad (PEAD), norma y grado COVENIN 1977-83 y ASTM D 2513-04a, SDR 11 y PN=10 Bar (150 psig), soldadura por electrofusión. Todas las especificaciones y criterios se ajustaron a las particularidades del diseño de la red de gas, de acuerdo al sector. Actualmente, se está ejecutando con avance físico de 44,59 % y con un total de 146 familias beneficiadas hasta ahora. El costo del proyecto asciende a 15.939 MBs. La ejecución del proyecto aumentó la calidad de vida de la comunidad, enmarcado en el II Objetivo Histórico del Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación, 2013-2019.

Palabras claves: Gas, Redes, Doméstica, Internas, Gasificación.



*Correo electrónico: cardenasmr@pdvsa.com

EVALUACIÓN DE COSTO-BENEFICIO DE LA INSTALACIÓN DE REDES DE GAS EN EL PROYECTO DE GASIFICACIÓN DOMÉSTICA. CASO: URB. JOSÉ TADEO MONAGAS, PARROQUIA ALTOS DE LOS GODOS, MUNICIPIO MATURÍN, ESTADO MONAGAS (PARA EL PERÍODO: 01-07-2013 AL 31-07-2016)

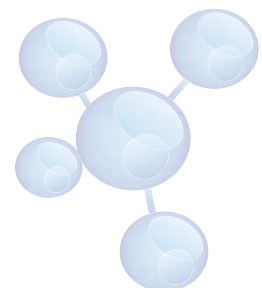
Williams Ruíz*
PDVSA GAS

RESUMEN

GS-02

El presente trabajo de investigación se basó en la evaluación de costo-beneficio de la instalación de redes de gas en el Proyecto de Gasificación Doméstica, caso Urb. José Tadeo Monagas parroquia Alto de los Godos, municipio Maturín, estado Monagas (Período: 01-07-2013 Al 30-06-2016), que logrará masificar el uso del mencionado combustible, para mejorar la calidad de vida de la población. Este estudio está concebido dentro del diseño de investigación de campo y documental y un nivel de investigación descriptiva. El desarrollo está enfocado directamente a datos correspondientes a la Urb. José Tadeo Monagas, lo que limita su población a dicha urbanización y su muestra es cero. En ella, se ubicó información relacionada con el gas metano como fuente de alimentación para el sistema de distribución, costo-beneficio y punto de equilibrio; a fin de contar con las herramientas necesarias para el logro de los objetivos. Se determinó que desde el punto de vista económico, el proyecto de sustitución de los cilindros de GLP por las redes de gas natural, representa una opción muy rentable para el país porque genera grandes fuentes de ingreso.

Palabras claves: Costos, Rentabilidad, Ventas, Proyecto.



*Correo electrónico: ruizwh@pdvsa.com

Alejandra Zamora
CORPORACIÓN VERSACORP C.A.

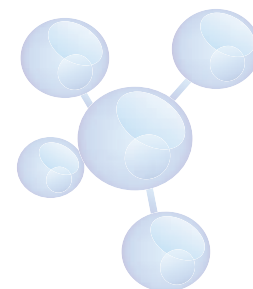
Mirlay Herrera*
PDVSA GAS

RESUMEN

GS-03

La gestión ambiental entendida como aquellas acciones orientadas a la implementación de planes y programas para el control de las actividades en pro de la conservación del ambiente, es llevada a cabo por las empresas de forma obligatoria, en cumplimiento de la política ambiental del Estado y de PDVSA. En los Proyectos de Gasificación desarrollados por PDVSA Gas a lo largo del territorio nacional, la gestión ambiental comprende el control previo (autorizaciones y permisos ambientales) y el control posterior (supervisión ambiental continua en la fase de construcción) en concordancia con lo establecido en la Ley Orgánica del Ambiente. En vista de que el Proyecto de Gasificación Nacional es ejecutado en su mayoría por contratistas, las cuales muchas veces presentan poca experiencia en el tema ambiental; este trabajo tiene como propósito, contextualizar los lineamientos bajo los que se debe ejecutar la gestión ambiental, especificando aquellos aspectos ambientales que deben ser considerados antes, durante y al cierre del proyecto. Para tal fin, se recopiló la información referente a la normativa ambiental aplicable a los proyectos, así como normas y procedimientos internos de PDVSA para la gestión ambiental. Se hace énfasis en la importancia de la incorporación de la variable ambiental de manera integral en cada una de las actividades constructivas, y de involucrar a las comunidades en los planes de educación y promoción ambiental, a fin de minimizar el impacto socio-ambiental mediante prácticas seguras, enmarcadas en el cumplimiento de la normativa técnica ambiental y el Plan de la Patria. También se incluye la cuestión de "Auditoría Ambiental" como herramienta de control de la gestión, verificación de cumplimiento y retroalimentación del sistema, para identificar debilidades y fortalezas, y de esta manera establecer los respectivos correctivos y mejoras.

Palabras claves: Gestión Ambiental, Gasificación Nacional, Empresas Contratistas, Obligaciones Ambientales, PDVSA GAS.



*Correo electrónico: herreramcx@pdvsa.com

AUTOMATIZACIÓN DE UN PROCESO DE BIODIGESTIÓN EN LA UNIVERSIDAD BOLIVARIANA DE VENEZUELA, PARROQUIA SAN SIMÓN, MATURÍN, ESTADO MONAGAS, AÑO 2014

Carlos A. López*
UNIVERSIDAD BOLIVARIANA DE VENEZUELA

Fanny Martínez
UNIVERSIDAD BOLIVARIANA DE VENEZUELA

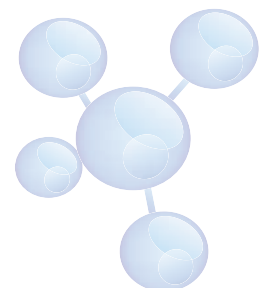
Oscar Paredes
UNIVERSIDAD BOLIVARIANA DE VENEZUELA

RESUMEN

GS-04

El objetivo fundamental de esta investigación fue crear un sistema automatizado que permita monitorear las variables fundamentales de un proceso de biodigestión: presión, temperatura y pH; ya que mediante la evaluación de las mismas se logra el control del proceso, cuya finalidad es la obtención de un gas energéticamente aprovechable para el uso doméstico e industrial. Este sistema está conformado por un software, el cual requirió el uso de programas como: Visual Basic, FlowCode y Proteus. Con el fin de comunicar la aplicación creada con el hardware, el cual está integrado por un PIC y una serie de sensores conectados que transmiten la información obtenida en tiempo real. La aplicación además permite establecer alarmas y visualizarlas en un ordenador las variables de proceso. En cuanto a la descripción de los equipos empleados para la recolección de datos y monitoreo de variables, se encuentran características particulares que fueron consideradas a fin de que su implementación sea acorde a la naturaleza del proceso que será posteriormente evaluado y controlado, de manera tal que se obtengan datos precisos, con el mínimo porcentaje de error. Por otra parte, se consultó el Manual de biogás editado por Proyecto CHI/00/G32 que establece los parámetros y manejos de operación requeridos para la biodigestión.

Palabras claves: Automatización, Monitoreo, Biodigestión.



*Correo electrónico: sistelco19@gmail.com

GASIFICACIÓN Y BIODIGESTIÓN ANAERÓBICA DE LA BIOMASA RESIDUAL EN ZONAS AISLADAS DE VENEZUELA

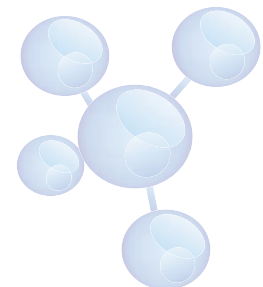
Martín Durán *
UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR

RESUMEN

GS-05

La gasificación y biodigestión anaeróbica de la biomasa residual representan un aporte al desarrollo sustentable y equilibrio energético del ambiente. Particularmente, en zonas aisladas, la problemática de suministro y distribución de gas natural constituye un motivo de no equidad en cuanto a la disponibilidad del mismo a los ciudadanos que viven en comunidades de difícil acceso del estado Vargas. Por lo tanto, la producción de gas metano como mecanismo de gestión de estos desechos en zonas aisladas, promueve la disminución de pasivos ambientales y el abastecimiento adecuado que cotidianamente no es necesariamente accesible. Por ello es vital, la generación de soluciones tecnológicas sociales, como lo es el diseño de biodigestores y gasificadores de sencilla construcción, donde capacitando a los líderes y miembros de la comunidad para la construcción, uso y mantenimiento de los mismos, con fines de uso doméstico. Por lo tanto, en esta propuesta se diseñan estos equipos de conversión termoquímica y biológica de los desechos sólidos orgánicos que se generan en la comunidad y se propone la capacitación en cuanto al uso de los mismos como mecanismo de transferencia tecnológica social. Los resultados obtenidos se traducen en el diseño de un biodigestor y un gasificador en viviendas unifamiliares de la comunidad de Camurí Grande, parroquia Naiguatá. Para ello se realizó la clasificación y caracterización de los desechos y residuos sólidos, el diseño conceptual y construcción de cada equipo, las pruebas piloto de gasificación y biodigestión anaerobia en las viviendas escogidas, generándose el biogás correspondiente, con una composición promedio en peso mayor al 50 % de metano, necesario para el abastecimiento familiar. Se considera importante en una fase posterior a esta propuesta, generar un mecanismo de separación de las trazas de los compuestos azufrados y nitrogenados y el aprovechamiento de los residuos sólidos para compost, como mecanismo de control ambiental.

Palabras claves: Desechos y Residuos Sólidos, Biogás, Metano, Gasificador, Biodigestor.



* Correo electrónico: martinduran@usb.ve

IMPACTO DE LA GASIFICACIÓN CON POLIGENERACIÓN DE COQUE EN LOS PROCESOS DE MEJORAMIENTO Y REFINACIÓN DE CRUDO EN EL CIJAA

Nelson Carrión *
PDVSA

RESUMEN

GS-07

Luis Prado
PDVSA

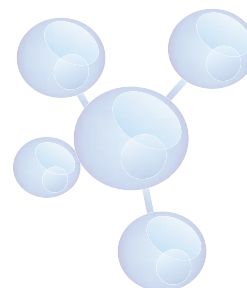
Rubén González
PDVSA

Rhoda Millan
PDVSA

Fidel Pérez
PDVSA

Por mandato de la Presidencia de la República, PDVSA está considerando la construcción de plantas de generación de electricidad a partir de coque de petróleo, con el objetivo de satisfacer las necesidades de energía eléctrica tanto de las instalaciones propias de PDVSA como de la población aledaña. En este documento se presenta el análisis técnico-económico de una instalación de gasificación de coque petrolero que permita suministrar insumos requeridos por el Complejo Industrial y Petroquímico General de División José Antonio Anzoátegui (CIJAA) tales como: gas de síntesis, electricidad, hidrógeno, vapor, productos químicos y petroquímicos. Se concluye que la tecnología de gasificación del coque petrolero bajo el esquema de poligeneración es una solución para los problemas que presentan algunos combustibles difíciles de quemar con tecnologías convencionales y cumple con los reglamentos más estrictos en lo que a emisiones contaminantes se refiere, y en el caso específico del CIJAA, presenta apropiados indicadores económicos.

Palabras claves: Coque de Petróleo, Gasificación, Gas de Síntesis, Poligeneración, Plantas IGCC.



* Correo electrónico: carrionn@pdvsa.com

MARCO REGULATORIO DEL GAS EN VENEZUELA Y SU IMPORTANCIA EN LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

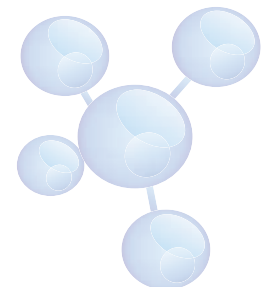
Ileana Jiménez*
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

MR-01

En los últimos años, se ha incrementado significativamente la demanda de gas natural para Latinoamérica y el mundo y más para el uso de la generación de energía eléctrica y petroquímica, pues el combustible derivado del gas resulta más barato y amigable con el ambiente. Los planes nacionales para elevar el consumo de gas natural coinciden con diversas iniciativas que impulsan una mayor integración energética regional, como la proliferación de gasoductos que conectan países productores con países consumidores. Para el desarrollo de este trabajo se listó y analizó el marco regulatorio gasífero de Venezuela, así como la identificación de sistemas de integración regional que han mostrado interés en el tema del gas. Rol de las políticas gubernamentales y su marco regulatorio. Jerarquía de las leyes y otros instrumentos legales. Rol del ENAGAS. Se concluye que el mayor obstáculo que presenta Latinoamérica en materia de gas es el tratamiento explícito de los asuntos relacionados con la equidad social y este valioso recurso que históricamente carecía de importancia. Venezuela por su parte, con los proyectos gasíferos que impulsa en la región, coincide en brindar un marco regulatorio con principios de utilidad justa; razonable; eficiencia y de racionalidad; así como optimización de la calidad; confiabilidad, seguridad y continuidad del servicio; acceso sin discriminaciones; cobertura máxima y Soberanía Tecnológica en la industria del gas.

Palabras claves: Gas Natural, Marco Regulatorio, Integración Energética Regional, Ambiente, Soberanía Tecnológica.



*Correo electrónico: jimenezic@pdvsa.com

REVISIÓN FISCAL DE LOS VOLUMENES DE GAS USADOS COMO MÉTODO ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Germán Márquez*
MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE
PETRÓLEO Y MINERÍA

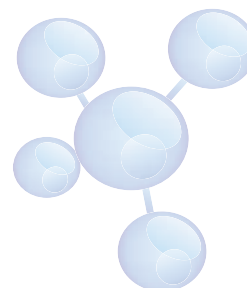
RESUMEN

MR-03

En el Occidente de la República Bolivariana de Venezuela, la producción petrolera está asociada a más del 40 % de pozos que producen mediante el método de levantamiento artificial por gas. (Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, Dirección Regional Maracaibo, 2014). Esto trae como consecuencia, que parte del volumen de gas disponible en el sistema sea utilizado para mantener la producción diaria en el país. No obstante, las necesidades de este recurso en la región, ameritan la optimización en el manejo del mismo y la aplicación de las mejores prácticas y técnicas disponibles para el mejor aprovechamiento y uso racional del mismo, tal como lo establece el basamento jurídico que regula la actividad de los hidrocarburos en la Nación (Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, 2002). Siendo el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, el Órgano nacional designado a la administración de los hidrocarburos; tal como lo establece la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, mediante las leyes respectivas y ratificado en Gaceta Oficial N° 39.294 del 26 de noviembre de 2011, en la que se le atribuye una serie de competencias entre las que resalta, la regulación, formulación y seguimiento de políticas, la planificación y la fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos. En este sentido, es de vital importancia, establecer los controles necesarios para garantizar los compromisos de producción de la Nación y lograr el mayor aprovechamiento del gas natural. Con vista al planteamiento realizado, la investigación estará enfocada a la descripción de una metodología que permita identificar los campos y pozos productores asociados, donde existan elevados consumos de gas para levantamiento artificial, con la finalidad de informar a los operadores las desviaciones obtenidas para la correcciones pertinentes, que garanticen el cumplimiento del marco legal e institucional en materia de hidrocarburos gestado en la República. (Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos, 1969).



Palabras claves: Fiscalización, Levantamiento Artificial, Hidrocarburos, Leyes.



*Correo electrónico: gemarquez@menpet.gob.ve

CONTROL FISCAL DE LA CALIDAD DEL GAS DE USO DOMÉSTICO EN LA REGIÓN ZULIANA

Germán Márquez*
MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE
PETRÓLEO Y MINERÍA

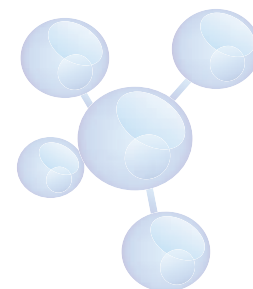
Maureen Rodríguez
MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE
PETRÓLEO Y MINERÍA

RESUMEN

MR-04

El gas natural es una energía eficaz, rentable y limpia, y su demanda es de importancia en el sector doméstico. El volumen de gas metano suministrado en dicho sector al cierre del año 2012, estaba integrado por más de 353.000 usuarios conectados a la red de distribución. De éstos, el 91 % se encuentra ubicado en La Gran Caracas, seguido por Valencia, Barquisimeto, Guanta, Anaco, Cumaná, Barcelona, Barinas, Cagua, Maracaibo, Maturín y La Vela de Coro. (Informe oficial de gestión anual PDVSA, 2012). En este sentido, el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, en potestad a sus competencias, establece las directrices que han de seguir los operadores en relación a las especificaciones del gas; así como la eficiencia, seguridad para el transporte y distribución de éste, tal como lo contempla la Resolución 162 en Gaceta Oficial 356.929 del 18 de septiembre del 2007, donde se decretan las Normas Técnicas Aplicables (NTA) para el Aseguramiento de la Calidad del Gas en Sistemas de Transporte y Distribución; estableciendo los parámetros de calidad que deben considerarse por los responsables del proceso a partir del primero de enero del 2013. En consecuencia, como seguimiento a la aplicación de esta Resolución, se procedió al análisis cromatográfico de las muestras de gas entregado por los operadores a las comunidades del estado Zulia. De esta manera, se pudo conocer la composición química de éste, determinando así cuales son las empresas que deben realizar el tratamiento del gas, antes de entregarse para uso doméstico a la población Zuliana, a fin de cumplir con lo establecido en la NTA y garantizar un ambiente libre de sustancias que puedan afectar la salud de los ciudadanos y la generación de líquidos en los sistemas de distribución de gas doméstico, que puedan generar condiciones inseguras en las localidades en las que éstas se encuentran.

Palabras claves: Normas, Uso Doméstico, Calidad, Comunidad.



*Correo electrónico: gemarquez@menpet.gob.ve

DEBILIDADES EN POLÍTICAS PÚBLICAS AMBIENTALES EN EL APROVECHAMIENTO DE HIDROCARBUROS GASEOSOS

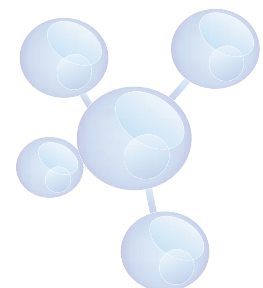
Oscar Gómez*
PDVSA

RESUMEN

MR-05

Hemos visto en PDVSA, a través de una política del Estado venezolano, un importante esfuerzo en incrementar y diversificar nuestra producción de hidrocarburos, en especial los hidrocarburos gaseosos. Nuestro país tiene una corta historia en el aprovechamiento del gas contenido en el subsuelo; de hecho, la legislación que regula las actividades de exploración, producción, manufactura, transporte, comercialización, etc., es apenas del año 1999. Sin embargo, el tratamiento del tema ambiental en la Ley y su articulación con los procesos administrativos que regula el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente son, en esta Ley, meramente enunciativos. Una de las primeras debilidades en el tema ambiental en Venezuela comienza con la Constitución Nacional y el Capítulo de los Derechos Ambientales. Por otro lado, la regulación inherente a estudios de impacto ambiental (Decreto 2.157) presenta muchas inconsistencias con relación al estado del arte en este tema. Igualmente ocurre con las regulaciones, en relación a los límites de descarga o emisión de contaminantes, las cuales están referidas, en la mayoría de los casos, a los límites de detección de equipos de hace más de veinte años. Sumado a lo anterior, ocurre una escasa creatividad ambiental en el desarrollo de propuestas que vayan más allá del simple tema de la obtención de los permisos de construcción y de operación. Últimamente se observa con preocupación en PDVSA, una importante tendencia al manejo de procedimientos administrativos ambientales y no una profunda revisión de los procesos, tecnologías y sus implicaciones. Este trabajo trata de poner en blanco y negro las debilidades jurídicas en el tema ambiental dentro de los desarrollos gasíferos en Venezuela y proponer esquemas sinérgico-legales que permitan un buen desempeño ambiental en proyectos que involucren el aprovechamiento de los hidrocarburos, gaseosos o no, contenidos en el subsuelo.

Palabras claves: Legislación Ambiental, Políticas Públicas, Estudio de Impacto Ambiental, Calidad Ambiental.



* Correo electrónico: gomezos@pdvsa.com

SOCIALIZACIÓN DEL CONOCIMIENTO EN EL ÁREA DE GAS A TRAVÉS DEL SERVICIO COMUNITARIO “AULA GASÍFERA”

Johliny Casanova *

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Adriana García

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Carmen López

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Luis García

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Miguel Ríos

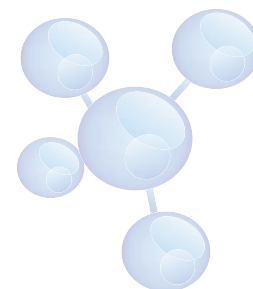
UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

RESUMEN

MR-06

Este Servicio Comunitario (SC) nació de un proyecto de investigación en el área de gas de la Escuela de Ingeniería Química de la Universidad Central de Venezuela titulado: “Desarrollo de una metodología para sintetizar tamices moleculares para su aplicación en la deshidratación de gas natural, a partir de materia prima nacional”. Entre sus objetivos estuvo socializar el conocimiento en el área de gas natural. Este proyecto busca mostrar y dar a conocer a Venezuela como un país productor de gas y no solo petrolero, debido a la importancia que se espera, tenga este sector productivo para la Nación. Se abarcaron todas las áreas relacionadas al sector gasífero, considerando toda la cadena de valor del gas: exploración, explotación, producción y comercialización. Para realizar este proyecto, se contó con estudiantes de las diferentes escuelas que conforman la Facultad de Ingeniería, en aras de lograr la integración entre las diferentes disciplinas de la ingeniería por un bien común, que en este caso, es compartir con la comunidad en la socialización del conocimiento. Para llevar a cabo este SC, los estudiantes debieron ubicar la comunidad con la que deseaban desarrollar las actividades propuestas por ellos. Se realizó un curso básico sobre gas natural, con la finalidad de nivelar a todos los estudiantes de las diferentes disciplinas y un taller sobre elaboración de contenido, para que los estudiantes tuviesen herramientas para trabajar con la comunidad. A través de este SC se logró que estudiantes de Ingeniería Química desarrollaran un área afín a su área de estudios y que estudiantes ajenos al área gasífera, pudiesen aprender del tema y educar e informar a la comunidad. También se logró que la información fuera mostrada a comunidades de diferente índole: comunidades estudiantiles de diferente nivel académico, instituciones de salud, cooperativas de transporte público y comunidades organizadas.

Palabras clave: Gas Natural, Servicio Comunitario, Socialización, Universidad, Comunidad, Integración.



*Correo electrónico: johliny@yahoo.com

RESTAURACIÓN DE LAS MÁRGENES IMPACTADAS EN LOS RÍOS MEMO Y MITARE EN LA RUTA NURGAS PARA LA PROTECCIÓN DE GASODUCTOS

Francisco Feo*
PDVSA GAS

RESUMEN

MR-07

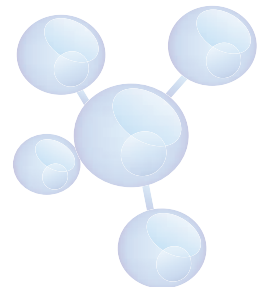
Mirlay Herrera
PDVSA GAS

Omar Depablos
PDVSA GAS

La dinámica hídrica de los cursos de agua ocasiona pérdidas de bordes o barrancas como procesos naturales. Sin embargo, en aquellos márgenes en los que existen tuberías enterradas bajo la modalidad de cielo abierto, se están presentando situaciones en las que se producen afloramientos de la tubería, facilitando la ocurrencia de daños físicos por golpeaduras o fatigas, riesgos en la distribución y a plazo imprevisto, el funcionamiento de esta importante red de distribución de gas natural. Aunado a esto, tenemos elevados costos para el control y la supresión del problema. Particularmente, el sistema gasífero NURGAS ha presentado afloramientos con estas características, siendo los más significativos, los ocurridos durante las crecidas del río Memo al sur del estado Aragua, sobre la tubería de 30" entre los años 2003 al 2005; y en su fase más reciente, en el proyecto ICO, en el río Mitare al oeste del estado Falcón, sobre una tubería de 36" de diámetro durante lluvias atípicas en el período 2005 al 2008, donde las márgenes fueron arrastradas por el torrente de los cursos. Para ambos casos, se realizó una revisión de diferentes tecnologías y experiencias y el análisis de las mejores prácticas implementadas en la corrección de este tipo de afectación, con el fin de resguardar la integridad de los gasoductos. Se basó en el retiro de las aguas con la construcción de muros de desviación temporal, acondicionamiento los cauces en abandono y direccionamiento de las aguas hacia éstos, para el posterior restablecimiento de sus riberas mediante la construcción de muros a partir del material de los lechos respectivos, dispuestos en capas compactadas a pase de maquinarias y finalmente recubiertos de un colchón de concreto encapsulado o material de recubrimiento de las áreas a proteger, el cual está formado de un mortero de concreto plástico inyectado a presión que no necesita acero de refuerzo, ni encofrados, por ser cosido "in situ", no limita el tamaño ni la forma de la superficie a recubrir, además su diseño permite permeabilidad a través de él, lo que elimina los empujes por sub-presiones. Su rendimiento para instalación /día es alto, en comparación con otras estructuras de contención y consolidación de materiales o engavionados, para su protección y estabilización definitiva, logrando excelentes resultados en períodos efectivos de tiempo y disminución importante de la inversión.



Palabras claves: Afloramiento, Restauración, Gasoductos, Cauces de Ríos, Encapsulado de Concreto.



* Correo electrónico: feof@pdvsa.com

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE AGUAS DE PRODUCCIÓN MANEJADAS EN UN CENTRO OPERATIVO DE LA FAJA PETROLÍFERA “HUGO CHAVEZ” Y UNA PROPUESTA DE POSIBLES TRATAMIENTOS PARA SU REUSO EN GENERACIÓN DE VAPOR

Nihumar Adames *
PDVSA INTEVEP

Aniuska Leal
PDVSA INTEVEP

Maritsel Vegas
PDVSA INTEVEP

Carmen Solano
PDVSA INTEVEP

Exmirna Castillo
PDVSA INTEVEP

Juan Figueras
PDVSA INTEVEP

RESUMEN

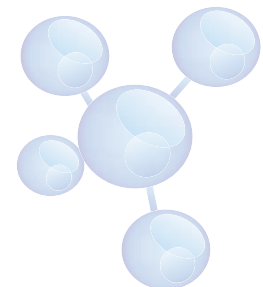
MR-08

En la actualidad, los centros operativos pueden manejar volúmenes importantes de aguas de producción, que luego se inyectan en el subsuelo para su disposición final. La inexistencia de un sistema de tratamiento de efluentes en superficie que garantice el acondicionamiento requerido del agua para inyección, puede generar mayores gastos operativos en el proceso. Con la finalidad de realizar un manejo integral de las aguas de producción de Faja Petrolífera “Hugo Chávez”, se realizó una evaluación de las propiedades fisicoquímicas de una de estas aguas, para evaluar su uso potencial como fuente para la generación de vapor en procesos de recuperación secundaria. Para la caracterización se determinaron parámetros fisicoquímicos tales como: metales, aniones, demanda química de oxígeno, sólidos totales, sólidos disueltos, sólidos suspendidos, aceites y grasas, fenol, color real, color aparente, dureza total, dureza cálcica, alcalinidad total, turbidez, pH, conductividad, temperatura, bacterias sulfato reductoras, anaerobios totales y ácido productoras. Asimismo, se calcularon los índices de saturación, para determinar la tendencia corrosiva o incrustante de estos efluentes. Adicionalmente, se realizó una propuesta general de tratamiento que permite alcanzar la calidad de agua requerida para alimentar una caldera.

Palabras claves: Agua de Producción, Caracterización Fisicoquímica, Generación de Vapor, Efluente.



* Correo electrónico: adamesn@pdvsa.com



PLAN ESTRATÉGICO PARA MINIMIZAR LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA EN LA ACTIVIDAD PETROLERA

Tivisay Hernandez*
IUT. DE CABIMAS

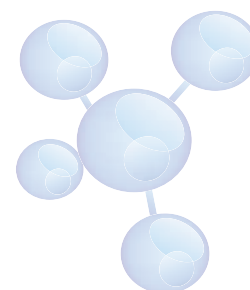
Oscar Castillo
IUT. DE CABIMAS

RESUMEN

MR-10

Con esta investigación se pretende realizar un análisis del Sistema de Gestión Socio-Ambiental para el control de la contaminación atmosférica en la actividad petrolera en el municipio Cabimas. La metodología fue de carácter descriptivo, transaccional, no experimental de campo, por cuanto en la investigación se evalúan diversos aspectos, dimensiones o componentes del fenómeno, en la que las características del problema se estudian a través de los hechos, aplicando como instrumento de investigación encuestas y entrevistas estructuradas, las cuales fueron validadas por 10 expertos; con una confiabilidad medida a través del alfa de Cronbach de 0,99. La población estuvo conformada por 20 gerentes. Los resultados sirvieron de base para generar un plan estratégico para el control de la contaminación atmosférica en la actividad petrolera. La conclusión gira en torno a la necesidad de asumir esfuerzos multilaterales para minimizar los impactos ambientales a través de líneas de acción, estrategias e indicadores orientados a reducir y controlar los factores contaminantes, donde la ética, la corresponsabilidad y el desarrollo giren en torno al ambiente.

Palabras clave: Gestión Socio-ambiental, Contaminación Atmosférica, Plan Estratégico.



*Correo electrónico: alihp0123@gmail.com

Tivisay Hernández*
IUT. DE CABIMAS

Oscar Castillo
IUT. DE CABIMAS

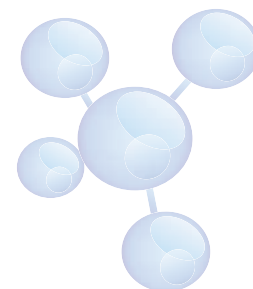
Saidth Castillo
IUT. DE CABIMAS

RESUMEN

MR-11

En la actualidad, la situación ambiental energética reclama la acción de los distintos actores de la sociedad en la búsqueda de soluciones que eviten la afectación de los recursos naturales y mitiguen el deterioro de las condiciones ambientales producto de la explotación de los hidrocarburos como principal fuente energética a escala planetaria. El presente artículo tiene por objetivo, proponer estrategias, sobre la base de políticas ambientales y gasíferas emprendidas por el Gobierno Bolivariano de Venezuela, que a su vez, permitan avanzar hacia acciones efectivas y participativas en función del mejoramiento de la calidad de vida de los ciudadanos. A tal efecto, en primera instancia, se presenta un diagnóstico de los escenarios gasíferos de la Nación, marco legal e impacto ambiental y su vinculación con el 5 Objetivo Histórico del Plan Patria, con la finalidad de analizar los procesos, plataformas tecnológicas; así como, los avances en materia ambiental. El trabajo se enmarca en la modalidad proyecto factible. Los resultados apuntan hacia la generación de lineamientos estratégicos que admitan alianzas interinstitucionales orientadas a minimizar el deterioro ambiental producto de la actividad petrolera y gasífera en Venezuela, lo que a su vez le permitirá a los directivos de PDVSA y funcionarios del Ministerio del Poder Popular Para el Ambiente, monitorear las desviaciones y rumbos no deseados, a fin de atacarlos a tiempo y de manera oportuna.

Palabras claves: Escenarios, Estrategias, Alianzas, Impacto Ambiental.



*Correo electrónico: htivisay@gmail.com

RASGOS DE LA ÉTICA EMPRESARIAL BASADOS EN EXIGENCIAS, PRÁCTICAS Y ACCIONES FUNDAMENTADAS EN LA CONCIENCIA MORAL: UN CASO DE APLICACIÓN EN LAS GRANDES EMPRESAS DEL SECTOR PETROLERO

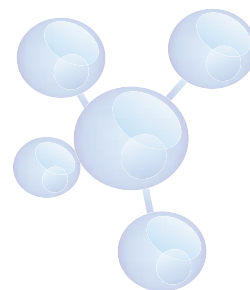
Cristina Seijo *
PDVSA

MR-12

RESUMEN

Para ser una empresa de avanzada, no solo es necesario poseer capacidades distintivas y hacer el mejor uso de los recursos disponibles. También se hace imprescindible, construir la empresa sobre la base de una mayor solidaridad y cooperación social. Bajo esta premisa, se plantea el presente artículo que tiene como propósito analizar los rasgos de la ética empresarial, basados en exigencias, prácticas y acciones fundamentadas en la conciencia moral. Un caso de aplicación en las grandes empresas proveedoras de servicios a la industria petrolera nacional bajo los postulados teóricos de varios autores. En tal sentido, se elaboró un estudio de tipo descriptivo, no experimental transeccional; estableciéndose un censo poblacional de doce (12) empresas ubicadas en la región Costa Oriental del Lago. Los resultados de la investigación muestran una alta presencia en las empresas, de los rasgos: calidad, confianza y credibilidad; los cuales son considerados necesarios para funcionar sobre la base de ser organizaciones socialmente admisibles. Sin embargo, se destaca la poca valoración otorgada a los rasgos de innovación y responsabilidad social. Se concluye que es necesario fortalecer las relaciones de las empresas objeto de estudio, en su dimensión interna - externa; legitimar la imagen de las mismas por su vinculación con los empleados, su entorno social-ambiental y difundir sus logros económicos y sociales.

Palabras clave: Ética Empresarial, Gestión Empresarial Social, Sector Petrolero.



*Correo electrónico: seijoc@pdvsa.com



PDVSA Intevep

RESEÑA DE EVENTOS ANTERIORES

I JORNADA TÉCNICA DE MANEJO Y ACONDICIONAMIENTO DE GAS NATURAL

Gerencia Técnica de Gas, PDVSA Intevep, Los Teques, estado Bolivariano de Miranda, República Bolivariana de Venezuela

PDVSA Intevep, ubicado en la ciudad de Los Teques, estado Bolivariano de Miranda fue sede de la I Jornada Técnica de Manejo y Acondicionamiento de Gas Natural (Figura 1). El evento se realizó en el Auditorio “Guaicaipuro Rivas” de la referida institución durante los días 15, 16 y 17 de Noviembre del año 2011 y fue organizado por la Gerencia Departamental de Manejo Integrado de Gas de PDVSA Intevep.

La jornada permitió ofrecer un espacio para el intercambio de experiencias en el Manejo y Acondicionamiento de Gas Natural, a través de prácticas y mejoras operacionales, diagnóstico de problemáticas, selección de tecnologías, investigación y desarrollo, y retos tecnológicos; realizándose la integración de los diferentes equipos de profesionales de la industria petrolera venezolana, asociados a las instalaciones y proyectos de desarrollo gasífero en el país, enmarcados en los lineamientos estratégicos de la Nueva PDVSA y el Plan Nacional Socialista Simón Bolívar.



Figura 1. Afiche de la I Jornada Técnica de Manejo y Acondicionamiento de Gas Natural

PARTICIPANTES

El evento se desarrolló con la participación de ciento cuarenta (140) profesionales de las diferentes áreas operacionales de PDVSA, empresas mixtas, Ministerio del Poder Popular Petróleo y Minería, y el Ente Nacional del Gas; todos reunidos para discutir aspectos relevantes del recurso gasífero en Venezuela. Figura 2 muestra la distribución de los participantes por región.

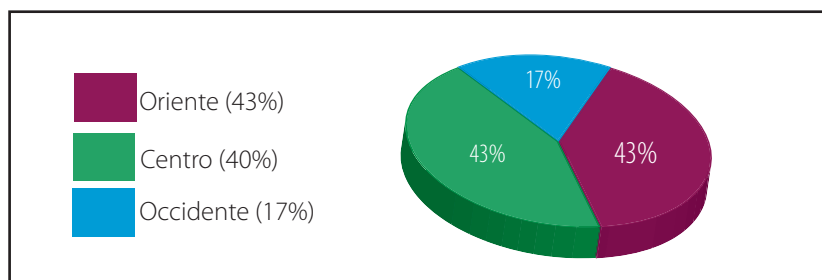


Figura 2. Distribución de participantes por región

Participaron las organizaciones del Oriente del país que se listan a continuación representando un 43 % del total:

- Gerencia General de Procesamiento de Gas PDVSA Gas
- Proyectos Mayores Oriente División Punta de Mata y División Furrial
- Gerencia de Plantas de Gas y Agua División Furrial
- PDVSA Gas Compresión de Gas (Furrial, Anaco y San Tomé)
- Gerencia de Transición y Arranque (GTA) Anaco
- Superintendencia de Ingeniería y construcción Monagas
- PDVSA Gas planificación y programación, PDVSA Gas Compresión de Gas
- Empresa Mixta Petrodelta (Temblador Monagas)
- Empresa Mixta Petrosucre
- Empresa Mixta Petrozumano División Ayacucho
- Empresa Mixta Petrocedeño

Participaron las organizaciones del Occidente del país que se listan a continuación representando un 17 % del total:

- Gerencia General Procesamiento de Gas Occidente
- Planta de Tratamiento de Gas Sipororo División Boyacá
- UP Centro Sur División Lago
- UP Lago 5 División Lago
- Complejo Criogénico Occidente
- Complejo Lama PDVSA Gas Compresión
- Empresa Mixta Petrowayuu
- Empresa Mixta Petroperijá

Participaron las organizaciones del Centro del país que se listan a continuación representando un 40 % del total:

- Gerencia de evaluación y desarrollo de nuevos negocios CVP
- Comercialización PDVSA Gas Valencia.
- Control de Operacional de Transporte y Distribución PDVSA Gas
- CVP Costa Afuera
- Comercio y suministro de GLP PDVSA Gas
- Gerencia General PRG PDVSA Intevep
- Gerencia Departamental de Química Analítica PDVSA Intevep

MODERACIÓN Y DINAMICA

Las palabras de apertura estuvieron a cargo del Presidente de PDVSA Intevep, para el momento Sr. Miguel Ford. El evento fue moderado por personal de la Gerencia Departamental de Manejo Integrado de Gas (PRMG) a través de un panel que se encargó de la presentación de los (as) ponentes, la recepción, selección y lectura de las preguntas, el control de tiempo, la entrega de certificados e información logística a lo largo de la jornada. Para cada una de las charlas magistrales se contó con 45 minutos de presentación y 15 minutos de preguntas, para las charlas especiales y las charlas técnicas se contó con 20 minutos de presentación y 10 minutos de preguntas.

El programa del evento se desarrolló con un total de dos (02) Charlas Magistrales, cinco (04) Charlas Especiales y catorce (14) Charlas Técnicas. Dichas charlas estuvieron a cargo de trabajadores de PDVSA y del Ente Nacional del Gas (ENAGAS). Las presentaciones técnicas abarcaron el área de manejo y acondicionamiento de gas natural y específicamente temas medulares como: separación, segregación, compresión, deshidratación y endulzamiento de gas natural. A continuación se presenta un breve resumen de las charlas.

Charlas Magistrales: En las áreas de manejo y acondicionamiento de gas existe un reto tanto tecnológico como operacional debido al compromiso que tiene PDVSA en el cumplimiento de las Normas Técnicas Aplicables (NTA) publicadas en Gaceta Oficial N° 38771, a través de la Resolución 162 del año 2007. Las mismas fueron establecidas mediante un trabajo en conjunto entre el ENAGAS como ente regulador, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo como ente rector y PDVSA como ente operador. Las razones políticas y técnicas de estas normas así como la nueva visión 2017 fueron presentadas a través de dos charlas magistrales a cargo del ENAGAS.

Tabla 1. Temas presentados en las Charlas Magistrales

Institución	Expositor	Título de la charla
ENAGAS	Jorge Luis Sánchez	Políticas públicas en la formulación de normas técnicas aplicables en el sector Gas en Venezuela
ENAGAS	Adalberto Núñez	Impacto de la R-162 sobre el Desarrollo Tecnológico del Gas Natural

Charlas Especiales: En éstas charlas se abarcaron cuatro temas fundamentales de conocimiento sario para asumir y cumplir el reto de soberanía tecnológica y calidad de gas (NTA). Implementar tecnologías de separación de gas-crudo-agua eficientes y propias, conocer los aspectos que fundamentan las metodologías analíticas empleadas para medir contaminantes y propiedades fisicoquímicas del gas natural, visualizar propuestas tecnológicas innovadoras para el manejo y acondicionamiento de gas natural y el impacto del desarrollo del gas en la industria nacional considerando que Venezuela se visualiza como potencia gasífera y energética mundial.

El martes 15 y el miércoles 16 se realizó un cierre técnico del día a cargo de Yanine González y Jowar Peña respectivamente, en dónde se resumieron los aspectos más resaltantes de las presentaciones realizadas. El cierre del evento se realizó el día jueves 17 y el mismo estuvo a cargo de Francisco Navarro y la Gerente Departamental de PRMG la Sra. Magaly Quintero.

Tabla 2. Temas presentados en las Charlas Especiales

Institución	Expositor	Título de la charla
PDVSA Intevep	Cesar Basanta	Aspectos fundamentales de las metodologías analíticas empleadas en la Industria del Gas Natural
PDVSA Intevep	Jorge Trujillo	Tecnologías de separación para gas
Asesor en el área de Gas	Alfredo Viloria	Propuesta tecnológica para manejo y acondicionamiento de gas
PDVSA Gas	Juan Palma	Venezuela potencia gasífera. Impacto del gas en el desarrollo nacional

Tabla 3. Temas presentados en las Charlas Técnicas

Institución	Expositor	Título de la charla
PDVSA Intevep	Leonardo Cáliz	Avances y estrategias de control para separadores compactos gas-líquido
PDVSA Gas Anaco	Jorge Marcano	Múltiple de segregación de gas rico
PDVSA Gas División Metano Caracas	Daisy Márquez	Evaluación de la formación de condensados en el sistema de transporte Anaco/Jose Puerto La Cruz, Estado Anzoátegui
PDVSA Gas, Maturín	José Brito y José Ruiz	Elaboración de un programa para el cálculo de parámetros fundamentales en la selección de un compresor centrífugo
PDVSA Gas División Procesamiento Oriente	Manuel García	Análisis causa raíz de falla en un turbocompresor de propano de la planta de fraccionamiento y despacho Jose, Estado Anzoátegui, Venezuela
PDVSA Intevep	Getty Pulgar	Evaluación de la planta compresora UNIGAS IV
PDVSA E&P Oriente Punta de Mata	Suhail Vega	Acondicionamiento de gas de succión 60 y 450 psig en las plantas compresoras Tejero y Amana
PDVSA Intevep	Johanna Cano	Opciones para el manejo de óxidos de hierro gastados generados en unidades de endulzamiento de gas natural
PDVSA GAS División Metano Caracas	Julio Ascanio	Estudio del Impacto por la presencia de Sólidos en el Sistema de Transmisión y Distribución de PDVSA-Gas
PDVSA Intevep	Mónica Román	Formulación, manufactura y aplicación de un subproducto de la destilación del etanol como tratamiento químico para el gas natural
PDVSA Intevep	Ilse Mideros	Infraestructura de procesos para la evaluación de sorbentes sólidos a escala piloto
PDVSA - Distrito Morichal Pdvsa EyP, Faja. División Carabobo	José Ybarra	Análisis técnico del sistema de tratamiento de gas natural con membranas en la Planta Compresora Orinoco
PDVSA Gas División Procesamiento Oriente	Jacobo Arcaya	Optimización del Sistema de regeneración de Glicol del Tren 'C' Planta de Extracción Santa Bárbara
PDVSA Gas División Procesamiento Oriente	Jacobo Arcaya	Estrategias de Control para el Aumento del Recobro de Propano del Tren "C" Planta de Extracción Santa Bárbara

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A través de este evento se pudieron integrar diferentes grupos de trabajo del área gasífera en Venezuela (profesionales pertenecientes a PDVSA, sus filiales y empresas mixtas). Se compartieron experiencias que permitirán mejoras operacionales en diferentes áreas del país, así como, impulsar el desarrollo de tecnologías propias y mejores prácticas.

Se identificaron áreas de interés que pudieran formar parte de un plan de trabajo nacional. Éstas fueron:

a) Formación: identificar y diagnosticar requerimientos en adiestramiento de personal y establecer planes de formación en conjunto con personal de las áreas operacionales.

b) Separación: evaluar la posible incorporación de equipos separación del tipo ciclónico en las estaciones de flujo y/o plantas de gas existentes y en proyecto.

c) Acondicionamiento: debido a la afectación de los procesos de compresión, endulzamiento y procesamiento, así como a los sistemas de transmisión y distribución de gas por la presencia de sólidos (por arrastre y/o inyección en línea de secuestrantes líquidos de gases ácidos) se podría considerar retomar la mesa de acondicionamiento.

d) Calidad y regulación de gas (propuestas del ENAGAS): planificar un seminario de formación para conocer cómo se definen y se establecen los criterios de la NTA R-162 (Normas Técnicas Aplicables para Calidad de Gas); conformar un equipo y definir plan de trabajo para revisar levantamiento de información de puntos de medición del contenido de mercurio en corrientes de gas; Estudio sobre Punto de Rocío, como estrategia de mejoramiento tecnológico de la calidad del gas; elaborar protocolos de aplicación de las NTA; Estudio impacto económico del modelo regulatorio y Estudio impacto ambiental del modelo regulatorio.

e) Investigación y Desarrollo: se identificaron proyectos que han comenzado por iniciativa del personal de las áreas operacionales y en los cuáles solicitan el apoyo del personal de Intevep (por ejemplo: desarrollo de filtros para tratamiento de aguas de producción y desarrollo de software para:

- Selección de equipos
- Diseño de los mismos
- Evaluaciones rápidas de problemáticas existentes

f) Selección de Tecnologías: considerar la participación de Intevep en la revisión de la selección de tecnologías realizada para el proyecto CCO.

Como recomendaciones de la I Jornada Técnica de Manejo y Acondicionamiento de Gas Natural se indican las siguientes:

1. Conformar un Comité Integral Permanente (que incluya personal de las áreas operacionales de cada negocio y/o eslabón de la cadena de valor del gas para la planificación y ejecución de la II Jornadas de Gas Natural a fin de impulsar, garantizar y/o evaluar los trabajos técnicos a presentar, así como, el alcance del evento, definición del lugar, instituciones a participar y programación de actividades inter jornadas.

2. Crear un página web (interna PDVSA) para divulgar información de este evento.

Ampliar el alcance de la Jornada a otras áreas de la cadena de valor (producción, procesamiento, transmisión, distribución y comercialización).

3. Hacer foros de uno o dos días en el período entre una Jornada y la siguiente acerca de temas específicos a fin de identificar los posibles trabajos, problemáticas, mejores prácticas, que se pueden presentar en la jornada próxima así como áreas de investigación.

RESEÑA DE EVENTOS ANTERIORES

II JORNADA TÉCNICA DE GAS NATURAL

Gerencia Técnica de Gas, PDVSA Intevep, Los Teques, estado Bolivariano de Miranda, República Bolivariana de Venezuela

La sede de PDVSA Intevep de Los Teques, estado Bolivariano de Miranda fue sede de la II Jornada Técnica de Gas Natural (Figura 1), evento que se realizó en el Auditorio "Guaicaipuro Rivas" durante los días 26, 27 y 28 de Noviembre de 2013 y fue organizado por la Gerencia Departamental de Manejo Integrado de Gas de PDVSA Intevep. El objetivo del evento fue ofrecer un espacio para el intercambio de experiencias en las diferentes áreas técnicas que comprenden la cadena de valor del gas natural, con la finalidad de potenciar soluciones tecnológicas y mejoras operacionales que permitan apalancar el desarrollo de la industria del gas en la República Bolivariana de Venezuela, en sintonía con la Ley Plan de la Patria , Proyecto Nacional Simón Bolívar, Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013-2019.



Figura 1. Afiche de la II Jornada Técnica de Gas Natural

PARTICIPANTES

El evento contó con la participación de ciento cuarenta y cuatro (144) profesionales de las diferentes áreas operacionales de PDVSA, empresas mixtas, Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, el Ente Nacional del Gas y dos universidades extranjeras. En la Figura 2 se muestra la distribución de los participantes.

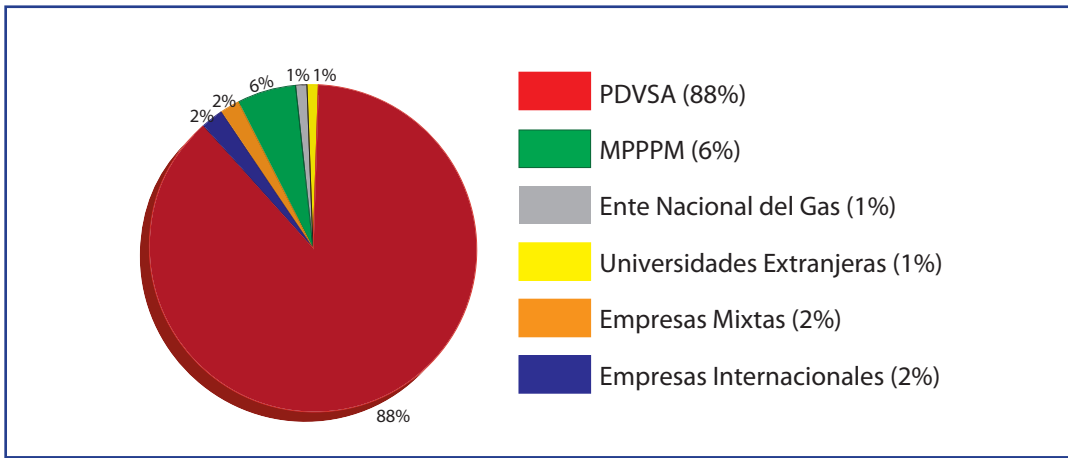


Figura 2. Distribución de participantes por institución de procedencia

Dentro de las organizaciones que participaron en el evento se tienen:

- PDVSA Intevep
- PDVSA Gas
- PDVSA Exploración y Producción
- Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería
- Cardón IV
- Ente Nacional del Gas (ENAGAS)
- Gazprom
- Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Noruega
- Université de Pau et des Pays de l'Adour (UPPA), Francia

DINÁMICA DEL EVENTO

La apertura del evento estuvo a cargo del Sr. Jorge Tejada, Director de PDVSA Intevep. El programa incluyó seis (6) charlas magistrales, una (1) charla sociopolítica y doce (12) charlas técnicas.

El evento fue moderado por personal de la Gerencia Departamental de Manejo Integrado de Gas (PRMG); a través de un panel que se encargó de la presentación de los ponentes, la recepción, selección y lectura de las preguntas, el control de tiempo, la entrega de certificados e información logística a lo largo de la jornada. Para cada una de las charlas magistrales y la charla sociopolítica, se contó con 45 minutos de presentación y 15 minutos de preguntas, para las charlas técnicas se contó con 20 minutos de presentación y 10 minutos de preguntas.

CHARLAS MAGISTRALES

Las charlas magistrales (Tabla 1) estuvieron a cargo de las principales autoridades del negocio del gas de PDVSA, el Ente Nacional del Gas e investigadores de dos universidades extranjeras. Dentro de los aspectos más relevantes de las presentaciones se tienen:

- Se presentó el desarrollo y estatus de los distintos proyectos que se llevan a cabo en el área de gas, especialmente en producción, procesamiento, transporte y distribución de gas. Se destacó el aumento de más del 800 % en las inversiones en el período comprendido desde el 2007 hasta la fecha, en comparación con los años anteriores (1999-2007).
- Dentro de los retos tecnológicos en cuanto a producción de gas, se enfatizó: la producción de gas de baja presión, la producción de gas en yacimientos no convencionales y los yacimientos con alto contenido de gases ácidos (H_2S y CO_2).
- Dentro de los retos tecnológicos en cuanto a procesamiento de gas se señaló: el desarrollo de infraestructura para valorización de gas rico, el acondicionamiento de gas para extracción de LGN, y el proceso de extracción y fraccionamiento a baja escala (para la FPOHC).
- En cuanto a los retos tecnológicos asociados al transporte y distribución de gas sobresalieron: el empleo de programas automatizados de riesgo y confiabilidad en sistemas de transporte y el empleo de robots de soldadura de tuberías para reducir el tiempo de construcción de gasoductos.
- Se destacó la importancia de los hidratos como opción tecnológica para la captura de CO_2 , como posible sustituto a los sistemas de endulzamiento con amina, así como la utilización de hidratos de gas en forma de "pellets" como sistema de transporte y almacenamiento de gas natural.
- Se señaló la necesidad de darle valor de energía al gas natural, así como insertar la producción de gas en la macroeconomía del país. Se resaltó que las inversiones en el área de gas deberían estar por el orden de 22 % de la inversión total de PDVSA en el sector de los hidrocarburos.

CHARLAS TÉCNICAS

Las charlas técnicas abarcaron toda la cadena de valor del gas natural, desde exploración y producción, pasando por acondicionamiento, procesamiento, transporte, distribución y valorización, además de proyectos en desarrollo. Figura 3 presenta la distribución de las presentaciones por área técnica. La Tabla 2 muestra los temas presentados en las charlas técnicas.

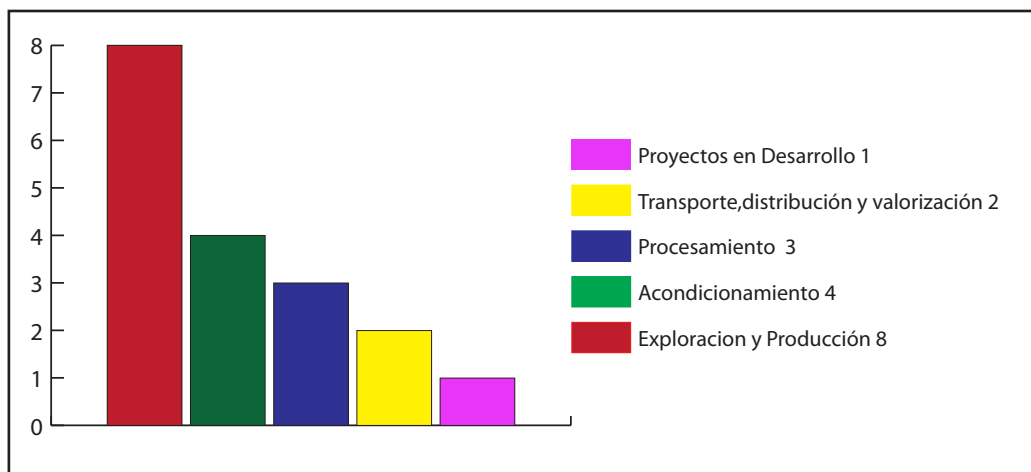


Figura 3. Distribución de presentaciones por área técnica

CHARLA SOCIOPOLÍTICA

Estado, Pueblo, Patria y Revolución a cargo del Sr. Argenis Rodríguez, para el momento, Rector de la Universidad Venezolana de los Hidrocarburos, quien destacó importantes diferencias entre los conceptos de Estado, Gobierno, Pueblo y Patria.

Tabla 1. Temas presentados en las Charlas Magistrales

Institución	Expositor	Título de la charla
PDVSA Gas	Rodrigo Bello	Proyectos de Gas en Venezuela
UPPA	Joseph Díaz	Montajes experimentales dedicados al análisis y Caracterización de hidratos: más de 10 años de evolución técnica
Dirección Ejecutiva de Costa Afuera	Ángel Núñez	Proyecto Rafael Urdaneta: Avances Cardón IV – Fase I
ENAGAS	Adalberto Núñez	Hipótesis y Realidades en el proceso regulatorio de gas natural en Venezuela 2013
NTNU	Carlos Dorao	Natural Gas Technology
División Costa Afuera	Douglas Sosa	Proyectos Costa Afuera

Tabla 2. Temas presentados en las Charlas Técnicas

Institución	Expositor	Título de la charla
Cardón IV	Juan Martínez	Cardón IV: Diseño de completaciones pozos Perla
Estudios Integrados de Yacimientos de Gas Boyacá	Ángel Carmona	Yacimientos no convencionales de gas. Caso estudio Campo Sipororo-Estado Portuguesa, Venezuela.
Esquemas de Explotación Gas, PDVSA Gas	Francisco Milano	Implantación de la compresión de gas en fondo de pozo, como tecnología para el desarrollo de nuevos esquemas de explotación en la optimización de la producción de yacimientos maduros de gas en el Distrito Gas Anaco
Esquemas de Explotación, PDVSA División Boyacá	Javier Arteaga	Optimización del tratamiento químico secuestrante de sulfuro de hidrógeno (H ₂ S) en la Sub-Estación de Flujo Borburata, Distrito Barinas – División Boyacá
Esquemas de Explotación, PDVSA División Boyacá	Alfredo Caligiore	Tratamiento del gas ácido con lecho sólido de óxido de hierro en la Estación de Flujo Silván del Distrito Barinas – División Boyacá
Proyectos Mayores División Punta de Mata	Luis Vielma	Análisis de constructibilidad aplicado a una planta compresora para Alta Presión (9000 psig)
Proyectos Mayores División Punta de Mata	Jesús León	Efectos de los parámetros operacionales en el diseño de plantas de deshidratación de gas con TEG
Proyectos Mayores División Punta de Mata	José Ysasis	Aprovechamiento de la energía térmica residual de las plantas compresoras por cogeneración eléctrica en el norte de Monagas
Procesamiento de Gas Oriente PDVSA Gas	Daniel Bellorin	Facilidades de acondicionamiento y disposición de CO ₂ en Venezuela
Proyecto Gas Anaco PDVSA Gas	Jorge Marcano	Estudio de factibilidad del uso de polietileno de alta densidad como revestimiento interno para protección contra corrosión en sistemas de tuberías para manejo de flujo multifásico con alta relación gas – líquido en los campos San Joaquín, Guarío y El Roble
Gerencia Control Operacional PDVSA Gas	Vladimir Delgado	Simulador de redes de gasoductos mediante el método de las características
Coordinación Operacional División Costa Afuera	Trino Montaña	Proceso de fiscalización de gas en la Costa Afuera

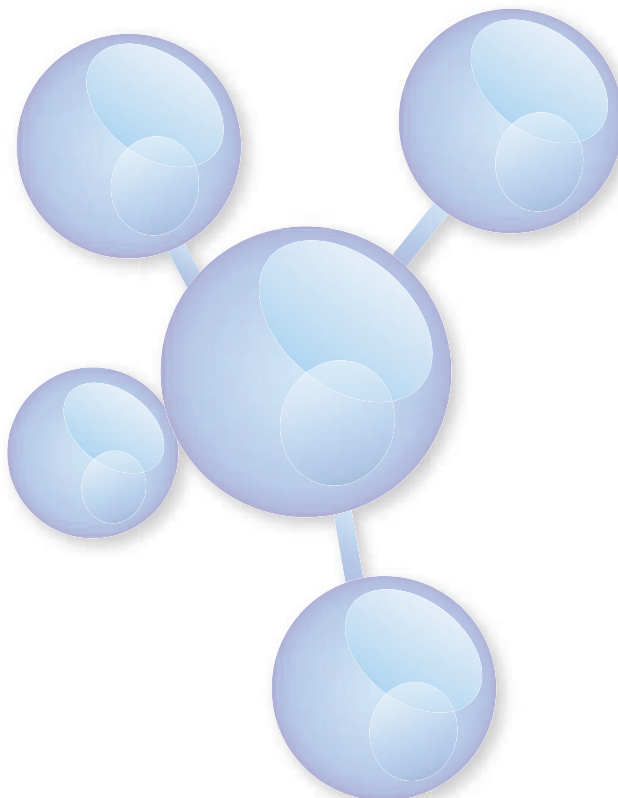
EXPOSICIÓN ITINERANTE "LA FUERZA DEL PETRÓLEO"

En el marco de la II Jornada Técnica de Gas Natural, desde el 13 al 28 de noviembre 2013, se llevó a cabo la exposición itinerante "La Fuerza del Petróleo", la cual es una exposición auspiciada por PDVSA y el Ministerio del Poder Popular para la Cultura, que resume 50 años de la industria petrolera en Venezuela. La misma dispone de un espacio interactivo, donde el público puede participar sensorialmente en experimentos y explicaciones científicas concernientes al origen y formación del petróleo. Durante el recorrido se proyectan dos videos dedicados a los momentos históricos de nuestro petróleo y a las distintas etapas de la tecnología petrolera.

Esta exposición propició un espacio para la integración de la industria con la comunidad, en el que se contó con la participación de 320 estudiantes y 20 profesores de de diversas escuelas y liceos aledaños a PDVSA Intevep.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La II Jornada Técnica de Gas Natural sirvió como espacio propicio para el acercamiento entre diferentes sectores involucrados en el área gasífera: PDVSA, ENAGAS, Empresas Mixtas y universidades internacionales. Durante tres días se compartieron experiencias y saberes acerca de las áreas técnicas involucradas en la cadena de valor del gas natural, mediante exposiciones de investigaciones recientes realizadas principalmente en las áreas operacionales de PDVSA. Asimismo, se destacaron los principales retos tecnológicos a los cuales se enfrenta actualmente la industria gasífera nacional. El intercambio de esta información permite fortalecer los lazos entes los diferentes sectores y estimula la investigación en pro del desarrollo de la industria. De aquí, la importancia de dar continuidad al evento. Finalmente, durante la realización de la II Jornada Técnica de Gas Natural, se asumió el compromiso por parte de PDVSA Intevep, de impulsar la realización del I Congreso Venezolano de Gas Natural para el año 2014.





Visión Tecnológica es una publicación de carácter tecnológico y científico en materia petrolera, petroquímica y afines, cuyo objetivo primario es difundir las innovaciones tecnológicas y científicas del personal de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera venezolana, en el ámbito nacional e internacional.

En esta revista serán publicados:

- artículos de carácter tecnológico y científico, los cuales describen un conjunto de conocimientos técnicos, producto de actividades de investigación, asistencia e ingeniería; o de la experiencia de trabajo, que permitan crear o mejorar un proceso, un producto o una técnica;
- revisiones del estado del arte en temas de carácter tecnológico;
- comunicaciones cortas relacionadas con avances y nuevas técnicas desarrolladas o empleadas en la Industria;
- alertas tecnológicas sobre tópicos de interés particular;
- notas breves, eventos tecnológicos y noticias relativas al área.

Las siguientes normas rigen la revista Visión Tecnológica y son de obligatorio cumplimiento por los autores:

Idiomas oficiales: Los idiomas aceptados son el castellano y el inglés.

Derechos de autor: El envío del trabajo por el autor y su aceptación por el Comité Editorial Técnico representan un contrato por medio del cual se transfieren los derechos del autor a la revista Visión Tecnológica.

Envío de trabajos: Se aceptarán trabajos inéditos no publicados, anterior o simultáneamente en otras revistas. Deberán ser enviados a la Secretaría del Comité Editorial, ubicada en el Centro de Información Técnica (CIT), Intevep, S. A., en Los Teques, en papel o por correo electrónico (comiteeditor@pdvsa.com). A los efectos de facilitar el proceso de producción, se sugiere utilizar para la elaboración de los trabajos, programas editores que funcionen en ambiente Windows 95, o superior, o sus similares en Macintosh.

Los textos se prepararán en formato tamaño carta, a doble espacio y con todas sus páginas numeradas. Los artículos deberán contener entre 6 y 40 cuartillas, las revisiones entre 40 y 60, las comunicaciones cortas y alertas tecnológicas entre 2 y 5, y las notas breves y noticias, un máximo de 1 cuartilla.

Los artículos y las revisiones serán arbitrados. La publicación del resto del material será potestad del Comité Editorial Técnico.

Título del trabajo: El título completo del trabajo deberá aparecer centrado y en mayúsculas, seguido del nombre del autor y el departamento u organización a la que pertenece. Aparte se colocará el título completo traducido al otro idioma.

Subdivisiones del trabajo: El autor puede subdividir su trabajo de la manera que estime conveniente. Un artículo típico consta de las siguientes partes: (i) título del trabajo; (ii) resumen; (iii) abstract; (iv) cuerpo del trabajo; (v) agradecimientos; (vi) referencias. Debe evitarse el uso de notas al pie de página.

Resumen: Es la representación abreviada del contenido de un documento. Incluye el objetivo principal, la metodología, los resultados y las conclusiones. En el caso de artículos y de las revisiones del estado del arte, su extensión debe oscilar entre 200-250 palabras, y en el caso de comunicaciones cortas, no debe contener más de 100 palabras. El resumen se incluirá tanto en español como en inglés.

Cuerpo del trabajo: Consta de i) un enunciado introductorio, el cual formula el objeto del trabajo y hace referencia a los antecedentes y al alcance; ii) el desarrollo del trabajo propiamente dicho; iii) los resultados, en los que se presenta una explicación e interpretación precisa de los hallazgos; y iv) las conclusiones, donde se describe las implicaciones de los resultados y su relación con el objetivo propuesto. Estas deben ser concisas y no constituir una repetición resumida de la discusión de los resultados. Es posible incluir, en recuadros, información adicional o de soporte, la cual complementa la información presentada en el texto central, pero independiente de éste.

Agradecimientos: Serán muy breves y sólo se incluirán aquellas contribuciones substanciales para el desarrollo del trabajo.

Referencias: Los trabajos citados deben ser de dominio público, fácilmente accesibles. Las referencias se regirán según la norma ANSI. Se colocarán al final, y serán ordenadas según su aparición en el texto. Las llamadas se harán después de cada cita y entre corchetes. La abreviación de los títulos seguirá las normas del Chemical Abstracts Service Source Index (CASSI). A continuación, se muestran ejemplos de referencias: a) monografía, 2) capítulo de una

monografía, 3) publicación periódica, 4) congreso, 5) patente.

1. Dart, R.K.; Stretto, R.J. Microbiological aspects of pollution control. Elsevier Scientific, Amsterdam, 1977.
2. Bluck, B.J. Introduction to sedimentology. En: Eglinton, G; Murphy, M.T.J. eds., Organic chemistry. Springer-Verlag, Nueva York, 1969, pp. 245-261.
3. Galya, L.G.; Suatonil, J.C. Rapid SARA separations by high performance liquid chromatography. J. Liq. Chrom, 3(2):229-242, 1980.
4. Abdul, M.F.S.; Eyre, T.S. Wear coatings on aluminium and its alloys. Bucklow, I.A. ed. The First Int. Conf. on Surface Engineering, 1985, June 25-28; Brighton. Cambridge: The Welding Institute; 1986; 1:203-222.
5. Arias, B. y col. Hydrocracking catalyst. U.S. patent 4,499,202, 1986.

Ilustraciones: Se mencionarán en el texto. Las figuras se colocarán en páginas separadas, cada una debidamente identificada, y no deberán ocupar más del 50% de la extensión total del trabajo. Debe evitarse el exceso de espacios blancos en las ilustraciones.

Si se utilizan fotografías, se elaborarán en papel brillante con buen contraste en los tonos y se colocará la leyenda correspondiente por la parte posterior de la foto.

Tablas: Se incluirán igualmente en páginas separadas, con sus respectivos títulos, y se mencionarán en el texto. Cada columna tendrá un encabezamiento que incluya las unidades de medición. No se usará rayado alguno, excepto líneas horizontales para el encabezamiento.

Unidades de medida: Se empleará el Sistema Internacional de Unidades (SI), salvo en el caso de unidades de uso frecuente por la industria petrolera. Las unidades serán abreviadas solamente si las preceden cifras numéricas. Las abreviaturas no son seguidas por puntos.

Pruebas de galera: Las pruebas serán enviadas al autor para correcciones con respecto al manuscrito original (el cual no podrá ser alterado). Las pruebas corregidas deberán ser devueltas en un plazo no mayor de 5 días.

Separatas: Se entregarán 20 separatas de cada documento mayor de 6 cuartillas.



Publicación de PDVSA Intevep
Centro de Investigación y Apoyo Tecnológico
Filial de Petróleos de Venezuela, S.A.