



02 5677 0

FORMULARIO UNICO DE SOLICITUD DE PATENTE
2000-3

1

SOLICITUD DE:

X

Patente de Invención

Patente de Modelo de Utilidad

2

SOLICITANTE
(71)

Nombre SCHLUMBERGER TECHNOLOGY
BV
Dirección Parkstraat 83-89
Teléfono Fax
E-mail
Domicilio La Haya, Holanda

IDENTIFICACION

CC ☐ NIT ☐

CE ☐ Otro ☐

Número

3

REPRESENTANTE
O APODERADO
(74)

Nombre GERMAN CASTILLO GRAU
Dirección Carrera 13 No 37-43, Piso 12
Teléfono 2857460 Fax 2859267
E-mail info@castillograu.com

IDENTIFICACION

CC ☒ NIT ☐

CE ☐ OTRO ☐

Número 17 017 671 TP 2 978

4

INVENTOR(ES)
(72)

Nombre Ver lista adjunta
Dirección Ver lista adjunta
Teléfono Fax
E-mail
Domicilio Ver lista adjunta

IDENTIFICACION

CC ☐ NIT ☐

CE ☐ OTRO ☐

Número

5

Título (54)

METODO INTERACTIVO PARA DESPLEGAR, INTERROGAR Y PRONOSTICAR EVENTOS DE
PERFORACION E INFORMACION DE RIESGOS EN TIEMPO REAL

6

Clasificación Internacional (51)

H01 P 2/105

7

Proridad

SI ☒ NO ☐

Fuente Convención de Paris

(33) País de Origen

EUA

(32) Fecha

Enero 30, 2001

(31) Número de Solicitud

09/772,546

8

Para publicar a partir de la fecha de la presente solicitud a los:

6 meses ☐

12 meses ☐

18 meses ☒

Otro ☐

9

Comprobante de pago N°:

6199.46196

Fecha

Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario, ver reverso de esta página.

2

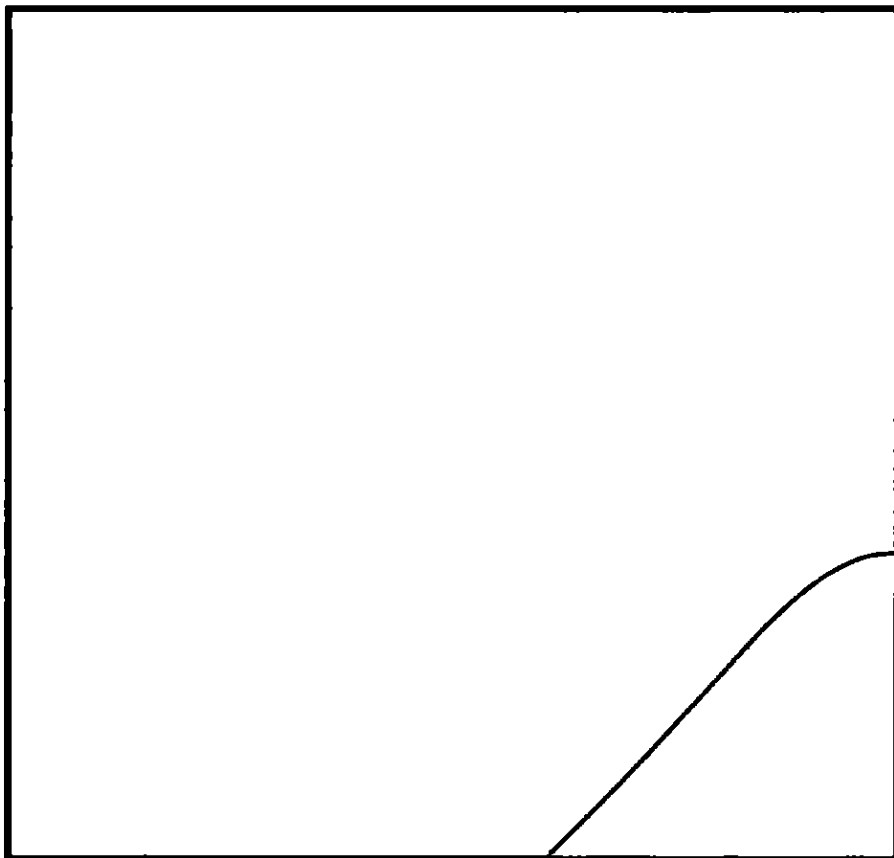
10

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud
- ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación
- ☒ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad
- ☒ Certificado de existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica
- ☒ Poderes, si fuere el caso en copia auténtica
- ☒ Copia certificada de la primera solicitud, si se reivindica prioridad
- ☐ Traducción simple de la primera solicitud, si se reivindica prioridad
- ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante
- ☒ Descripción de la invención
- ☒ Una o más reivindicaciones
- ☒ Dibujos y/o planos necesarios
- ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso
- ☐ De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas.
- ☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico
- ☒ Arte final 12 x 12

11

FIGURA CARACTERISTICA



12

NOMBRE: GERMAN CASTILLO GRAU

FIRMA:

C.C. 17817.671 de T.F.2.973 del
Bogotá C.S.J.

Instrucciones para la presentación de los anexos, ver reverso de esta página

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

NIT : 900176099-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 02 - 6.199
FECHA : ENERO 25 DE 2002

ESTADO DE CUENTA Y CANCELACION
Calle: 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Bogotá, D.C., Colombia
Tel: 382 0840 Fax: 350 5220
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	Vr. PAGO
CASTILLO GRAU Y ASOCIADOS	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	9905862	25/01/2002	2.943.000.00

***** CONCEPTO *****

CANT. HISTORICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	378.000.00
	TOTAL :	378.000.00

SON: TRESCIENTOS SETENTA Y OCHO MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No.

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Conmutador 382 0840
Fax 350 5220
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

PC 4

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 02 - 6.196
FECHA : ENERO 25 DE 2002

SENDERIA Y COMERCIO
Particular: 1 377
Fecha (E-3): 25-01-25 16:13:21
Trucito : C28 FAVORITES : 1 7777777777
Deposiciones 2500 AVIONES DE ALEROS COMERCIO

CONSIGNACION

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
CASTILLO GRAU Y ASOCIADOS	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	8905862	25/01/2002	2.943.000.00

C O N C E P T O

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01	SOLICITUDES	
		82 INVOCACION DE UNA PRIORIDAD EN MU	106.000.00
		TOTAL :	106.000.00

MON: CIENTO SEIS MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No.

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Conmutador 382 0840
Fax 350 5220
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

5 1/2

INVENTORES

Walter D. Aldred

**11515 Rocky Bend Drive;
Houston, Texas, E.U.A.**

✓

Iain Cooper

**14 Parsonage Way;
Cambridgeshire, Reino Unido**

✓

William Wright

**39, Avenue Rapp;
Paris, Francia**

✓

✓

John Fuller

**School House Bentley Farnham;
Surrey, Reino Unido**

✓

Shuja R. Goraya

**1800 River Crest Drive
Sugar Land, Texas, E.U.A.**

FOR PATENTS AND TRADE MARKS IN
COLOMBIA

PODER GENERAL

GENERAL POWER OF ATTORNEY

(1) SCHLUMBERGER TECHNOLOGY
B.V.

(1) SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.

1 Applicant's name

domiciliado en (2) LA Haya, Holanda

domiciled in (2) PARKSTRAAT 83 89
2514 V6 THE HAGUE
THE NETHERLANDS

2 Applicant's Address

nombra al Dr. (3) German Castillo Grau y/o Adriana
Castillo Gibeone y/o Luis Felipe Castillo Gibeone.

hereby appoint Dr. (3) German Castillo Grau and/or
Adriana Castillo Gibeone and/or Luis Felipe Castillo
Gibeone

3 Leave blank

..... con oficinas en la Carrera 13 No. 37 -43 Piso 12 en Bogotá, Colombia como sus representantes con poder especial amplio y suficiente, para recabar de las oficinas y autoridades Colombianas, administrativas, judiciales o de policía, en primera o segunda instancia, la obtención de Patentes de Invención, Registro de Marcas, de Modelos y de Dibujos Industriales, de Nombres Comerciales y Enseñas, lo mismo que trasposos, extensiones, renovaciones, cambios de nombre, registro de licencias de explotación y registro de licencias de uso referentes a tales actuaciones, a cuyo efecto les faculta para dar ante dichas autoridades todos los pasos necesarios al objeto indicado, elevar solicitudes, formular descripciones, enmiendas, protestas, declaraciones, apelaciones y reclamos, solicitar la aplicación de medidas cautelares, aceptar en nuestro nombre y representación la Cesión de derechos de invención y de patente de invención que se nos haga por cualquier persona, abonar todos los impuestos, cuotas y pagos determinados por la ley, recibir todos los documentos y valores dando el descargo respectivo, llenar cualesquiera otros requisitos, desistir y tomar en fin todas las medidas que creyeren conducentes al resguardo de nuestros intereses y en caso de presentarse oposiciones para que intervengan como demandantes o como demandados, con todas las demás facultades legales necesarias. Este poder comprende además las facultades de recibir, desistir, transigir, comprometer, sustituir, revocar sustituciones, recibir notificaciones y nombrar apoderados judiciales o extra-judiciales.

..... With offices at Carrera 13 No. 37 -43 Piso 12 en Bogotá, Colombia as our representatives with special, ample and sufficient power to obtain from the offices and Colombian authorities, administrative, judicial and police, in first or in second instance, Patents of Invention, registration of trade Marks, of Models and Industrial Drawings, of Commercial Names and ensigns, as well as assignments, extensions, renewals, changes of name, registration of licences of exploitation and of licences of use referring to said actions who are empowered to take before said authorities all of the necessary steps for the purposes indicated, to file applications, to formulate descriptions, corrections, protests, declarations, appeals and claims, apply for precautionary measures, to accept on our behalf and representation the assignment of rights of invention and titles of invention that may be done to us by any person, to pay all taxes, quotas and payments prescribed by law, to receive all the documents and proceeds giving the respective acquittance or receipt, to fulfill any other requisites to desist and take in fact any other measures that may be deemed conducive to the safeguard of our interests, and in case oppositions are presented to intervene as complainant and defendant, with all necessary legal faculties. This power of attorney includes the faculties to receive, desist, compromise, transact, substitute it in all or in part, to revoke substitutions, to receive notifications and to appoint extra-judicial or judicial attorneys.

4 Date

5 Applicant's signature

The applicant's signature must be attested by a Notary Public through the NOTARIAL CERTIFICATE: In the "(Individual)", when the signer is a natural person; and in the "(Corporations)", when is a legal one. The Notary's signature must then be legalized by a Colombian Consular Officer.

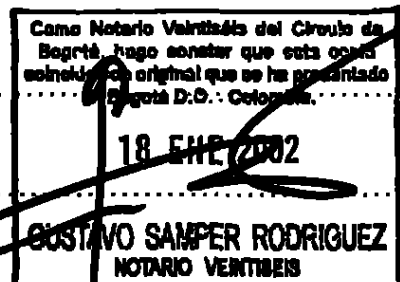
La firma del solicitante debe ser atestada por un Notario Público por medio de la DECLARACION NOTARIAL: en la "(Individual)", cuando el firmante es una persona natural; y en la de "(Sociedades)", cuando es una persona jurídica. La firma del notario deberá ser legalizada por el Consulado Colombiano.

Dado y firmado en (4) Octubre 2, 2000

Given and signed in (4) 2 OCTOBER 2000

(5) [Signature]

Corporate Seal to be affixed



La declaración Notarial a la vuelta.
Notarial acknowledgment on other side.

DECLARACION NOTARIAL

(Individual)

A los. . . . días del mes. de 19. . . .
comparecí. . . . personalmente ante mí, No-
tario Público.

a quien(es) doy fé de conocer y me consta que
es (son) la(s) persona(s) descritas y fir-
mante(s) del documento que precede, decla-
rando ante mí que otorga(n) el mismo para los
fines y propósitos que en él se expresan.

El Notario Público,

NOTARIAL CERTIFICATE

(Individual)

On this. . . . day of. . . . personally
appeared before me, a Notary Public.

to me known, and known to me be the
person(s) described in and who executed the
foregoing document, and he (they) duly ack-
nowledged to me that he (they) executed same
for the uses and purposes therein expressed.

Notary Public

(Sociedades)

El Infrascrito Notario Certifica: que la firma
que antecede y dice.

Abraham Rutger Verburg

es auténtica; que el signatario desempeña
actualmente el cargo de **Director**

Gerente

de **SCHLUMBERGER TECHNOLOGY**
B.V.

que tiene facultad para otorgar este poder; y

que dicha compañía está domiciliada en
La Haya, Holanda

y actualmete existe y está organizada de
acuerdo a las leyes de **Holanda**

Todos los hechos anteriores le constan por
haber examinado los documentos respectivos
y de todo ello da fé.

Dado y firmado en **La Haya**
Holanda

El Notario Público

(Corporations)

The undersigned Notary Public certifies; that
the preceding signature reading **Abraham**
Rutger Verburg

is authentic; that the signor at present fills the
post of **managing director**

of **Schlumberger**
Technology B.V.

and that he is empowered to grant this power;

and that said company is domiciled in
The Hague, The

Netherlands

and actually exists and is organized in accor-
dance with the laws of **The**

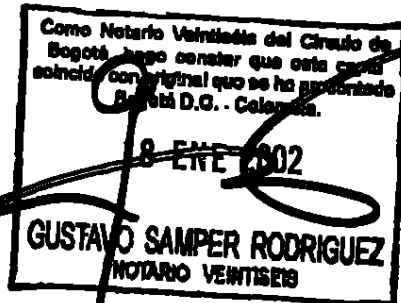
Netherlands

all the foregoing facts are known to the No-
tary due to his having examined the respetive
documents to which he, the Notary attests

Notary Public

(Con legalización Consular)

(With Consular legalization)





Gezien voor legalisatie der handtekening
van Mr. A. J. van der Linden
door Ons President van de Arrondissements-
rechtbank te 's-Gravenhage, de

9 OKT. 2000

Arthur



Gezien voor legalisatie van de handtekening
van mr. A.H. van Delden
President van de Arrondissementsrechtbank te Den Haag
's-Gravenhage
De Minister van Justitie,
namens de minister,
hoofd van de directie Bedrijfsvoering en Ondersteuning
Bestuursdepartement,
voor deze,

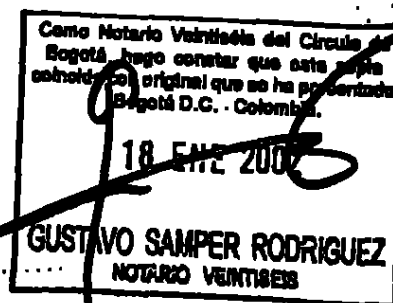
10 OKT. 2000

Legalisatie van de handtekening
van Mr. A. J. van der Linden

10 OKT 2000

Minister van
Binnenlandse Zaken
voor deze

[Signature]
mr. i.s. iJserinkhuijsen



EN BLANCO
NOTARIA VEINTISEIS



CONSULADO DE COLOMBIA

El suscrito Cónsul de Colombia (E) en La Haya, Holanda,
vistos los documentos presentados por los interesados,

CERTIFICA:

Que el Señor A.J. VAN DER LINDEN, quien como Notario Público de La Haya, Países Bajos, autenticó la firma del signatario del poder precedente, ejercía en la fecha las funciones indicadas, y su firma corresponde a la registrada en este Consulado.

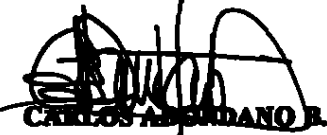
Que la Compañía SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V. es una Sociedad constituida de acuerdo con las leyes de los Países Bajos, cumple su objeto conforme a las mismas y se halla registrada en la Cámara de Comercio y Fábricas de La Haya, Haaglanden, bajo el número 27101455;

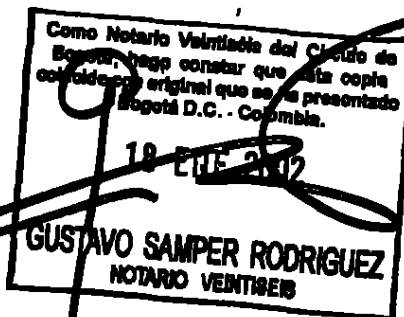
Que el Señor Abraham Rutger VERBURG, signatario del presente documento, quien en su carácter de Director de la Empresa SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V. tiene facultad para ello y cuya firma fue autenticada ante el Notario Público de La Haya, el Señor A.J. VAN DER LINDEN, es el representante legal de la citada Empresa en este país.

El Cónsul de Colombia (E) en La Haya, Países Bajos, no asume responsabilidad alguna por el contenido del documento.

Esta certificación se expide en La Haya, Países Bajos, a los veintisiete (27) días del mes de Octubre de dos mil (2000).

Impuesto de Timbre	US\$	7.00.
Derechos Consulares	US\$.	100.00
Costo Total Pagado	US\$.	107.00
Certificación No. 263		


CARLOS ASPIDANO B.
CONSUL DE COLOMBIA (E)
LA HAYA



EN BLANCO
NOTARIA VEINTISEIS

EN BLANCO
NOTARIA VEINTISEIS

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD
POR
2000 NOV -9 2A 11:03
JEFE DE LEGALIZACIONES
SANTAFE DE BOGOTA D.C.

Como Notario Vientiseis del Circuito
Bogotá, hago constar que esta copia
coincide con original que se ha presentado
Bogotá D.C. Colombia.
18 ENE 2002
GUSTAVO SAMPER RODRIGUEZ
NOTARIO VEINTISEIS

MINISTERIO DE
EXTERIORES

468864
Copia
Cuya Firma aparece en el
DOCUMENTO OFICIAL
LAS FOLIOS 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 321, 322, 323, 324, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 416, 417, 418, 419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 442, 443, 444, 445, 446, 447, 448, 449, 450, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 458, 459, 460, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 467, 468, 469, 470, 471, 472, 473, 474, 475, 476, 477, 478, 479, 480, 481, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 491, 492, 493, 494, 495, 496, 497, 498, 499, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518, 519, 520, 521, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, 540, 541, 542, 543, 544, 545, 546, 547, 548, 549, 550, 551, 552, 553, 554, 555, 556, 557, 558, 559, 560, 561, 562, 563, 564, 565, 566, 567, 568, 569, 570, 571, 572, 573, 574, 575, 576, 577, 578, 579, 580, 581, 582, 583, 584, 585, 586, 587, 588, 589, 590, 591, 592, 593, 594, 595, 596, 597, 598, 599, 600, 601, 602, 603, 604, 605, 606, 607, 608, 609, 610, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626, 627, 628, 629, 630, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 638, 639, 640, 641, 642, 643, 644, 645, 646, 647, 648, 649, 650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 657, 658, 659, 660, 661, 662, 663, 664, 665, 666, 667, 668, 669, 670, 671, 672, 673, 674, 675, 676, 677, 678, 679, 680, 681, 682, 683, 684, 685, 686, 687, 688, 689, 690, 691, 692, 693, 694, 695, 696, 697, 698, 699, 700, 701, 702, 703, 704, 705, 706, 707, 708, 709, 710, 711, 712, 713, 714, 715, 716, 717, 718, 719, 720, 721, 722, 723, 724, 725, 726, 727, 728, 729, 730, 731, 732, 733, 734, 735, 736, 737, 738, 739, 740, 741, 742, 743, 744, 745, 746, 747, 748, 749, 750, 751, 752, 753, 754, 755, 756, 757, 758, 759, 760, 761, 762, 763, 764, 765, 766, 767, 768, 769, 770, 771, 772, 773, 774, 775, 776, 777, 778, 779, 780, 781, 782, 783, 784, 785, 786, 787, 788, 789, 790, 791, 792, 793, 794, 795, 796, 797, 798, 799, 800, 801, 802, 803, 804, 805, 806, 807, 808, 809, 810, 811, 812, 813, 814, 815, 816, 817, 818, 819, 820, 821, 822, 823, 824, 825, 826, 827, 828, 829, 830, 831, 832, 833, 834, 835, 836, 837, 838, 839, 840, 841, 842, 843, 844, 845, 846, 847, 848, 849, 850, 851, 852, 853, 854, 855, 856, 857, 858, 859, 860, 861, 862, 863, 864, 865, 866, 867, 868, 869, 870, 871, 872, 873, 874, 875, 876, 877, 878, 879, 880, 881, 882, 883, 884, 885, 886, 887, 888, 889, 890, 891, 892, 893, 894, 895, 896, 897, 898, 899, 900, 901, 902, 903, 904, 905, 906, 907, 908, 909, 910, 911, 912, 913, 914, 915, 916, 917, 918, 919, 920, 921, 922, 923, 924, 925, 926, 927, 928, 929, 930, 931, 932, 933, 934, 935, 936, 937, 938, 939, 940, 941, 942, 943, 944, 945, 946, 947, 948, 949, 950, 951, 952, 953, 954, 955, 956, 957, 958, 959, 960, 961, 962, 963, 964, 965, 966, 967, 968, 969, 970, 971, 972, 973, 974, 975, 976, 977, 978, 979, 980, 981, 982, 983, 984, 985, 986, 987, 988, 989, 990, 991, 992, 993, 994, 995, 996, 997, 998, 999, 1000, 1001, 1002, 1003, 1004, 1005, 1006, 1007, 1008, 1009, 1010, 1011, 1012, 1013, 1014, 1015, 1016, 1017, 1018, 1019, 1020, 1021, 1022, 1023, 1024, 1025, 1026, 1027, 1028, 1029, 1030, 1031, 1032, 1033, 1034, 1035, 1036, 1037, 1038, 1039, 1040, 1041, 1042, 1043, 1044, 1045, 1046, 1047, 1048, 1049, 1050, 1051, 1052, 1053, 1054, 1055, 1056, 1057, 1058, 1059, 1060, 1061, 1062, 1063, 1064, 1065, 1066, 1067, 1068, 1069, 1070, 1071, 1072, 1073, 1074, 1075, 1076, 1077, 1078, 1079, 1080, 1081, 1082, 1083, 1084, 1085, 1086, 1087, 1088, 1089, 1090, 1091, 1092, 1093, 1094, 1095, 1096, 1097, 1098, 1099, 1100, 1101, 1102, 1103, 1104, 1105, 1106, 1107, 1108, 1109, 1110, 1111, 1112, 1113, 1114, 1115, 1116, 1117, 1118, 1119, 1120, 1121, 1122, 1123, 1124, 1125, 1126, 1127, 1128, 1129, 1130, 1131, 1132, 1133, 1134, 1135, 1136, 1137, 1138, 1139, 1140, 1141, 1142, 1143, 1144, 1145, 1146, 1147, 1148, 1149, 1150, 1151, 1152, 1153, 1154, 1155, 1156, 1157, 1158, 1159, 1160, 1161, 1162, 1163, 1164, 1165, 1166, 1167, 1168, 1169, 1170, 1171, 1172, 1173, 1174, 1175, 1176, 1177, 1178, 1179, 1180, 1181, 1182, 1183, 1184, 1185, 1186, 1187, 1188, 1189, 1190, 1191, 1192, 1193, 1194, 1195, 1196, 1197, 1198, 1199, 1200, 1201, 1202, 1203, 1204, 1205, 1206, 1207, 1208, 1209, 1210, 1211, 1212, 1213, 1214, 1215, 1216, 1217, 1218, 1219, 1220, 1221, 1222, 1223, 1224, 1225, 1226, 1227, 1228, 1229, 1230, 1231, 1232, 1233, 1234, 1235, 1236, 1237, 1238, 1239, 1240, 1241, 1242, 1243, 1244, 1245, 1246, 1247, 1248, 1249, 1250, 1251, 1252, 1253, 1254, 1255, 1256, 1257, 1258, 1259, 1260, 1261, 1262, 1263, 1264, 1265, 1266, 1267, 1268, 1269, 1270, 1271, 1272, 1273, 1274, 1275, 1276, 1277, 1278, 1279, 1280, 1281, 1282, 1283, 1284, 1285, 1286, 1287, 1288, 1289, 1290, 1291, 1292, 1293, 1294, 1295, 1296, 1297, 1298, 1299, 1300, 1301, 1302, 1303, 1304, 1305, 1306, 1307, 1308, 1309, 1310, 1311, 1312, 1313, 1314, 1315, 1316, 1317, 1318, 1319, 1320, 1321, 1322, 1323, 1324, 1325, 1326, 1327, 1328, 1329, 1330, 1331, 1332, 1333, 1334, 1335, 1336, 1337, 1338, 1339, 1340, 1341, 1342, 1343, 1344, 1345, 1346, 1347, 1348, 1349, 1350, 1351, 1352, 1353, 1354, 1355, 1356, 1357, 1358, 1359, 1360, 1361, 1362, 1363, 1364, 1365, 1366, 1367, 1368, 1369, 1370, 1371, 1372, 1373, 1374, 1375, 1376, 1377, 1378, 1379, 1380, 1381, 1382, 1383, 1384, 1385, 1386, 1387, 1388, 1389, 1390, 1391, 1392, 1393, 1394, 1395, 1396, 1397, 1398, 1399, 1400, 1401, 1402, 1403, 1404, 1405, 1406, 1407, 1408, 1409, 1410, 1411, 1412, 1413, 1414, 1415, 1416, 1417, 1418, 1419, 1420, 1421, 1422, 1423, 1424, 1425, 1426, 1427, 1428, 1429, 1430, 1431, 1432, 1433, 1434, 1435, 1436, 1437, 1438, 1439, 1440, 1441, 1442, 1443, 1444, 1445, 1446, 1447, 1448, 1449, 1450, 1451, 1452, 1453, 1454, 1455, 1456, 1457, 1458, 1459, 1460, 1461, 1462, 1463, 1464, 1465, 1466, 1467, 1468, 1469, 1470, 1471, 1472, 1473, 1474, 1475, 1476, 1477, 1478, 1479, 1480, 1481, 1482, 1483, 1484, 1485, 1486, 1487, 1488, 1489, 1490, 1491, 1492, 1493, 1494, 1495, 1496, 1497, 1498, 1499, 1500, 1501, 1502, 1503, 1504, 1505, 1506, 1507, 1508, 1509, 1510, 1511, 1512, 1513, 1514, 1515, 1516, 1517, 1518, 1519, 1520, 1521, 1522, 1523, 1524, 1525, 1526, 1527, 1528, 1529, 1530, 1531, 1532, 1533, 1534, 1535, 1536, 1537, 1538, 1539, 1540, 1541, 1542, 1543, 1544, 1545, 1546, 1547, 1548, 1549, 1550, 1551, 1552, 1553, 1554, 1555, 1556, 1557, 1558, 1559, 1560, 1561, 1562, 1563, 1564, 1565, 1566, 1567, 1568, 1569, 1570, 1571, 1572, 1573, 1574, 1575, 1576, 1577, 1578, 1579, 1580, 1581, 1582, 1583, 1584, 1585, 1586, 1587, 1588, 1589, 1590, 1591, 1592, 1593, 1594, 1595, 1596, 1597, 1598, 1599, 1600, 1601, 1602, 1603, 1604, 1605, 1606, 1607, 1608, 1609, 1610, 1611, 1612, 1613, 1614, 1615, 1616, 1617, 1618, 1619, 1620, 1621, 1622, 1623, 1624, 1625, 1626, 1627, 1628, 1629, 1630, 1631, 1632, 1633, 1634, 1635, 1636, 1637, 1638, 1639, 1640, 1641, 1642, 1643, 1644, 1645, 1646, 1647, 1648, 1649, 1650, 1651, 1652, 1653, 1654, 1655, 1656, 1657, 1658, 1659, 1660, 1661, 1662, 1663, 1664, 1665, 1666, 1667, 1668, 1669, 1670, 1671, 1672, 1673, 1674, 1675, 1676, 1677, 1678, 1679, 1680, 1681, 1682, 1683, 1684, 1685, 1686, 1687, 1688, 1689, 1690, 1691, 1692, 1693, 1694, 1695, 1696, 1697, 1698, 1699, 1700, 1701, 1702, 1703, 1704, 1705, 1706, 1707, 1708, 1709, 1710, 1711, 1712, 1713, 1714, 1715, 1716, 1717, 1718, 1719, 1720, 1721, 1722, 1723, 1724, 1725, 1726, 1727, 1728, 1729, 1730, 1731, 1732, 1733, 1734, 1735, 1736, 1737, 1738, 1739, 1740, 1741, 1742, 1743, 1744, 1745, 1746, 1747, 1748, 1749, 1750, 1751, 1752, 1753, 1754, 1755, 1756, 1757, 1758, 1759, 1760, 1761, 1762, 1763, 1764, 1765, 1766, 1767, 1768, 1769, 1770, 1771, 1772, 1773, 1774, 1775, 1776, 1777, 1778, 1779, 1780, 1781, 1782, 1783, 1784, 1785, 1786, 1787, 1788, 1789, 1790, 1791, 1792, 1793, 1794, 1795, 1796, 1797, 1798, 1799, 1800, 1801, 1802, 1803, 1804, 1805, 1806, 1807, 1808, 1809, 1810, 1811, 1812, 1813, 1814, 1815, 1816, 1817, 1818, 1819, 1820, 1821, 1822, 1823, 1824, 1825, 1826, 1827, 1828, 1829, 1830, 1831, 1832, 1833, 1834, 1835, 1836, 1837, 1838, 1839, 1840, 1841, 1842, 1843, 1844, 1845, 1846, 1847, 1848, 1849, 1850, 1851, 1852, 1853, 1854, 1855, 1856, 1857, 1858, 1859, 1860, 1861, 1862, 1863, 1864, 1865, 1866, 1867, 1868, 1869, 1870, 1871, 1872, 1873, 1874, 1875, 1876, 1877, 1878, 1879, 1880, 1881, 1882, 1883, 1884, 1885, 1886, 1887, 1888, 1889, 1890, 1891, 1892, 1893, 1894, 1895, 1896, 1897, 1898, 1899, 1900, 1901, 1902, 1903, 1904, 1905, 1906, 1907, 1908, 1909, 1910, 1911, 1912, 1913, 1914, 1915, 1916, 1917, 1918, 1919, 1920, 1921, 1922, 1923, 1924, 1925, 1926, 1927, 1928, 1929, 1930, 1931, 1932, 1933, 1934, 1935, 1936, 1937, 1938, 1939, 1940, 1941, 1942, 1943, 1944, 1945, 1946, 1947, 1948, 1949, 1950, 1951, 1952, 1953, 1954, 1955, 1956, 1957, 1958, 1959, 1960, 1961, 1962, 1963, 1964, 1965, 1966, 1967, 1968, 1969, 1970, 1971, 1972, 1973, 1974, 1975, 1976, 1977, 1978, 1979, 1980, 1981, 1982, 1983, 1984, 1985, 1986, 1987, 1988, 1989, 1990, 1991, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997, 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026, 2027, 2028, 2029, 2030, 2031, 2032, 2033, 2034, 2035, 2036, 2037, 2038, 2039, 2040, 2041, 2042, 2043, 2044, 2045, 2046, 2047, 2048, 2049, 2050, 2051, 2052, 2053, 2054, 2055, 2056, 2057, 2058, 2059, 2060, 2061, 2062, 2063, 2064, 2065, 2066, 2067, 2068, 2069, 2070, 2071, 2072, 2073, 2074, 2075, 2076, 2077, 2078, 2079, 2080, 2081, 2082, 2083, 2084, 2085, 2086, 2087, 2088, 2089, 2090, 2091, 2092, 2093, 2094, 2095, 2096, 2097, 2098, 2099, 2100, 2101, 2102, 2103, 2104, 2105, 2106, 2107, 2108, 2109, 2110, 2111, 2112, 2113, 2114, 2115, 2116, 2117, 2118, 2119, 2120, 2121, 2122, 2123, 2124, 2125, 2126, 2127, 2128, 2129, 2130, 2131, 2132, 2133, 2134, 2135, 2136, 2137, 2138, 2139, 2140, 2141, 2142, 2143, 2144, 2145, 2146, 2147, 2148, 2149, 2150, 2151, 2152, 2153, 2154, 2155, 2156, 2157, 2158, 2159, 2160, 2161, 2162, 2163, 2164, 2165, 2166, 2167, 2168, 2169, 2170, 2171, 2172, 2173, 2174, 2175, 2176, 2177, 2178, 2179, 2180, 2181, 2182, 2183, 2184, 2185, 2186, 2187, 2188, 2189, 2190, 2191, 2192, 2

CORNELIO NIEMAN TRADUCTOR OFICIAL RESOLUCION 5455, NOV5,82

TRADUCCION OFICIAL
DE LEGALIZACIONES
DEL HOLANDES AL INGLES
PERTENECIENTES A DOCUMENTOS DE SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.

Visto para legalización de la firma de Mr. A.J. van der Linden
por Presidente de la Corte del Distrito de La Haya
el 09 OCT 2000
lleva firma y sello

Visto para legalización de mr. A.H. van Delden
Presidente de la Corte del Distrito La Haya
El Ministro de Justicia, en nombre del Ministro,
Jefe de la dirección Manejo y Apoyo
Departamento Administrativo
para el, firma y sello 10 oct 2000

Visto para legalización de la firma de PNA de Raad
La Haya 10 oct 2000

El Ministro de Relaciones Exteriores para el,
firma Sra I.S. IJserinkhuijsen
fi 20,=

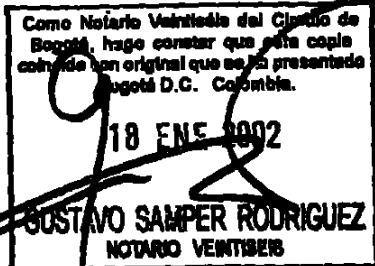
Lleva Certificación Consul de Colombia en La Haya Holanda
de fecha 27 Octubre 2000 firmado por Carlos ABONDANO B
c n no. 263 sello seco

Lleva sello Ministerio de Relaciones Exteriores, Jefe
Legalizaciones, Bogotá de fecha 2000 NOV 9 con no. 468464
firmado

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD DEL TEXTO

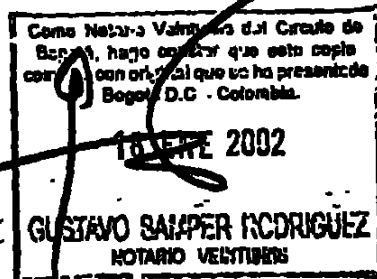
2001 MAY -8 A 11:10

JEFES DE LEGALIZACIONES
SANTAFE DE BOGOTA D.C.



MINISTERIO DE RELACIONES
EXTERIORES

132579
García Arriaga
ESTA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPEÑA
LAS FUNCIONES INDICADAS



METODO INTERACTIVO PARA DESPLEGAR, INTERROGAR Y PRONOSTICAR EVENTOS DE PERFORACIÓN E INFORMACIÓN DE RIESGOS EN TIEMPO REAL

CAMPO DE LA INVENCION

La invención está relacionada en forma general al campo de perforación de pozos a través de formaciones terrestres. Más específicamente, la invención está relacionada con métodos para identificar riesgos de perforación, evaluar las posibles consecuencias de los riesgos y ajustar un plan de pozo para reducir las consecuencias de los riesgos.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

La perforación de pozos a través de formaciones terrestres para extraer fluidos incluye un plan de pozo o una prognosis antes de empezar la perforación. Un plan de pozo generalmente incluye la posición espacial de formaciones terrestres que serán penetradas por el pozo, la ruta o trayectoria del pozo desde la superficie terrestre a las formaciones prospectivamente penetradas, y las profundidades en el pozo y los tamaños de tuberías protectoras, o entubado de retención, que se usa para proteger las formaciones penetradas y para proporcionar un conducto para que los fluidos de la formación puedan fluir a la superficie terrestre.

La trayectoria final planeada del pozo de perforación depende de, entre otros factores, locaciones de perforación disponibles en la superficie terrestre (o la locación geográfica de un barco de perforación o de una plataforma de perforación en operaciones costa afuera), y las relativas posiciones espaciales de las formaciones prospectivamente perforadas. Las profundidades de los entubados de retención dependen de, entre otras cosas, las presiones de los fluidos en los espacios de poros de todas las formaciones permeables a ser perforadas a lo largo de la trayectoria, las presiones de las fracturas de formación y las

propiedades mecánicas, y la profundidad final y extensiones laterales del pozo de perforación.

En el desarrollo de un plan de pozo, un diseñador de pozo toma en cuenta la posibilidad de que las formaciones a ser penetradas tengan excesiva presión de fluido en los espacios de poros, y si formaciones expuestas (ya perforadas), pero de poca profundidad, son capaces de resistir (evitar ser fracturadas por) la presión hidrostática necesaria en el pozo perforado para controlar tales presiones excesivas. Fracaso en resistir la presión hidrostática en el pozo de perforación puede resultar en pérdida de fluido de perforación ("circulación perdida". Similarmente, el diseñador de pozos debe considerar si las formaciones expuestas tienen tal presión de fluido que el control de formaciones de presión más alta en el pozo de perforación puedan aumentar el riesgo de tener un ensamble de perforación atascado en el pozo debido a presión de fluido diferencial a lo largo de las formaciones de más baja presión ("tubería atascada".) Otras causas de tubería atascada pueden incluir el cavado de formaciones susceptibles, que pueden resultar de interacción química de la formación con componentes del fluido de perforación, o de la penetración de una formación teniendo en su interior alto estrés mecánico.

Fracaso en tener suficiente presión hidrostática en el pozo de perforación al perforar a través de ciertas formaciones puede dar como resultado la entrada de fluido en el pozo perforado ("recibir una patada". Recibir una patada puede ser peligroso, particularmente cuando la patada incluye grandes cantidades de gas, porque la presión hidrostática puede ser además reducida en el pozo de perforación, causando el consiguiente aumento en la entrada de flujo. El resultado final puede ser una "explosión" o descarga incontrolada de fluido desde el pozo de perforación, o la patada puede finalmente fracturar una formación menos profunda, más débil.

Las propiedades mecánicas de las formaciones a ser perforadas, en combinación con la trayectoria del pozo, pueden afectar la respuesta dinámica del ensamble de perforación. En algunos casos, los taladros de perforación pueden gastarse

prematuramente, o excesivas vibraciones en el ensamble de perforación fallas catastróficas de componentes durante la perforación del pozo.

Indeseables ocurrencias durante la perforación, tales como los ejemplos anteriores, pueden ser generalmente caracterizadas como "riesgos de perforación". En el desarrollo de un plan de pozo, de acuerdo a los métodos del arte anterior, el diseñador de pozos usa la información disponible sobre las formaciones terrestres subterráneas y la trayectoria propuesta para evitar riesgos que se conoce existen, o que tienen alta probabilidad de encontrarse durante la perforación. Por ejemplo, perforar a través de ciertas formaciones con insuficiente presión hidrostática en el pozo perforado dará muy posiblemente un resultado de recibir una patada en esas formaciones. Las técnicas de diseño de pozos de perforación del arte anterior para evitar patadas incluyen tener la suficiente presión hidrostática en el pozo de perforación cuando se perfora a través de esas formaciones, mientras se asegura que la presión hidrostática no excede a la presión de fractura estimada de cualquier formación terrestre expuesta. Información utilizada en el diseño de pozos para evitar los riesgos conocidos, incluye información de caracterización de formaciones terrestres, tales como registro de pozos y análisis de cortes de otros pozos de perforación en la vecindad del pozo propuesto, encuestas de superficies sísmicas, y presión de formación y / o pruebas de producción de pozos cercanos. Para pozos propuestos para los cuales tales datos no están disponibles, el diseñador de pozos puede usar información de encuestas de superficies sísmicas para estimar presiones de fluidos de formación y profundidades a las cuales tales formaciones pueden ser penetradas. Datos de pozos de perforación perforados en áreas más distantes pueden también usarse donde las propiedades mecánicas de la formación van a ser estimadas para el pozo prospectivo.

Una limitación de las técnicas de diseño de pozos del arte anterior es que los riesgos de perforación están generalmente caracterizados como existentes o no con respecto a un diseño de pozo particular propuesto. Un diseño de pozo propuesto el cual está determinado a casi ciertamente tener tales riesgos de perforación puede ser ajustado por el diseñador de pozos para evitar el riesgo. De

forma similar, pozos siendo activamente perforados pueden dar indicación de la certeza próxima de encontrar un riesgo de perforación, que puede dar como resultado una modificación durante la perforación del plan de pozo. Los datos adquiridos durante la perforación, tales como los provenientes de instrumentos de medición-durante-perforación y registro-durante-perforación, pueden ser usados para ajustar el plan de pozo y riesgos que de otra forma serían impredecibles son identificados a altas probabilidades de ocurrencia. En realidad, encontrar un riesgo de perforación típicamente da como resultado al menos algún tiempo y gasto adicional rectificando el daño de haber encontrado el riesgo.

En cada una de estas situaciones, el diseñador de pozo no tiene la habilidad usando las técnicas del arte anterior, de determinar la probabilidad de encontrar un riesgo de perforación para cualquier plan de pozo particular, para determinar la probable severidad de las consecuencias si tal riesgo es encontrado, y la magnitud del costo económico o el costo del trabajo necesario para reparar cualquier daño causado por el encuentro de un riesgo de perforación.

Los sistemas de evaluación de rendimiento de perforación del arte anterior generalmente incluyen métodos para simular la penetración de un taladro a través de formaciones terrestres, habiendo seleccionado propiedades mecánicas, donde selectos ensambles de perforación y parámetros de perforación operativos son entrados al sistema. Los sistemas del arte anterior proporcionan al diseñador de pozos alguna habilidad para optimizar el diseño del ensamble de perforación y los parámetros de operación para tipos particulares de operaciones terrestres. Sistemas de análisis y evaluación de perforación típicos del arte anterior son descritos, por ejemplo, en las Patentes de los Estados Unidos Nos. 6.021.337, emitida a Dubinsky et al; 6.109.368 emitida a Goldman et al; 5.704.436 emitida a Smith et al; 5.794.720 emitida a Smith et al; 5.318.316 emitida a Rowsell et al; 6.002.985 emitida a Stephenson; 5.730.234 emitida a Putot; y 5.812.068 emitida a Wisler et al. Ver también, D. Dashevsky et al, *Aplicaciones de redes Neuronales para Control Predictivo en Dinámica de Perforación*, papel N° 56442, Sociedad de Ingenieros Petroleros, Richardson, Texas (1999). Nadie en el arte anterior describe

ningún método o sistema para caracterizar el riesgo y las consecuencias de encontrar esos riesgos de perforación.

Otra técnica para caracterizar riesgos de perforación conocida en el arte es llamada "visualización 3-D". En términos generales, cierto número de diferentes tipos de interpretación geofísica, tales como análisis sísmico, análisis de registro de pozo, análisis de cortes e historias de pozos anteriores son incluidas en un modelo común de formaciones terrestres en el área que rodea un pozo a ser perforado. El modelo común de tierra puede ser desplegado en cualquiera de un número de formas gráficas tridimensionales generadas por el computador.

Varias trayectorias propuestas de pozo pueden ser insertadas en la representación gráfica del computador. Una descripción de visualización 3-D relacionada con la planificación de pozo puede encontrarse por ejemplo, in, J. Holt et al, *Campo Mungo: Comunicación Mejorada a través de Visualización 3-D de Problemas de Perforación*, papel N° 62523, Richardson, Texas (2000), Técnicas de Visualización tridimensional conocidas en el arte no tienen la capacidad de predecir riesgos de perforación, así que su utilidad está generalmente limitada a la visualización misma.

Lo necesario es un sistema que permita al diseñador de pozo determinar, mediante una o más de una pluralidad de fuentes de datos, los riesgos potenciales de perforación en un pozo prospectivo, y para cada uno de estos riesgos, una determinación de la probabilidad de que tal riesgo sea encontrado, y una magnitud probable de las consecuencias de encontrar el riesgo o la severidad de éste. Es también deseable tener un sistema que pueda incluir datos obtenidos durante la perforación de un pozo que permita una redeterminación de los aspectos anteriores de posibles riesgos de perforación, y permita al diseñador de pozos entrar cambios a un plan de pozo para evaluar el posible efecto de estos cambios en el plan de pozo.

Finalmente, es deseable tener un sistema que permita a un diseñador de pozos optimizar un plan de pozo respecto a las más probables consecuencias de encontrar ciertos riesgos de perforación.

SUMARIO DE LA INVENCION

Un aspecto de la invención es un método para la caracterización de un riesgo de perforación. El método de acuerdo a este aspecto de la invención incluye determinar un plan de pozo. El plan de pozo incluye una trayectoria de pozo. Una probabilidad de ocurrencia de al menos un riesgo de perforación es estimada. Una severidad de al menos un riesgo de perforación es estimada. El riesgo es desplegado en una representación de la trayectoria del pozo, indicando sobre él la probabilidad y severidad en la locación del riesgo.

Otro aspecto de la invención, es un método para optimizar un plan de pozo. El método de acuerdo a este aspecto de la invención incluye seleccionar un plan de pozo inicial teniendo al menos una trayectoria de pozo. Para el plan inicial de pozo, es determinada una posición, la probabilidad y severidad, de al menos un riesgo de perforación.

Al menos un parámetro del plan inicial de pozo es cambiado, y la posición, probabilidad y severidad del al menos un riesgo de perforación son recalculados.

El proceso de cambio y redeterminación es repetido en la planificación del pozo de perforación hasta al menos uno de un costo más probable para perforar un pozo, una cantidad de tiempo perdida y una probabilidad de encontrar al menos un riesgo de perforación es minimizada. En algunas incorporaciones de un método de acuerdo a este aspecto de la invención, la actualización y refinación del plan de pozo puede ser realizada mientras el pozo está siendo perforado usando mediciones obtenidas durante la perforación del pozo. En algunas incorporaciones, la actualización y refinación del plan de pozo puede realizarse mientras el pozo está siendo perforado, en "Tiempo Real Relevante", donde tiempo real relevante significa que las actualizaciones son hechas dentro del marco de tiempo en el cual la planificación de pozo y / o la ejecución de las decisiones necesitan hacerse.

BREVE DESCRIPCION DE LAS ILUSTRACIONES

La Figura 1 muestra un diagrama de flujo el cual describe el marco general en el cual la invención es utilizada en planificación de pozo.

La Figura 2 muestra un diagrama de flujo de un ejemplo de usar un método acorde a la invención para ajustar un plan de pozo en respuesta a los cambios en los riesgos de peligros de perforación.

La Figura 3 muestra un diagrama de flujo de un ejemplo de actualizar una base de datos usada para calcular los riesgos de peligros de perforación en respuesta a nuevos datos de riesgos de perforación.

La Figura 4 muestra un diagrama de flujo de un ejemplo de actualizar un modelo de tierra compartido usando datos relegados y datos adquiridos durante la perforación de un pozo.

La Figura 5 muestra un a pista de profundidad formando parte de un ejemplo de un despliegue de acuerdo a un método de la invención.

La Figura 6 muestra un ejemplo de despliegue de riesgo de perforación calculado de acuerdo a un método de la invención.

La Figura 7 muestra una descripción textual correspondiente de riesgos de perforación desplegados en una forma gráfica como en la Figura 6.

La Figura 8 muestra un ejemplo de un ploteo de estabilidad de pozo de acuerdo a un método de la invención.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

En sus términos más generales, la invención proporciona un marco de trabajo para predecir la posibilidad de encontrar, la severidad del efecto si es encontrado, y el costo más probable para remediar los efectos de encontrar riesgos durante la perforación de un pozo planificado. La determinación de estos factores para cada uno de tales riesgos de perforación es aquí referida para conveniencia como caracterización de los riesgos de perforación.

Los tipos de riesgos de perforación son bien conocidos en el arte. Las causas de cada tipo de riesgo de perforación son típicamente bien conocidas. Las causas individuales pueden ser predecidas cuantitativamente en algunos casos usando

métodos conocidos en el arte, donde un predeterminado conjunto de condiciones es usado en el análisis cuantitativo. En la invención, caracterización pre-perforación y mientras-perforación puede efectuarse usando las esperadas condiciones de perforación como un conjunto de condiciones predeterminadas para evaluar las probabilidades individuales de la existencia de cada causa de cada riesgo de perforación. Estas probabilidades individuales pueden combinarse en algunas incorporaciones usando un método de acuerdo a la regla de Bayer para caracterizar los riesgos de perforación para cualquier pozo perforado propuesto. En algunas incorporaciones, las probabilidades individuales pueden ser recalculadas durante la perforación de un pozo en particular, con base en datos obtenidos durante la perforación, de tal forma que los riesgos de perforación puedan ser recaracterizados.

Un marco de trabajo general en el cual un método de acuerdo con la invención puede ser usado es mostrado en el flujo grama de la Figura 1. como se explicó en la sección Antecedentes precedente, un riesgo de encontrar y las consecuencias asociadas con el encuentro de particulares riesgos de perforación puede caracterizarse usando datos de varias fuentes. Por ejemplo, datos relegados de pozo 12 pueden incluir información concerniente a la densidad del fluido de perforación (peso del lodo) respecto a la profundidad, datos de registro de pozo por línea de cable (incluyendo, por ejemplo, resistividad eléctrica, velocidad acústica, densidad, porosidad de neutrones, radiación gamma natural), datos de prueba de presión de fluido de formación, datos de prueba de "filtraciones" (pruebas de presión de fluido en cada profundidad de asiento de entubado de retención), datos de encuestas de pozos direccionales, y cualquier dato de riesgos de perforación encontrado durante la perforación de pozos en la vecindad de un pozo propuesto.

El término "riesgos de perforación" como es relacionado en esta invención, es generalmente definido en la sección Antecedentes previa e incluye, pero no se limita a, falla de componente BHA, recibir una patada, falla de fractura de formación (indicada en algunos casos por pérdida de circulación de fluido de perforación) y tuberías atascadas. Los datos relegados de pozo 12 pueden

también incluir trayectorias de pozo de perforación, tamaños de taladro, profundidades de entubados de retención, información de configuración de ensamble de fondo de agujero (BHA) (tales como tipos y números de collares de perforación, estabilizadores, información de motores de lodo, tipo y diámetro de taladro) y cualquier otro dato relacionado a la mecánica de los pozos para los cuales los datos han sido acumulados.

Los datos relegados de pozo 12, entre otros datos, son almacenados en una base de datos 18. La locación física de la base de datos 18 no significa una limitación de la invención, pero como un asunto de conveniencia puede ser ubicada en la facilidad de la oficina del operador del sistema o similar, y puede accesarse de forma tal que por medio de un MODEM / línea telefónica, conexión de Internet segura o conexión sin cables para uso en una locación remota incluyendo la locación del pozo de perforación propuesto.

Cuando un pozo propuesto va a ser perforado en un área no cercana a otro pozo perforado, los datos relegados de pozo 12 pueden usarse para hacer estimados de posibles propiedades de las formaciones terrestres en el pozo propuesto, usando métodos bien conocidos en el arte. Tales métodos incluyen hacer estimados de encuestas sísmicas de la probable litología y presiones de fluido de formación en la vecindad del pozo propuesto, y registrar la base de datos 18 en busca de datos de perforación de pozo de la litología más similar y regímenes de presión de fluido. Datos de encuesta sísmicas 14, obtenidas en la superficie terrestre, superficie oceánica o fondo oceánico en algunos casos, son también entrados a la base de datos 18. Como es conocido en el arte, datos de encuestas sísmicas son usados para hacer estimados de presiones de fluido de formaciones subterráneas y para hacer estimados de las profundidades y posiciones a las cuales formaciones terrestres meta pueden localizarse en el subsuelo. Aunque los datos de encuestas sísmicas 14 pueden almacenarse en la base de datos 18 en cualquier forma adecuada tales como registros de tiro brutos o secciones de registro correlacionadas, como asunto de conveniencia, los datos sísmicos 14 preferiblemente son almacenados en al menos una forma parcialmente interpretada. Estimados hechos de los datos sísmicos, incluyendo

pero sin limitarse a los anteriores ejemplos que son útiles para la planificación de un pozo, son preferiblemente almacenados en la base de datos 18.

Datos geológicos 16, incluyendo por ejemplo, inferencias sobre la litología, contenido de fluidos y grosor de las formaciones que se espera encontrar en el pozo propuesto, pueden también ser entradas y almacenadas en la base de datos 18 en cualquier forma conveniente. Cuando los datos de encuestas sísmicas 14 son entrados en la base de datos 18 en forma interpretada, puede ser conveniente incluir cualquiera de los datos geológicos 16 en una forma que pueda ser apropiadamente correlacionada a los datos sísmicos interpretados para propósitos de mejoramiento de la evaluación de riesgos de perforación, como se explicará más adelante.

La base de datos 18 también preferiblemente incluye datos sobre peligros de perforación 17 que pueden ser obtenidos de pozos cercanos o adyacentes, o de otros pozos perforados, estando preferiblemente tales otros pozos perforados, pero no necesariamente, en regímenes similares de litología y presión, y / o con similares formas de trayectoria.

El término "formas de trayectoria" como es aquí usado se refiere a la forma geométrica total a lo largo de la longitud del pozo de perforación e incluye factores tales como una extensión lateral desde una locación superficial y tener cambios en azimut y / o inclinación en exceso de las ratas particulares ("severidad de pata de perro"). Los datos de riesgos de perforación 17 pueden incluir por ejemplo, información sobre el tipo de riesgo encontrado, tiempo al cual fue encontrado el riesgo, configuración BHA al tiempo del riesgo, peso del lodo (densidad de fluido de perforación) al tiempo de encontrar el riesgo, información direccional de encuestas, desde el pozo en el cual fue encontrado el riesgo, la operación de perforación siendo realizada al tiempo en que el riesgo fue encontrado y las formaciones penetradas por el pozo al tiempo de ser encontrado el riesgo. Los datos de riesgos de perforación 17 incluyen también preferiblemente información sobre que acción correctiva fue tomada para eliminar el riesgo, si esta acción fue o no exitosa, y costos en, ambos o alguno de ellos, términos económicos y de

esfuerzo para tomar la acción correctiva (que puede requerir información el incremento en costos de correr la operación de perforación.)

Como es el caso para los datos geológicos 16, preferiblemente los datos de riesgos de perforación 17 están correlacionados a versiones interpretadas de los datos de encuestas sísmicas 14 al entrarse en la base de datos 18.

Los precedentes datos 12,14,16,17 cuando son almacenados en la base de datos 18, proporcionan una base para evaluar riesgos de perforación prospectivos en un pozo de perforación propuesto. Generalmente hablando, un pozo propuesto incluirá datos 20 sobre la trayectoria esperada del pozo de perforación, profundidades esperadas de entubado de retención, tamaños esperados de entubados de retención, pesos de lodo esperados respecto a la profundidad, formaciones esperadas a ser penetradas, presiones de fluido de formación esperadas y presiones de fractura, y costo de alcanzar las proyectadas formaciones meta. Los datos de pozo propuesto 20, también referidos aquí en forma colectiva como "plan de pozo" son entrados a un computador 10, que tiene acceso a los datos previamente descritos de la base de datos 18, para calcular el riesgo de encontrar peligros de perforación en el pozo propuesto, la locación de los peligros y la esperada magnitud y costo para remediar el peligro si es encontrado, como se muestra en forma general en 22. Hablando en forma general, los datos 20 del pozo propuesto son comparados con el análisis de riesgo de pozos adyacentes y cualquier otra información disponible sobre las formaciones en las cuales fueron encontrados los riesgos, para hacer un estimado cuantitativo del riesgo de encontrar peligros de perforación a lo largo del pozo propuesto.

En incorporaciones preferenciales de la invención, un programa opera el computador 10 para los cálculos relacionados a las características de los riesgos de perforación y desplegarlos, de una forma como se explicará más adelante. Los datos 20 típicamente incluyen elementos tales como la trayectoria del pozo, tamaños y profundidades de entubados de retención, la posición espacial de las formaciones meta, configuración del ensamble de fondo de agujero (BHA), presiones de fluido de formación, costos incrementales de perforación, tipos y tamaños de taladros de perforación y parámetros de operaciones de perforación

propuestos, incluyendo rata de flujo de lodo, velocidad rotativa (RPM) y fuerza axial sobre el taladro (peso sobre el taladro – "WOB")

Un método preferencial para calcular el riesgo de encontrar peligros en la perforación se basa en un método para generar y actualizar modelos terrestres comunes descritos en la aplicación de patente serial N° 09/ 502.920, registrada el 11 de febrero de 2000 y asignada al asignatario de la presente invención. Generalmente hablando, el método presentado en la aplicación '920 incluye la generación inicial de un modelo parametrizado de formaciones terrestres. El modelo inicial incluye un estimado de la incertidumbre de los parámetros modelo. Datos adquiridos de fuentes selectas relevantes al modelo de las formaciones terrestres son entonces incorporados en un modelo actualizado que incluye efectos sobre aquellas de los datos adquiridos. El modelo actualizado incluye un estimado actualizado de las incertidumbres de los parámetros modelo. Cuando se adquiere cualquier dato adicional, el modelo y las incertidumbres de los parámetros modelo son actualizadas para incluir cualquier efecto de los datos adicionales. El método descrito en la aplicación '920 está basado en la regla Bayes para calcular funciones de distribución de probabilidades.

En varias incorporaciones de un método de acuerdo con la invención, un modelo inicial de la estructura y contenido de fluido de las formaciones terrestres, incluyendo presiones de estas, puede hacerse a partir de los previamente descritos datos relegados de pozo y /o los datos de encuesta sísmica de superficie ("modelo tierra inicial") y cualquier dato de pozo correlativo de pozos más distantes, como se explicó previamente, donde datos de pozo relegados no están disponibles. El modelo de tierra inicial incluirá incertidumbres como varios parámetros de estructuras geológicas, tales como grosores de zona, posiciones espaciales de formaciones terrestres y presiones de fluidos. El riesgo de encontrar selectos peligros en la perforación y una consecuencia probable de encontrar alguno de los peligros seleccionados puede construirse usando técnicas conocidas en el arte basadas en un plan de pozo propuesto, datos disponibles de costos de perforación, y usando un más probable conjunto de parámetros para el modelo inicial de tierra.

Los riesgos pueden ser caracterizados de acuerdo a sí las condiciones probables para resultar en un riesgo existen, dado el inicial modelo de tierra y el inicial plan de pozo propuesto. Por ejemplo, un riesgo de tubería atascada diferencial puede existir donde un peso de lodo propuesto excede una probable presión de fluido de formación en una formación terrestre que es permeable. La magnitud de este riesgo puede ser incrementada donde la trayectoria del pozo propuesto incluye un alto grado de posible contacto entre la pared del pozo y el ensamble de herramienta de perforación. Tales condiciones existirán, por ejemplo, donde la trayectoria del pozo de perforación cambia rápidamente (alta "severidad de pata de perro"). Con base en el inicial modelo de tierra, y los propuestos peso de lodo y severidad de pata de perro, el riesgo de encontrar un peligro de tubería atascada puede caracterizarse de cualquier manera cuantitativa seleccionada. La magnitud del riesgo dependerá, al menos parcialmente, de la incertidumbre en el modelo de tierra. Aquellos calificados en el arte apreciarán que esta incertidumbre puede ser relacionada a la cantidad y relevancia de los datos usados para generar el modelo de tierra inicial. Como un ejemplo, teniendo una prueba de presión de fluido en una particular formación de tierra reducirá la incertidumbre de estimar la presión de fluido esperada en un pozo de perforación propuesto donde éste es altamente proclive a penetrar la misma formación terrestre. Predicciones sobre la existencia de una tubería atascada o un peligro de patada, que depende en gran parte sobre los estimados de presión de fluido de la formación, tendrán como resultado un mucho menor grado de incertidumbre que predicciones basadas solamente en estimación sísmica de la presión del fluido de formación. El método de actualizar modelos comunes de tierra presentado en la aplicación de patente '920, por ejemplo, incluye métodos para calcular incertidumbre del modelo basado en calidad y cantidad de datos usados para generar el modelo, basado en la regla de Bayes.

Un ejemplo de utilización del riesgo de perforación y las consecuencias así determinadas es mostrado en forma general en el flujo grama de la Figura 2. La información de riesgo calculada como previamente se explicó puede ser desplegada en cualquier manera conveniente para evaluación por un operador de

sistema. El término "operador de sistema" u "operador" como se usa en esta descripción es entendido para significar un supervisor de perforaciones de pozo, ingeniero de perforación, supervisor de anillo de perforación o cualquier otra persona encargada de diseñar un plan de pozo o construir un pozo de acuerdo a un plan de pozo.

Ejemplos de tales despliegues serán posteriormente explicados en más detalle. En 26, los datos de pozo perforado son actualizados. La actualización puede tomar una de dos formas generales. La primera de tales formas incluye los datos obtenidos mientras el pozo propuesto está realmente siendo perforado, o un segmento del mismo ha sido realmente perforado. Estos datos obtenidos pueden incluir (pero no están limitados a), por ejemplo, mediciones de registro de pozo de línea de cable, mediciones de encuesta sísmica de chequeo, mediciones de presión de fluido de formación, profundidades reales de entubados de retención, mediciones de pruebas de filtraciones, mediciones de presión de fluido de perforación y mediciones que relacionan la velocidad de movimiento de las tuberías a la presión de fluido de perforación del fondo del agujero (efecto lampazo y ola). Con base en los datos obtenidos del pozo perforado mientras está siendo perforado, el computador (10 en la Figura 1) puede recalcular los datos relevantes de riesgo de perforación (tales como los mostrados en la Figura 1 en 22.)

Los datos de riesgo recalculados 22 son desplegados para su evaluación en 28 en la Figura 2. En algunas incorporaciones, los datos recalculados de riesgo 22 pueden calcularse por el computador (10 en la Figura 1) sustancialmente en tiempo real mientras los datos obtenidos son medidos y transferidos al computador. Otras incorporaciones pueden permitir al operador del sistema instruir al computador (10 en la Figura 1) para realizar el recálculo a tiempos seleccionados, a seleccionados intervalos de tiempo, o como sea específicamente instruido el computador.

Una segunda forma de actualizar los datos de pozo propuesto incluyen ajustar cualquier aspecto, elemento o parámetro del propuesto plan de pozo, incluyendo, pero sin limitarse a, cambiar las propuestas profundidades de entubados de retención, configuraciones BHA, densidades de fluido de perforación a cualquier

profundidad en el agujero de perforación, cualquiera de los propuestos parámetros de operaciones de perforación tales como WOB y RPM y cualquier parte de la trayectoria de pozo propuesta.

El cambio del plan de pozo propuesto puede ser realizado antes de comenzar cualquier perforación de pozo, o puede ser realizado, como se explicará más adelante, durante el la actual perforación del pozo de forma tal que los ajustes a la porción incompleta del plan de pozo puedan ser hecha en el evento de que cualquier riesgo de perforación se haga más probable a ser encontrado, tener consecuencias más severas, o tener más altos costos de remediarse cuando se recalcula tomando en cuenta los datos obtenidos durante la perforación del pozo.

Para cualquier tipo de actualización de cálculo de riesgo de perforación, los datos de riesgo de perforación son desplegados para evaluación, como se muestra en 28 en la Figura 2. En 30 en la Figura 2, el operador de sistema o el operador de pozo hace la determinación sobre si cualquiera de todos los riesgos particulares desplegados tiene un aceptable pequeño nivel de riesgo, aceptables pequeñas consecuencias, aceptables pequeños costos de remediar, o cualquier combinación de éstos que a juicio del operador del pozo u operador del sistema no requiera cambiar el plan de pozo inicial. Si este es el caso, como se muestra en 34, el plan de pozo inicial permanecerá sin cambios, y la perforación puede continuar de acuerdo al plan de pozo inicial. Si cualquiera de los riesgos de perforación identificados llevan lo que se cree una combinación inaceptable de riesgos y /o consecuencias, y / o costos de reparación, el operador debe, como se muestra en 32, ajustar el plan de perforación y hacer que el computador (10 en la Figura 1) recaracterice los riesgos de perforación. Esto puede requerir una o más iteraciones de ajustar el plan de pozo 32 para encontrar un plan de pozo ajustado que tenga una aceptable combinación de riesgos de encontrar consecuencias y / o costos de reparación cualquier riesgo de perforación particular.

Como se explicó previamente, varias incorporaciones de la invención usan cualquier dato disponible en las formaciones terrestres y experiencias de perforación en otros lugares para hacer estimados cuantitativos del riesgo de, y las

consecuencias de, encontrar riesgos de perforación en un pozo particular. Una característica particular de la invención, que es explicada en términos generales haciendo referencia a la Figura 3, incluye la actualización de la información en la base de datos (18 en la Figura 1) y recaracterización de cualquier riesgo de perforación se determina en el pozo propuesto con base en los nuevos datos existentes en la base de datos (18 en la Figura 1). Recaracterización, como se explicó anteriormente, es típicamente realizada sobre el computador (10 en la Figura 1.) En algunas incorporaciones, como fue explicado previamente, los datos usados para la recaracterización pueden ser actualizados durante la perforación del pozo. En algunas incorporaciones, como también fue previamente explicado, los datos pueden ser sustancialmente actualizados en tiempo real, tal como se hace cuando instrumentaciones de medición – durante – perforación (MWD) y / o registro- durante perforación (LWD) son usadas en el BHA para perforar el pozo. En la Figura 3, la caracterización (cálculo) de datos de riesgo están desplegados en 36.

En algunas incorporaciones, la caracterización de riesgos de perforación puede cambiar como resultado de un "cercano error", como se muestra en 38. Un cercano error puede ser descrito como un evento durante la perforación del pozo que no dio como resultado una pérdida sustancial de tiempo de operaciones. O puede ser descrito como encontrar un riesgo de perforación teniendo consecuencias lo suficientemente pequeñas o insignificantes costos de reparación, como para considerarse convencionalmente como si no fuera un riesgo de perforación encontrado. Por ejemplo, "corte de gas" del lodo de perforación durante la perforación puede requerir algún aumento del peso del lodo para evitar consecuencias más serias, pero de otra forma puede no ser registrado en un típico registro de perforador como el equivalente de recibir una patada. Sin embargo, lodo de corte de gas es una indicación de aumento de presión de fluido de formación, y cuando los datos relacionados a la formación penetrada que resulta en corte de gas, y la magnitud del corte de gas, son entradas 46, en la base de datos (18 en la Figura 1), puede presentarse el caso de que el riesgo de recibir una patada en formaciones terrestres más profundas,

como recalculó 48 en el computador (10 en la Figura 1), puede incrementarse hasta un punto que a juicio del operador se haga un riesgo inaceptable. Esta situación puede, a juicio del operador, requerir un cambio en el plan de pozo propuesto. El cambio en el plan de pozo sería efectivo comenzando de la actual posición del pozo a lo largo del plan de pozo inicial al tiempo del evento de error cercano. Alternativamente, el pozo puede dejarse progresar como originalmente se planeó si las recalculadas consecuencias / riesgo son determinadas como aceptablemente pequeñas. En cualquier caso, los datos cercano error son usados para actualizar los datos en la base de datos (18 en la Figura 1) para permitir la recaracterización de riesgos de perforación respecto a los datos recién adquiridos. Como es el caso para cualquier otra forma de datos adquiridos durante la perforación del pozo, la recaracterización puede tener lugar sustancialmente en tiempo real, o puede ser realizada en tiempos seleccionados por el operador del sistema.

En otros casos de perforación, un riesgo real puede encontrarse, como se muestra en 40. La magnitud de las consecuencias del riesgo encontrado, y la acción necesaria para remediar las consecuencias de encontrar el riesgo, como se muestra en 44, son entonces entradas, como se muestra en 46, en la base de datos (18 en la Figura 1). Los datos de riesgos entrados son entonces usados para recaracterizar, como se muestra en 48, cualquier otro riesgo esperado a lo largo del remanente (sin perforar) del pozo propuesto. Puede ser también el caso de que encontrar un riesgo de cómo resultado nuevos riesgos siendo determinados como existentes donde la anterior caracterización no hizo tal determinación. En cualquier evento, los riesgos de perforación recaracterizados pueden causar que el operador del sistema elija cambiar uno o más aspectos de la parte remanente (todavía sin perforar) del inicial o ajustado plan de pozo. Ejemplo de riesgos de recaracterización incluyen, pero no se limitan a, recalcular el riesgo de recibir una patada donde los estimados de presión de fluido iniciales estaban basados principalmente en interpretación de encuestas sísmicas de superficie.

Como es conocido en el arte, mediciones de resistividad hechas durante la perforación de un pozo (tales como por LWD) pueden usarse para estimar la presión en formaciones a ser perforadas. Un estimado de presiones hecho durante la perforación a partir de resistividad MWD puede no reflejar la real presión de fluido de la formación porque la única "calibración" de la información de resistividad está basada en encuestas sísmicas de superficie. Recibir una patada, por ejemplo, proporcionaría una calibración de presión con respecto a la resistividad LWD, de tal forma que el remanente del pozo podría ser taladrado relativamente de una forma más segura, y cualquier pozo a ser perforado en el futuro en la misma área serían planificados con respecto a los datos de presión adquiridos como resultado de la patada. Similares resultados pueden también ser obtenidos usando pruebas de presión de fluido de formación o corte de gas en ausencia de realmente recibir una patada. En algunas incorporaciones, los datos de riesgos encontrados pueden resultar en recharacterización de riesgos en pozos propuestos que no están todavía perforados. En este evento, los operadores de tales todavía- sin – perforar – pozos pueden ajustar los planes de pozo iniciales de éstos de acuerdo al proceso descrito con respecto a la Figura 2 para reducir el riesgo calculado y / o las consecuencias de encontrar tales riesgos.

Una visión general de cómo un método acorde con la invención puede ser usado durante la perforación de un pozo para ajustar o actualizar un plan de pozo se muestra en la Figura 4. En 47, un despliegue interactivo incluye la posición a lo largo de la trayectoria de pozo propuesta de cualquier riesgo de perforación previamente determinado del análisis de datos relegados de pozos 64 cuando estén disponibles, o de otras fuentes tales como encuestas sísmicas y análisis geológicos de similares ambientes geológicos al del pozo que será perforado. Durante la perforación del pozo, la posición espacial de cada punto a lo largo de la parte realmente perforada de la trayectoria del pozo es determinada mediante mediciones de encuestas tales como un solo-tiro, encuestas magnéticas de tiros múltiples, encuestas giroscópicas o encuestas de mediciones- durante-perforación (MWD.) El formato real de despliegue usado es un asunto de escogencia del diseñador de sistema, pero como se explicó aquí previamente en la sección

Antecedentes, proyecciones tridimensionales (3-D) estructuras de formaciones subterráneas esperadas y trayectorias de pozo ploteadas encima de ellas, proporcionan ventajas en habilidad del operador del sistema para evaluar los riesgos de perforación y la acción correctiva para ellos. Un tipo de despliegue 3-D es descrito en, J. Holt et al, *Campo Mungo: Comunicación Mejorada a través de Visualización 3-D de Problemas de Perforación*, papel N° 62523, Richardson, Texas (2000). El despliegue descrito en la referencia de Holt et al incluye una proyección de una estructura subterránea 3-D con trayectorias de pozo propuestas ploteadas encima, incluyendo una representación color-codificada del tipo de riesgo, magnitud del riesgo de encontrar el peligro, y severidad de las consecuencias de encontrar el específico riesgo de perforación a lo largo de la propuesta trayectoria del pozo. Otros tipos ventajosos de despliegues de riesgos serán explicados más adelante. El operador tiene la habilidad, en esta incorporación, de ajustar cualquier elemento del plan de pozo inicial, incluyendo pero no limitándose a, trayectoria, configuración BHA y / o tipo de taladro, profundidades de entubados de retención, densidades de fluidos de perforación y cualquier otro parámetro operativo de perforación tal como velocidad rotatoria, peso sobre el taladro, y rata de flujo de lodo. El cambio de parámetros de operaciones de perforación establecidos con anterioridad puede afectar ROP en segmentos selectos del pozo, y puede ser en algunos casos determinado durante la recaracterización para reducir el riesgo de perforación y /o sus consecuencias. Los riesgos de perforación son recaracterizados y entonces desplegados para revisión por el operador del sistema. El operador del sistema puede cambiar cualquiera de los elementos del plan de pozo otra vez, y el computador (10 en la Figura 1) recaracterizará los riesgos de perforación y los desplegará en la forma seleccionada. Este proceso puede ser repetido, en algunas incorporaciones, hasta que el riesgo, consecuencias y / o costo para remediar cualquier riesgo de perforación sean aceptables para el operador del sistema. En algunas incorporaciones, un plan de pozo ajustado puede ser determinado cuando el riesgo de encontrar cualquier riesgo particular es minimizado. Alternativamente, un plan de pozo ajustado puede ser determinado cuando las consecuencias de

encontrar cualquier riesgo de perforación en particular son minimizadas. Otra alternativa más sería tener el plan de pozo ajustado de tal forma que el costo esperado para taladrar el pozo es minimizado. Tal cálculo de costo mínimo tomaría en consideración factores tales como los costos incrementales de perforar el pozo (tales como el costo diario de operar un collar de perforación), y la cantidad de tiempo de operación perdido esperado como resultado de encontrar y reparar cualquier riesgo de perforación en particular.

Como es conocido en el arte, la verdadera posición en el espacio de cada punto a lo largo del pozo está sujeta a cierto grado de incertidumbre como resultado de inherente imprecisión en la encuesta de medición hecha por el instrumento de encuesta seleccionado. La incertidumbre en una incorporación, como se muestra en 62, puede estimarse usando un método Bayesiano, como se explicó previamente, para proporcionar una distribución de probabilidad de la posible posición absoluta de cada punto a lo largo de la trayectoria del pozo de perforación. Otras incorporaciones pueden incluir el cálculo de incertidumbre posicional del pozo de acuerdo a los límites de precisión del instrumento de encuesta que son bien conocidos en el arte. La distribución de probabilidades de la posición del pozo afectará la probabilidad y el grado de severidad de encontrar los previamente determinados riesgos de perforación. Mientras el pozo está siendo perforado y la distribución de probabilidades 62 de la posición del pozo en el espacio es determinada, un recálculo del riesgo de encontrar y la severidad de las consecuencias de encontrar cualquiera de los riesgos de perforación es realizado y desplegado en 47. Una distribución de probabilidades de la posición posible del pozo en cada punto a lo largo de la trayectoria puede calcularse de acuerdo a un método adaptado de la aplicación de patente '920 referida aquí anteriormente, o por otros métodos conocidos en el arte.

Como es mostrado en la caja 47 en la Figura 4, alarmas u otros tipos de indicadores pueden también ser proporcionados o de otra forma incluidos con el exhibidor 47 para llamar particularmente la atención del operador del sistema de la existencia de cualquier riesgo de probabilidad preseleccionada, o consecuencia de una magnitud preseleccionada. En el exhibidor interactivo 47, el operador del

30

sistema puede ajustar cualquiera de los elementos del inicial o el ajustado plan de pozo, incluyendo trayectoria de pozo, densidad de fluido de perforación esperada, profundidades y tamaños de entubados de retención, entre otros elementos del plan de pozo. El ajuste es hecho para determinar cualquier cambio en el riesgo y / o consecuencias de peligros de perforación como resultado del ajuste de los elementos del plan de perforación. El operador del sistema puede entonces revisar el recalculado exhibidor 47, Como es el caso para el tipo de exhibidor, el tipo real de alarma o indicador es un asunto de discreción para el diseñador del sistema.

Un ejemplo adecuado de una alarma para representar la probabilidad de recibir una patada, por ejemplo, es mostrado en la Patente de los Estados Unidos N° 5.952. 569 emitida a Jervis et al. En términos generales, una alarma puede ser una representación sobre un exhibidor de una actuación de un dispositivo entendido a llamar la atención sobre el operador del sistema cuando un valor de un parámetro seleccionado cruza un umbral seleccionado.

Como se explicó previamente, posiciones en el espacio de varias formaciones terrestres meta y / o portadoras de riesgos pueden ser inicialmente estimadas usando datos de pozos adyacentes y / o datos de encuestas sísmicas conducidas en la superficie. Preferiblemente, estos estimados iniciales de posición son también hechos usando un análisis de distribución de probabilidades Bayesiano de las posiciones más probables. En algunas incorporaciones de la invención, una correlación entre la posición espacial de estas formaciones y los estimados iniciales derivados de encuesta sísmica de las posiciones espaciales, pueden actualizarse usando datos sísmicos durante la perforación, en 66. Datos sísmicos durante perforación pueden en algunas incorporaciones ser una encuesta "tiro de chequeo". En la cual un receptor sísmico es posicionado a intervalos seleccionados a lo largo del pozo de perforación, y una fuente sísmica es activada en la superficie terrestre u oceánica. Mediciones del receptor son usadas para determinar, entre otros datos, un tiempo de viaje sísmico desde la superficie hasta cada una de las posiciones seleccionadas en el pozo de perforación. Otros métodos sísmicos durante la perforación conocidos en el arte incluyen encuestas VSP fuente-taladro de perforación tales como un servicio

vendido bajo el nombre comercial de DBSeis por Schlumberger Technology Corporation, Sugar Land, TX, también asignatarios de la presente invención. Los datos sísmicos durante perforación son usados en 68 para recalcular o actualizar una conversión tiempo / profundidad de cualquier encuesta sísmica hecha enteramente sobre la superficie terrestre. Estimados previamente determinados de posiciones de formación en el espacio y estimados de litologías de formación esperadas y presiones de fluidos pueden ser redeterminadas, en 70, usando los datos sísmicos obtenidos durante la perforación del pozo. Como es el caso para la posición espacial de la trayectoria del pozo, en 62, las distribuciones de probabilidades de las posiciones en el espacio, litologías y presiones de fluido, son preferiblemente determinadas en 49 usando un método de cálculo de distribución de probabilidades Bayesiano tal como el discutido en la aplicación '920.

Con base en las determinaciones revisadas de las posiciones espaciales, litologías y presiones de fluido de formaciones a ser perforadas en el pozo, riesgo y severidad de los peligros pueden recalcularse y mostrarse en el exhibidor 47.

Métodos para estimar las presiones del fluido de formación antes de perforar un pozo, y para refinar estos estimados, basados en datos de formación obtenidos durante y después de la perforación, son conocidos en el arte. Los estimados revisados de posiciones en el espacio, en 49, pueden usarse junto con datos obtenidos durante la perforación del pozo, en 58, que pueden incluir mediciones de velocidad acústica, mediciones de resistividad de formaciones y mediciones de presión de pozo perforado, para revisar cualquier predicción hecha previamente de presiones de fluido de formación esperadas. Las revisiones a los estimados de presión de fluidos pueden también usarse para generar una distribución de probabilidades, en 52, de las presiones de fluido más probablemente esperadas, con respecto de la incertidumbre en las mediciones usadas para refinar los primeros estimados y la inherente incertidumbre en el método de hacer los estimados de presión. Los estimados revisados de presión de fluido de formación son usados, en 50, para estimar las mínimas y máximas densidades de fluido de perforación seguras ("ventanas de lodo seguras"). Los estimados revisados de mínimas y máximas densidades de fluido de perforación seguras pueden

entonces ser usados para recalcular el riesgo de encontrar, y la severidad si se encuentran, riesgos de perforación. Los riesgos y las severidades recalculadas son desplegadas en 47.

En 56, mediciones hechas durante la perforación del pozo pueden incluir, por ejemplo, mediciones de presión de pozo, imágenes (tales como de resistividad o reflectancia acústica) de la superficie del pozo, y parámetros de formación tales como velocidades de estiramiento y de compresión acústica. Tales mediciones pueden usarse para estimar estrés in situ de las formaciones terrestres, como se muestra en 54. Métodos para determinar estrés in situ de mediciones de registro de pozos y encuestas sísmicas son conocidas en el arte. Cálculo de estrés in situ es usado en algunas incorporaciones de la invención para determinar el riesgo de una causa de tuberías atascadas, por su nombre, colapso del pozo donde el estrés in situ puede exceder la fuerza de las formaciones penetradas por el pozo con respecto a la trayectoria del pozo. Métodos para determinar el riesgo de colapso de pozo, y el consiguiente riesgo y severidad de un peligro de tubería atascada. Son descritos, por ejemplo en N. Last et al, *Un Enfoque Integrado para Evaluar y Gerenciar Inestabilidad de Pozo en el Campo Cuisiana, Colombia, Sur América*, papel N° 30464, Sociedad de Ingenieros Petroleros, Richardson, TX (1995). Otros factores que pueden resultar en tuberías atascadas, y técnicas para mitigar los efectos de tuberías atascadas, se describen, por ejemplo, en la patente de los Estados Unidos N° 5.508.915 emitida a Tsao et al y Q. Sharif *Estudio de Caso de Problemas de Tuberías Atascadas y Desarrollo de Modelos Estadísticos para Predecir la Probabilidad de Quedarse Atascado, y Si es Así, la Probabilidad de Quedar Libre*, tesis de Ph.D, The Texas A&M University (1977). Riesgo de tubería atascada, y el grado de severidad de un evento de tubería atascada, como se explicó previamente, pueden ser desplegados en forma gráfica en 47. Para los otros riesgos de perforación, El riesgo y las consecuencias de encontrar tuberías atascadas son preferiblemente determinados de acuerdo a un cálculo de distribución de probabilidades Bayesiano, tal como el presentado en la aplicación de patente '920 referida con anterioridad.

Después de la caracterización, los riesgos de perforación deben ser desplegados de una forma adecuada para evaluación por el operador de pozo o de sistema. Una forma particularmente ventajosa de desplegar riesgos de perforación determinados usando el método de la invención se muestra en las Figuras 5-8. La Figura 5 muestra una "pista" de profundidad presentada como una escala convencional o calibrada en grid en profundidad medida (longitud a lo largo de la trayectoria del pozo) y verdadera profundidad vertical. Métodos para generar tales despliegues son bien conocidos en el arte. La Figura 6 muestra un ejemplo preferencial para indicar la probabilidad de y la severidad de riesgos de perforación encontrados a lo largo de la trayectoria del pozo de perforación. El exhibidor mostrado en la Figura 6 está preferiblemente correlacionado al exhibidor de profundidad de la Figura 5. Usando este tipo de exhibidor correlacionado por la profundidad, el operador de sistema será capaz de visualizar los riesgos de perforación que pueden encontrarse durante la perforación del pozo con respecto a su posición a lo largo de la trayectoria del pozo. En el exhibidor de la Figura 6, cada riesgo está categorizado por su severidad de efecto por un código sombreado o un código de color. La probabilidad de ocurrencia puede categorizarse por la del código color o código sombreado no usados para representar la severidad de consecuencias. Los números 1-9 en cada uno de los riesgos identificados corresponde a una descripción textual de cada riesgo y posible acción correctiva que puede ser tomada para evitar el riesgo o para aminorar sus efectos si se encuentra el riesgo. Un ejemplo de correspondiente descripción textual se muestra en la Figura 7, donde los riesgos 1-8 de la Figura 6 son descritos por texto indicado por el correspondiente numeral de referencia. La Figura 8 muestra un ejemplo de un despliegue de "estabilidad de pozo" que puede incluir, con respecto a profundidad (pista mostrada en la Figura 6) una presión de fluido de formación esperada, una presión de fractura de formación esperada y una densidad de fluido de perforación propuesta (peso de lodo). El exhibidor de la Figura 8 puede asistir al operador mostrando lugares donde diferencialmente se atascan tuberías, se recibe una patada y / o pérdida de

circulación puede encontrarse por una representación de las presiones esperadas.

En cada uno de los ejemplos desplegados en las Figuras 5-8, el operador de sistema puede cambiar varios elementos del propuesto plan de pozo, incluyendo trayectoria, densidades de fluido de perforación, profundidades de entubados de retención y diámetro del pozo perforado a lo largo del pozo para evaluar los riesgos y consecuencias de encontrar peligros en la perforación. En casos donde los riesgos y / o consecuencias de peligros particulares se crean muy altos, el operador del sistema puede cambiar uno o más elementos del plan de pozo, como se explicó previamente, y revisar los recalculados riesgos de perforación y sus consecuencias. Por ejemplo, después de cambiar uno o más elementos del plan de pozo propuesto, algunos de los riesgos de perforación (1-8 en la Figura 6) puede no aparecer más en el despliegue de riesgos. Por lo contrario, otros riesgos no mostrados previamente pueden aparecer en el despliegue de riesgos.

El operador de sistema puede en respuesta escoger para después cambiar los uno o más elementos del plan de pozo propuesto, otra vez evaluando los riesgos desplegados hasta que un adecuado plan de pozo es determinado.

De forma similar, como se explicó con referencia a las Figuras 2 y 4, durante la perforación de un pozo, mediciones de propiedades de formación terrestre y tiempo de viaje sísmico pueden ser hechas. Estas mediciones pueden ser usadas en algunas incorporaciones para recalcular el riesgo y las consecuencias de los varios riesgos de perforación a ser encontrados en la porción todavía no perforada del pozo. Es también posible, en algunos casos, que un nuevo riesgo de perforación se identifique como probablemente basado en las mediciones hechas durante la perforación, o que un riesgo identificado previamente es después determinado como poco probable que esté basado en las mediciones hechas durante la perforación. Tales determinaciones de riesgo de perforación y consecuencias serán desplegadas (47 en la Figura 4) donde el operador del sistema pueda elegir para cambiar al menos un elemento de la porción remanente del plan de pozo en respuesta a aquello. Justamente como para un plan de pozo inicial, el operador del sistema puede cambiar los uno o más elementos del plan

para la porción no perforada del pozo, re-evaluar riesgos, y continuar el cambio y re – evaluación hasta que un plan adecuado para la porción no perforada del pozo es obtenido.

Un plan de pozo adecuadamente ajustado para la perforación de un pozo puede ser determinado con respecto a un número de criterios diferentes. En algunos casos, el operador de pozo puede desear reducir la cantidad total de tiempo perdido (tiempo gastado no en activa perforación de pozo adicional) causada por la necesidad de remediar los efectos de haber encontrado riesgos de perforación. Cuando cada tipo de riesgo de perforación es caracterizado, las consecuencias probables preferiblemente incluyen el tipo y cantidad de esfuerzo necesario para remediar el problema causado por el riesgo de perforación. Por ejemplo, recibir una patada una calculable cantidad de tiempo necesario para circular hacia fuera la entrada de flujo en el pozo, y una cantidad de material de peso necesaria para aumentar la densidad del fluido de perforación para sobreponerse a la presión de fluido de formación. Como otro ejemplo, un riesgo de tubería atascada puede incluir una cantidad de tiempo de circulación y agitación necesario para desalojar la tubería atascada, y posiblemente colocar un adicional entubado de retención o incluir un agente lubricante para reducir la probabilidad de atascar nuevamente la tubería. Como otro ejemplo más, debe saberse que mantener una selecta velocidad de perforación rotatoria (RPM) aumenta la rata de perforación de penetración (ROP), pero cuando son usadas particulares configuraciones BHA, una destructiva falla BHA resultante de la vibración puede ser el resultado.

Una cantidad de tiempo y costo necesarios para reemplazar los componentes BHA rotos puede ser estimada antes del riesgo y formarán parte del proceso de toma de decisiones del operador.

En cada uno de los ejemplos de riesgos anteriores, el operador puede elegir aceptar el riesgo de peligro, con base en un cálculo del computador (10 en la Figura 1) que un más probable resultado proporcionará un mínimo costo económico para perforar el pozo de acuerdo a un plan de pozo optimizado. Un costo económico dependerá de, entre otros factores principales, un costo de operar un collar de perforación usado para perforar el pozo. En algunos casos, el

operador puede determinar que un particular grado de riesgo es inaceptable porque la cantidad de tiempo probablemente necesaria para reparar las consecuencias de encontrar un particular riesgo de perforación. En algunos casos, por lo tanto, el operador puede ajustar el plan de pozo para proporcionar una mínima cantidad de probable tiempo operacional perdido. En otros casos, debe conocerse que ciertos tipos de peligros de perforación tienen tales extremas probables consecuencias, que es preferible ajustar el plan de pozo para minimizar el riesgo de encontrar tales peligros, aún si el más probable costo económico y /o pérdida de tiempo será de otra forma aceptable.

Un ejemplo de tal caso sería incluir recibir una patada en un pozo de perforación localizado en aguas oceánicas muy profundas, donde las presiones de fractura de las formaciones terrestres por debajo del lecho marino están relativamente limitadas por la baja sobrecarga del agua marina por encima.



REIVINDICACIONES

Lo reivindicado es:

- 1. Un método para optimizar un plan de pozo para un pozo de perforación, comprendiendo:**
 - seleccionar un plan de pozo inicial comprendiendo al menos una trayectoria de pozo;**
 - determinar para el plan de pozo inicial una posición a lo largo de la trayectoria, una posibilidad de ocurrencia, y una severidad de consecuencias de encontrar al menos un riesgo de perforación;**
 - ajustar al menos un parámetro del plan de pozo inicial;**
 - redeterminar la posición, probabilidad y severidad del al menos un riesgo de perforación; y**
 - repetir el ajuste y la redeterminación hasta que al menos uno de: un más probable costo de perforar un pozo, una cantidad de tiempo perdido y una posibilidad de encontrar el al menos un riesgo de perforación, es minimizado.**
- 2. El método como es definido en la reivindicación 1 en donde la determinación y la redeterminación de la posición, posibilidad y severidad son efectuadas mediante la determinación de una incertidumbre Bayesiana de éstas con base en una correlación del plan de pozo sobre un modelo de formaciones terrestres a lo largo de la trayectoria del pozo de perforación.**
- 3. El método como es definido en la reivindicación 2 en donde el modelo terrestre es generado de al menos uno de: datos de pozos adyacentes, datos de encuestas sísmicas, y datos de pozos correlativos de similares formaciones terrestres distantes de una locación del pozo de perforación propuesto.**
- 4. El método como es definido en la reivindicación 1 en donde el al menos un parámetro de plan de pozo comprende uno de: profundidad de entubado de retención, severidad de pata de perro y peso de lodo.**

5. El método como es definido en la reivindicación 3 en donde el al menos un parámetro de plan de pozo incluye al menos un parámetro de operaciones de perforación.
6. El método como es definido en la reivindicación 3 en donde el al menos un parámetro de operaciones de perforación comprende al menos uno de: peso sobre el taladro y velocidad de rotación.
7. El método como es definido en la reivindicación 1 en donde el al menos un riesgo de perforación comprende al menos uno de : tubería atascada, circulación perdida, recibir una patada y falla BHA.
8. El método como es definido en la reivindicación 1 además comprendiendo desplegar en forma gráfica al menos una de la posición, posibilidad y severidad de el al menos un riesgo de perforación para evaluación por un operador del sistema.
9. El método como es definido en la reivindicación 8 en donde el despliegue comprende presentar un cilindro gráfico sobre la representación en la posición, un diámetro del cilindro relacionado con la posibilidad, una longitud del cilindro relacionada con la severidad y un color del cilindro relacionado a un tipo del al menos un riesgo de perforación.
10. El método como es definido en la reivindicación 8 en donde el despliegue comprende presentar con respecto a la profundidad en el pozo de perforación al menos uno de un color codificado y un indicador sombreado codificado.
11. Un método para perforar un pozo, comprendiendo
 - seleccionar un plan de pozo inicial comprendiendo al menos una trayectoria de pozo de perforación;
 - comenzar la perforación del pozo de acuerdo al plan de pozo inicial;
 - medir al menos uno de un parámetro operacional de perforación y una característica de formación terrestre durante la perforación;
 - determinar al menos una de una posición a lo largo de la trayectoria, una posibilidad de encontrar y una severidad de ocurrencia de al menos un riesgo de perforación en respuesta a la medición;

- ajustar al menos un parámetro del plan inicial de pozo para una porción no terminada del pozo;
- redeterminar la posición, posibilidad y severidad del al menos un riesgo de perforación;
- repetir el ajuste y redeterminación hasta para la porción sin terminar del pozo al menos uno de: un más posible costo de perforación, una cantidad de tiempo perdido y una posibilidad de encontrar el al menos un riesgo de perforación es minimizada; y
- perforar la porción sin terminar del pozo de acuerdo al plan de pozo ajustado.

12. El método como es definido en la reivindicación 11 en donde la determinación de la posición, posibilidad y severidad son realizadas mediante la determinación de una incertidumbre Bayesiana de éstas basada en una correlación del plan inicial de pozo con un modelo de formaciones terrestres a lo largo de la trayectoria del pozo de perforación.
13. El método como es definido en la reivindicación 12 en donde el modelo de tierra es generado de al menos uno de : datos de pozos adyacentes, datos de encuestas sísmicas y datos de pozos correlativos de similares formaciones terrestres distantes de una locación del pozo propuesto.
14. El método como es definido en la reivindicación 13 en donde el modelo de tierra es redeterminado usando datos de la medición, y la incertidumbre Bayesiana es determinada correlacionando el plan de pozo inicial ajustado al redeterminado modelo de tierra.
15. El método como es definido en la reivindicación 11 en donde el al menos un parámetro de plan de pozo comprende uno de : profundidad de entubado de retención, severidad de pata de perro y peso de lodo.
16. El método como es definido en la reivindicación 11 en donde el al menos un parámetro de plan de pozo incluye al menos un parámetro de operaciones de perforación.

17. El método como es definido en la reivindicación 16 en donde el al menos un parámetro de operaciones de perforación comprende al menos uno de: peso sobre el taladro y velocidad de rotación.
18. El método como es definido en la reivindicación 11 en donde el al menos un riesgo de perforación comprende al menos uno de : tubería atascada, circulación perdida, recibir una patada y falla BHA.
19. El método como es definido en la reivindicación 11 además comprendiendo desplegar en forma gráfica al menos una de la posición, posibilidad y severidad de el al menos un riesgo de perforación para evaluación por un operador del sistema.
20. El método como es definido en la reivindicación 19 en donde el despliegue comprende presentar un cilindro gráfico sobre la representación en la posición, un diámetro del cilindro relacionado con la posibilidad, una longitud del cilindro relacionada con la severidad y un color del cilindro relacionado a un tipo del al menos un riesgo de perforación.
21. El método como es definido en la reivindicación 8 en donde el despliegue comprende presentar con respecto a la profundidad en el pozo de perforación al menos uno de un color codificado y un indicador sombreado codificado.

**METODO INTERACTIVO PARA DESPLEGAR, INTERROGAR Y
PRONOSTICAR EVENTOS DE PERFORACIÓN E INFORMACIÓN DE
RIESGOS EN TIEMPO REAL**

RESUMEN

Es presentado un método para la caracterización de un riesgo de perforación. El método incluye la determinación de un plan de pozo incluyendo al menos una trayectoria de pozo de perforación. Una posibilidad de ocurrencia de al menos un riesgo de perforación es estimada. Una severidad de al menos un riesgo de perforación es estimada. El riesgo es desplegado sobre una representación de la trayectoria del pozo de perforación, indicando sobre ella una posición de, la posibilidad y la severidad de el al menos un riesgo de perforación.

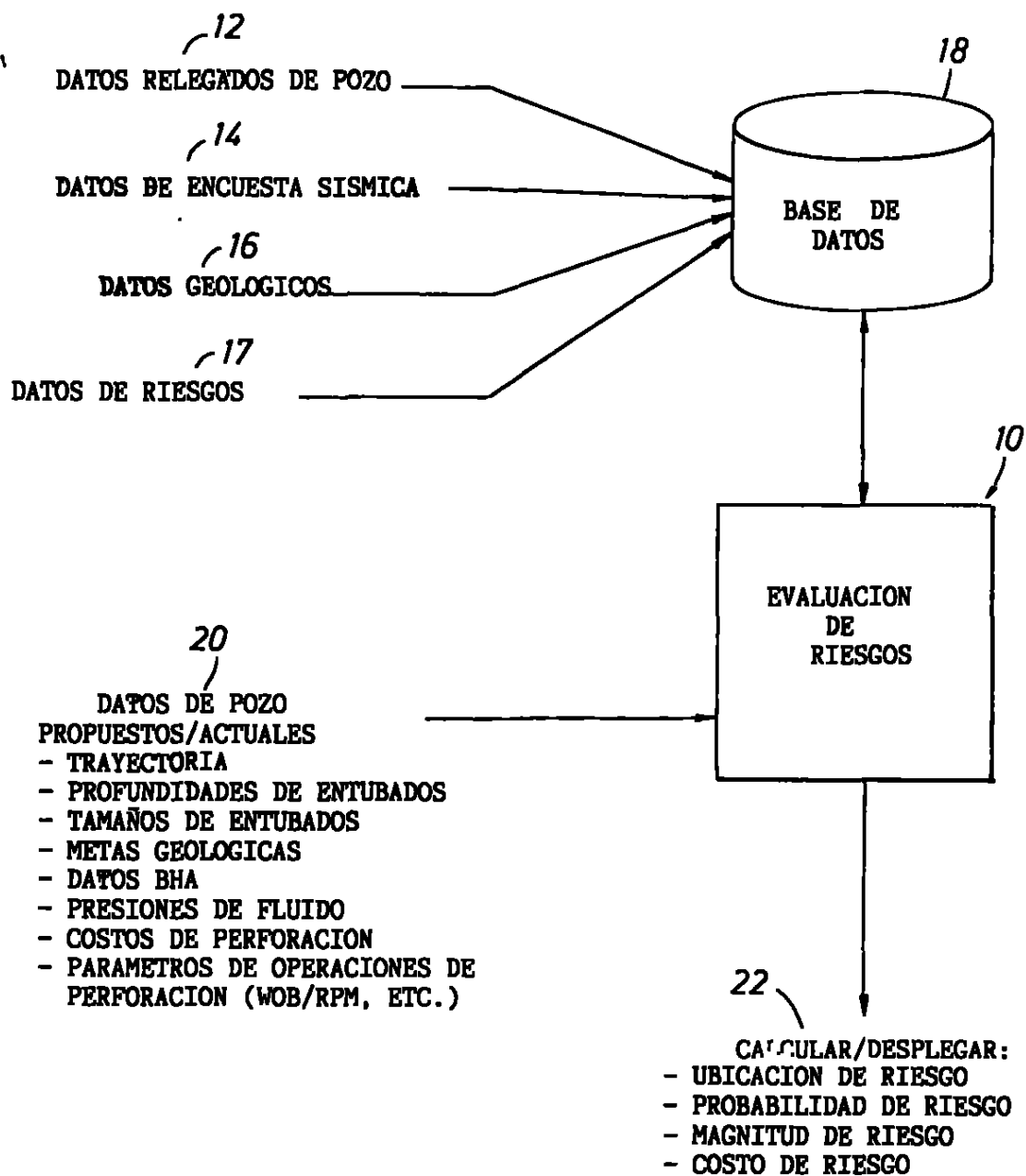


FIG.1

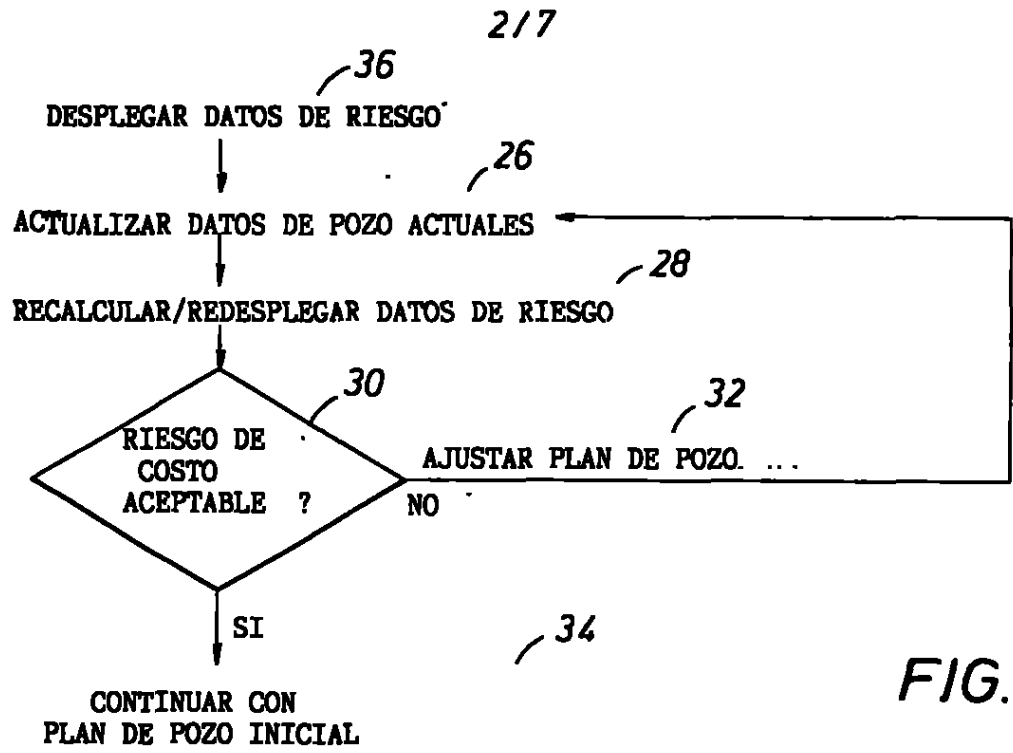


FIG. 2

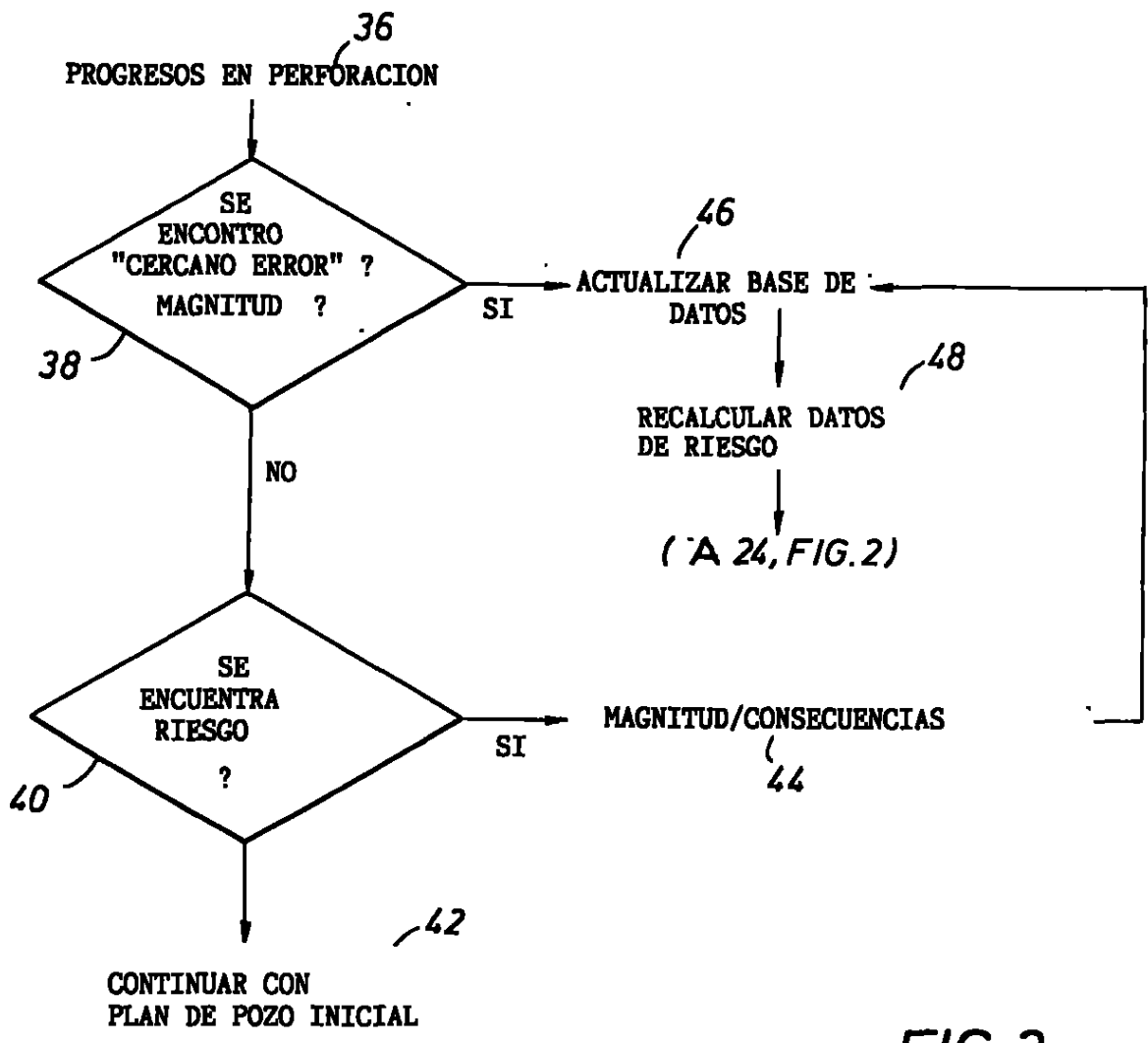


FIG. 3

FIG. 4

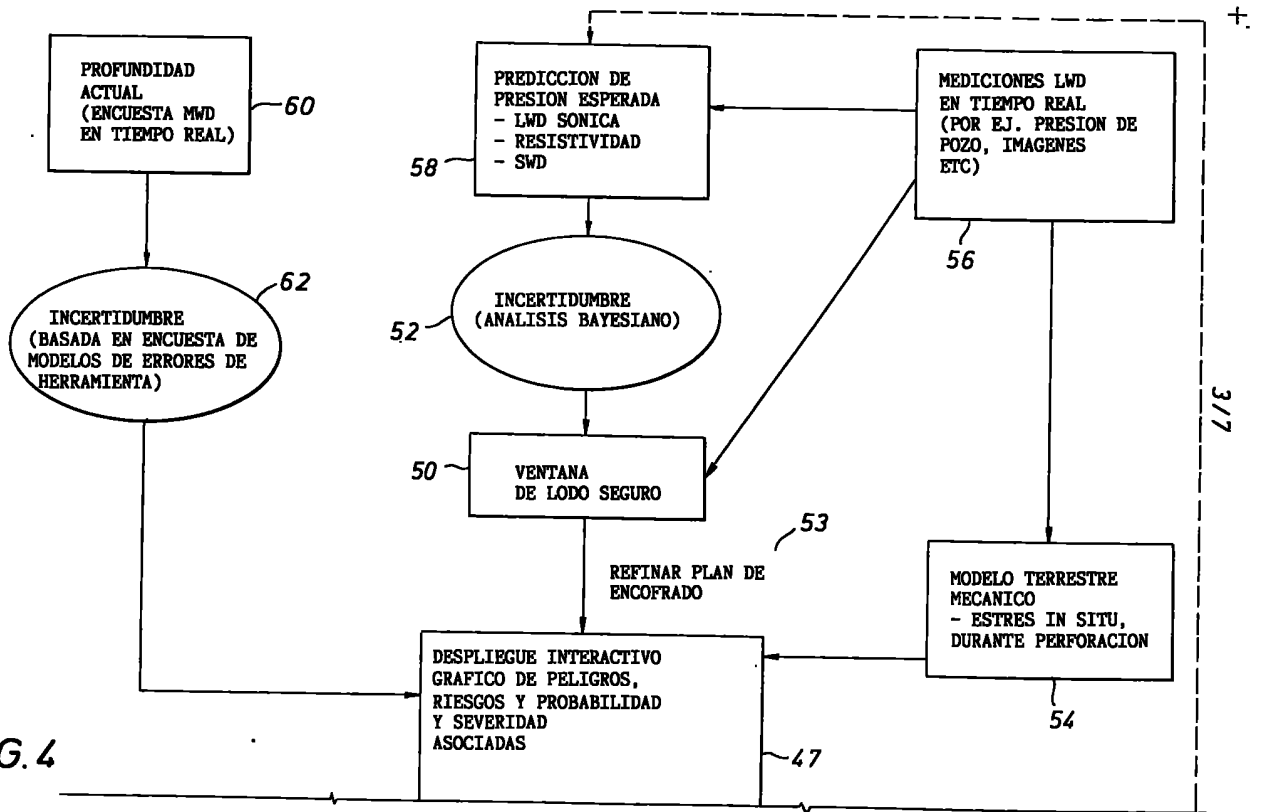
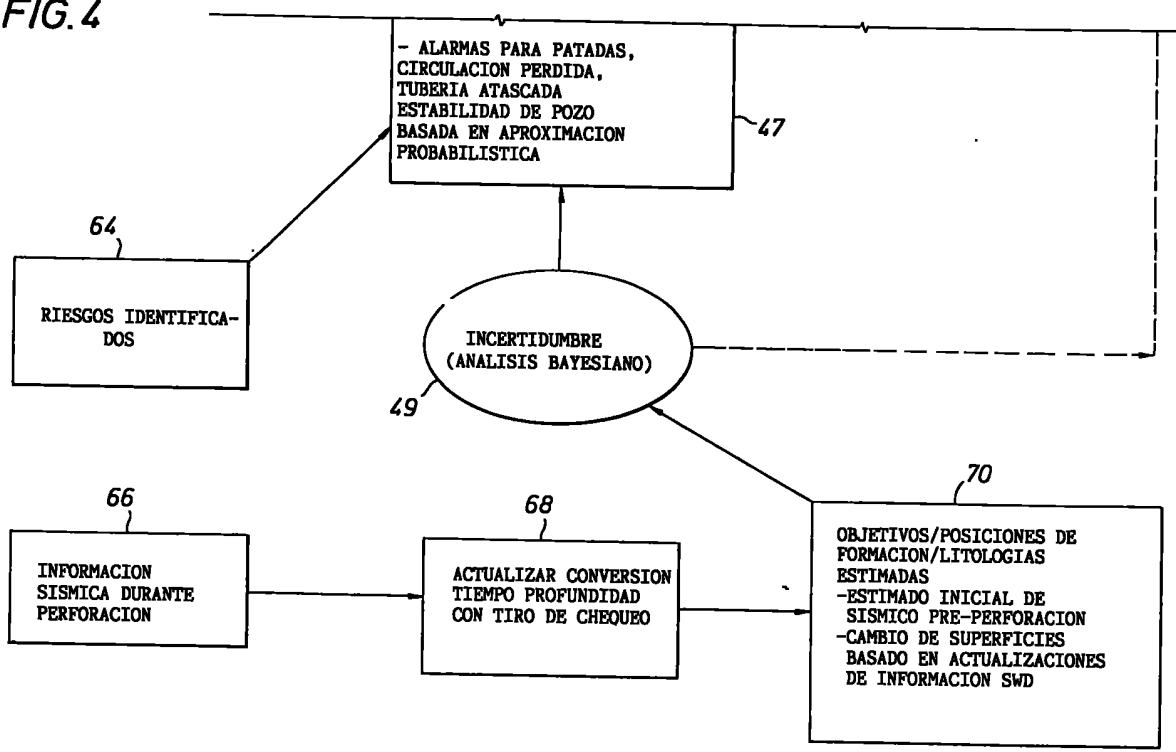


FIG. 4



417

+

[Handwritten signature]

+

46

FIG.7

7	2725-2850m	2040-2157m	7) Potencial DESENROSQUE DE TUBERÍA al utilizar peso de lodo de 1.65 sg	-Monitoreé volumen de derrumbes - Observé morfología de derrumbes
8	2883-2925m	2189-2228m	8) Potenciales pérdidas de lodos en Balder/sele fracturado si ECD supera 1.68 sg.	-Mantenga ECD BAJO -Observe pérdidas -LCM PUEDE ser necesario.

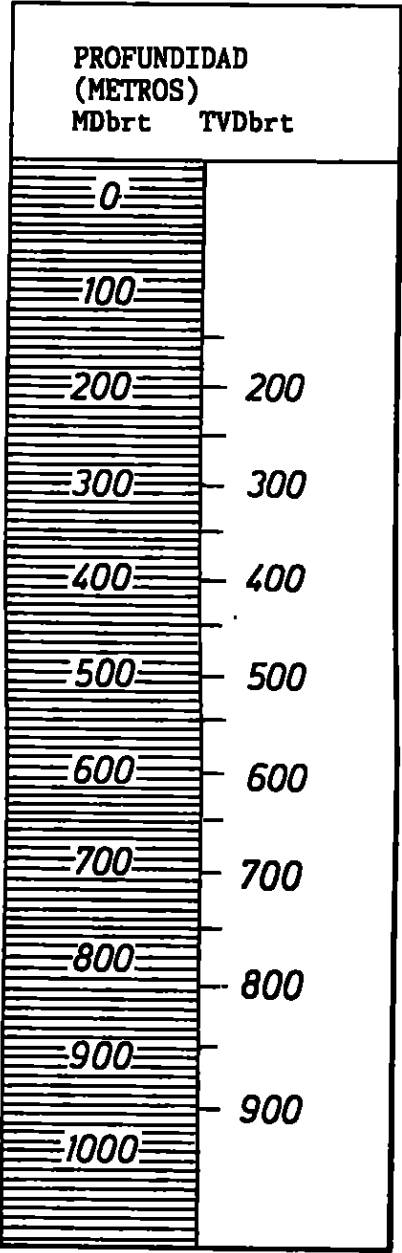


FIG. 5

+

FIG.7

1	1350-1650m	1103-1253m	1) PERDIDAS POTENCIALES DE LODO USANDO 1.65sg PESO DE LODO	- MANTENER ECD BAJO - OBSERVAR POR PERDIDAS - LCM PODRIA SER NECESARIO - MANTENER BUENA LIMPIEZA DE HUECO
2	1025-1900m	941-1394m	2) INCLINACION DE POZO ENTRE 55-65 GRADOS POSIBLE	- ASEGURAR BUENA LIMPIEZA DE HUECO Y
3	1675-1828m	1266-1351m	3) Potenciales PERDIDAS DE LODOS si ECD supera 1.68 sg.	-Mantenga ECD bajo (1.68sg) -Observe pérdidas -Es posible que LCM sea necesario.
4	1850-2070m	1364-1505m	4) Potencial DESENROSQUE DE TUBERIA AL utilizar peso delodo de 1.65 sg.	- Monitoreé los volúmenes de derrumbes. -Observe la morfología de los derrumbes. -Evite limpiar durante TOH -Importante buena limpieza del pozo.
5	1980-2505m	1444.5-1844.5m z	5) Pérdidas potenciales debidas a FALLAS DE LA ZONA.	-Mantenga ECD por debajo de 1.70 sg. -Monitoreé las pérdidas de lodo cuidadosamente. -Monitoreé derrumbes relacionados con fracturas. -No se recomienda incremento en el peso del lodo debido a la desestabilización del material fallado a través de la zona de fallas. -No se rote BHA a través de la zona de falla.
6	1990-2070m	1450-1500m	6) Posible falla de formación paralela de lechos. Alto volumen de derrumbes, peligro de obturación.	-Monitoreé morfología de derrumbes relacionada con falla paralela de lechos. -Mantenga buena limpieza del pozo, reduzca ROP si el volumen de derrumbes llega a ser excesivo con el aumento de limpieza del pozo. -No incremente el peso del lodo.

+

RIESGOS DE PERFORACION			
PERDIDA DE CIRCULACION	TUBERIA ATASCADA	ESTABILIDAD Y PERDIDAS DE POZO	OTROS
1	3	2	
	4		
6	5	8	7
9			

FIG. 6

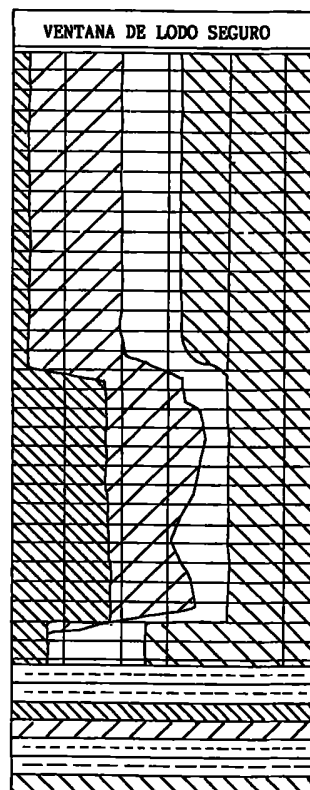


FIG. 8

7/7

48

49
2

APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 octobre 1961)

1. Country: *United States of America*

This public document

2. has been signed by M. K. Hawkins

3. acting in the capacity of Certifying Officer

4. bears the seal/stamp of Patent and Trademark Office

Certified

5. at Washington, D.C.

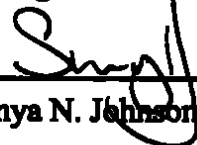
6. the tenth of December, 2001

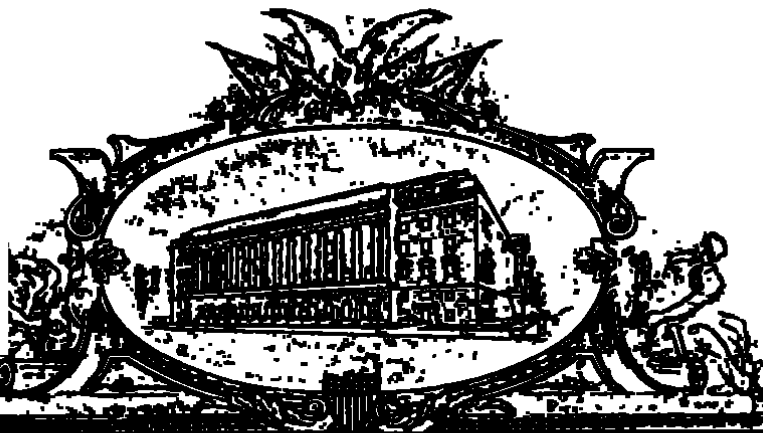
7. by *Assistant Authentication Officer, United States Department of State*

8. No. 02004421-1

9. Seal/Stamp:

10. Signature:


Sonya N. Johnson



THE UNITED STATES OF AMERICA

TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS SHALL COME:

UNITED STATES DEPARTMENT OF COMMERCE

United States Patent and Trademark Office

November 26, 2001

**THIS IS TO CERTIFY THAT ANNEXED HERETO IS A TRUE COPY FROM
THE RECORDS OF THE UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK
OFFICE OF THOSE PAPERS OF THE BELOW IDENTIFIED PATENT
APPLICATION THAT MET THE REQUIREMENTS TO BE GRANTED A
FILING DATE UNDER 35 USC 111.**

APPLICATION NUMBER: 09/772,546

FILING DATE: January 30, 2001



**By Authority of the
COMMISSIONER OF PATENTS AND TRADEMARKS**

M. K. Hawkins

**M. K. HAWKINS
Certifying Officer**

01/30/01

01-31-01

A 5

Schlumberger Oilfield Services

Sugar Land Product Center
Intellectual Property Law & Contracts
200 Gillingham Lane
Sugar Land, Texas 77478
(281) 285-8500

Schlumberger

Assistant Commissioner for Patents
Box Patent Application
Washington, DC 20231

Docket No.: 19.0299
Total Pages = 49

1c796 U.S. PTO
09/772546

Re: Application of: Walter D. Aldred, William Wright, Iain Reznor Cooper, John Fuller and Shuja Gorrays
For: Interactive Method for Real-Time Displaying, Querying and Forecasting Drilling Event and Hazard Information
Full Names of Inventor(s): Walter D. Aldred, William Wright, Iain Reznor Cooper, John Fuller and Shuja Gorrays

☒ 37 CFR 1.53(b) UTILITY PATENT APPLICATION TRANSMITTAL, or

☐ 37 CFR 1.53(b) CONTINUING APPLICATION OF PRIOR APPLICATION

NO. _____
☐ Continuation
☐ Divisional
☐ Continuation-in-part (CIP)

In accordance with 37 CFR 153(b) enclosed are:

- 1 ☒ Fee Transmittal Form (Original & Duplicate) = 4 pages
2 ☒ Patent Application Total No. Pages = 33
3a ☒ Informal Drawings Total No. Pages = 8
3b ☐ Formal Drawings Total No. Pages =
4 ☒ Oath or Declaration Total No. Pages = 4 (Unsigned-includes Power of Attorney)
4a ☐ Newly Executed (Original or Copy)
4b ☐ Copy from Prior Application (37 CFR 1.63(d)) for Continuation/Divisional noted above
4c ☐ Deletion of Inventors (Signed Statement Deleting Inventors Named in Prior Application
37 CFR 1.63(d)(2) and 1.33(b)
5 ☐ Incorporation by Reference (Unable if 4b is checked) Entire Disclosure of Prior Application, from which a copy of the oath for declaration is supplied is considered as being part of the disclosure of the accompanying application and is hereby incorporated by reference therein
6 ☐ Amend the specification by inserting before the first line the sentence:
This is a ☐ continuation ☐ continuation-in-part ☐ division of
application serial no. _____ filed _____
7 ☐ The prior application is assigned to SCHLUMBERGER TECHNOLOGY CORPORATION.

Accompanying Application Parts

- 6 ☐ Assignment Papers (Cover Sheet & duplicate & document(s)) =
7 ☐ 37 CFR 3.73(b) Statement
☐ Power of Attorney
8 ☒ Information Disclosure Statement (IDS) & duplicate & PTO-1449 = 4 pp.
☒ Copies of 11 Citations
9 ☐ Preliminary Amendment
10 ☒ Return Receipt Postcard (MPRP 503)
11 ☐ English Translation Document
12 ☐ Certified Copy of Priority Document (If Foreign Priority is Claimed)
13 ☐ Other:

09772546-013001

25

CLAIMS AS FILED				
(1) FOR	(2) NUMBERS FILED	(3) NUMBER EXTRA	(4) RATE	(5) TOTAL
BASIC FEE				\$710
TOTAL CLAIMS	33-20-	13	x\$18	234
INDEPENDENT CLAIMS	3-3-	0	x\$80	
ADDITIONAL FEE FOR FILING ONE OR MORE MULTIPLE DEPENDENT CLAIMS \$270				
TOTAL FILING FEE				\$944
RECORDING FEE	☐ SEE ATTACHED PTO 1595 ☒ TO BE SUBMITTED LATER			

Please charge Deposit Account No. 19-0610 for the above written total amount and any additional fees or credit any over-payment to Deposit Account No. 19-0610.

Please send all correspondence to the following correspondence address: Office of Patent Counsel, Schlumberger Oilfield Services, P.O. Box 2175, Houston, TX 77252-2175. Our Customer Service No. is 23718.

"EXPRESS MAIL" Mailing Label
 Number HF 416646994 US
 Date of Deposit: January 30, 2001
 I hereby certify that this paper or fee is being deposited with the United States Postal Service
 "Express Mail Post Office to Addressee" Service


 Pam Rahmatdoost

Respectfully Submitted,

Signature: 
 Name: Brigitte L. Jeffery
 Reg. No. 38,925
 Date: January 30, 2001

09772546-013001

**APPLICATION
FOR
UNITED STATES LETTERS PATENT**

**TITLE: INTERACTIVE METHOD FOR REAL-TIME
DISPLAYING, QUERYING AND FORECASTING
DRILLING EVENT AND HAZARD
INFORMATION**

**APPLICANT: WALT ALDRED; WILLIAM WRIGHT; IAIN
REZMER-COOPER; JOHN FULLER; SHUJA
GORAYA**

"EXPRESS MAIL" Mailing Label Number: EF 416646994 US

Date of Deposit: 1/20/01

0972546-04301
000000-9452260

**INTERACTIVE METHOD FOR REAL-TIME DISPLAYING, QUERYING
AND FORECASTING DRILLING EVENT AND HAZARD
INFORMATION**

5

FIELD OF THE INVENTION

The invention is related generally to the field of drilling wellbores through earth formations. More specifically, the invention is related to methods for identifying drilling hazards, assessing the likely consequences of the hazards, and adjusting a well plan to reduce the consequences of the hazards.

10

BACKGROUND OF THE INVENTION

Wellbore drilling through earth formations for extracting fluids includes making a well plan or prognosis prior to starting drilling. A well plan generally includes the spatial position of earth formations that the wellbore is to penetrate, the path or trajectory of the wellbore from the earth's surface to the prospectively penetrated formations, and the depths in the wellbore, and sizes thereof, of protective pipe, or casing, which is used to protect the penetrated formations and to provide a conduit for formation fluids to flow to the earth's surface.

The ultimately planned wellbore trajectory depends on, among other factors, available drilling locations at the earth's surface (or the geographic location of a drilling vessel or drilling platform in offshore wells), and the relative spatial positions of the prospectively drilled formations. The casing depths depend on, among other factors, fluid pressures in the pore spaces of all the permeable formations to be drilled along the trajectory, formation fracture pressures and mechanical properties, and the ultimate depth and lateral extent of the wellbore.

In developing a well plan, a wellbore designer takes into account the possibility that the formations to be penetrated have excessive fluid pressure in the pore spaces, and whether exposed (already drilled), but shallower depth

formations, are able to withstand (avoid fracturing by) hydrostatic pressure needed in the wellbore to control such excess pressures. Failure to withstand the hydrostatic pressure in the wellbore may result in loss of drilling fluid ("lost circulation"). Similarly, the well designer must consider whether exposed
5 formations have fluid pressure such that control of higher pressure formations in the wellbore may increase the risk of having a drilling assembly become stuck in the wellbore due to differential fluid pressure across the lower pressure formations ("stuck pipe"). Other causes of stuck pipe can include caving of susceptible formations, which may result from chemical interaction of the formation with
10 components of the drilling fluid, or from penetrating a formation having high mechanical stresses therein.

Failure to have sufficient hydrostatic pressure in the wellbore when drilling through certain formations may result in fluid influx to the wellbore (taking a "kick"). Taking a kick can be dangerous, particularly when the kick includes large
15 quantities of gas, because hydrostatic pressure can be further reduced in the wellbore, causing consequent increase in influx. The ultimate result may be a "blowout" or uncontrolled discharge of fluid from the wellbore, or the kick may ultimately fracture a shallower, weaker formation.

Mechanical properties of the formations to be drilled, in combination with
20 the well trajectory, can affect the dynamic response of the drilling assembly. In some cases, drill bits can wear out prematurely, or excessive vibrations in the drilling assembly can result in catastrophic component failure during wellbore drilling.

Undesirable occurrences during drilling, such as the foregoing examples,
25 may be broadly characterized as "drilling hazards". In developing a well plan according to prior art methods, the wellbore designer uses available information about the subsurface earth formations and the proposed trajectory to avoid hazards

which are known to exist or which have a very high probability of being encountered during drilling. For example, drilling through certain formations with insufficient hydrostatic pressure in the wellbore will most likely result in taking a kick in those formations. Prior art wellbore design techniques to avoid kicks
5 include having sufficient hydrostatic pressure in the wellbore when drilling through such formations, while making sure that the hydrostatic pressure does not exceed estimated fracture pressure of any exposed earth formations. Information used in wellbore design to avoid known hazards includes earth formation characterization information, such as well logs and cuttings analysis from other
10 wellbores in the vicinity of the proposed wellbore, surface seismic surveys, and formation pressure and/or production tests from nearby wellbores. For proposed wellbores for which such data are unavailable, the wellbore designer may use surface seismic survey information to estimate formation fluid pressures and depths at which such formations may be penetrated. Data from wellbores drilled
15 in more distant areas may also be used where formation mechanical properties are to be estimated for the prospective wellbore.

A limitation of prior art wellbore design techniques is that drilling hazards are generally characterized as either existing or not with respect to a particular proposed wellbore design. A proposed wellbore design which is determined to
20 almost certainly have such a drilling hazard may be adjusted by the wellbore designer to avoid the hazard. Similarly, wellbores being actively drilled may give indication of the near certainty of encountering a drilling hazard, which may result in a while-drilling modification to the well plan. Data acquired during drilling, such as from measurement-while-drilling and logging-while-drilling instruments
25 may be used to adjust the well plan when an otherwise unforeseen drilling hazard is identified to high probability of occurrence. Actually encountering a drilling

hazard typically results in at least some additional time and expense rectifying the damage from encountering the hazard.

In each of these situations, the wellbore designer does not have the ability, using prior art techniques, to determine the probability of encountering a drilling hazard for any particular well plan, to determine the likely severity of the consequences if such a hazard is encountered, and the magnitude of the economic cost or work cost necessary to repair any damage caused by encountering the drilling hazard.

Prior art drilling performance evaluation systems generally include methods for simulating the penetration of a bit through earth formations having selected mechanical properties, where selected drilling assembly and drilling operating parameters are entered into the system. The prior art systems provide a well designer with some ability to optimize the design of the drilling assembly and the operating parameters for particular types of earth formations. Typical prior art drilling evaluation and analysis systems are described, for example, in U. S. Patents nos. 6,021,377 issued to Dubinsky et al; 6,109,368 issued to Goldman et al; 5,704,436 issued to Smith et al; 5,794,720 issued to Smith et al; 5,318,136 issued to Rowsell et al; 6,002,985 issued to Stephenson; 5,730,234 issued to Putot; and 5,812,068 issued to Wisler et al. See also, D. Dashevskiy et al, *Application of Neural Networks for Predictive Control in Drilling Dynamics*, paper no. 56442, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (1999). None of the prior art describes any method or system for characterizing the risk and consequences of encountering drilling hazards.

Another technique for characterizing drilling hazards known in the art is called "3-D visualization". Generally speaking, a number of different types of geophysical interpretation, such as seismic, well log analysis, cuttings analysis and prior well histories are included in a common model of earth formations in the

area surrounding a well to be drilled. The common earth model can be displayed in any one of a number of three dimensional computer generated graphic forms. Various proposed wellbore trajectories may be inserted onto the computer graphic representation. A description of 3-D visualization as it relates to wellbore planning can be found, for example, in, J. Holt et al, *Mungo Field: Improved Communication through 3D Visualization of Drilling Problems*, paper no. 62523, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (2000). 3-D visualization techniques known in the art do not have the capability of predicting drilling hazards, so their usefulness is generally limited to the visualization itself.

What is needed is a system which enables a well designer to determine, from any one or more of a plurality of data sources, potential drilling hazards in a prospective wellbore, and for each of these hazards, a determination of the likelihood that each such hazard will be encountered, and a likely magnitude of consequences of encountering the hazard or the severity of the hazard. It is also desirable to have a system which may include data obtained during drilling of a wellbore which enables redetermination of the foregoing aspects of possible drilling hazards, and enables a wellbore designer to enter changes to a well plan therein to evaluate the likely effect of these changes in the well plan. Finally, it is desirable to have a system which enables a wellbore designer to optimize a well plan with respect to most likely consequences of encountering certain drilling hazards.

SUMMARY OF THE INVENTION

One aspect of the invention is a method for characterizing a drilling hazard. The method according to this aspect of the invention includes determining a well plan. The well plan includes a wellbore trajectory. A likelihood of occurrence of at least one drilling hazard is estimated. A severity of the at least

one drilling hazard is estimated. The hazard is displayed on a representation of the wellbore trajectory, by indicating thereon the likelihood and severity at the location of the hazard.

Another aspect of the invention is a method for optimizing a well plan. the
5 method according to this aspect of the invention includes selecting an initial well plan having at least a wellbore trajectory. For the initial well plan, a position, likelihood, and severity of at least one drilling hazard are determined. At least one parameter of the initial well plan is changed, and the position, likelihood and severity of the at least one drilling hazard are recalculated. The changing and
10 redetermining process is repeated in the planning of the wellbore until at least one of a most likely cost to drill a wellbore, an amount of lost time and a likelihood of encountering the at least one drilling hazard is minimized. In some embodiments of a method according to this aspect of the invention, the updating and refining of the well plan can be performed as the well is being drilled by using measurements
15 obtained during drilling of the well. In some embodiments, the updating and refining of the well plan can be performed as the well is being drilled, in "Relevant Real Time" Where Relevant Real Time means that the updates are made in the time frame in which well planning and/or execution decisions need to be made.

Other aspects and advantages of the invention will be apparent from the
20 following description and the appended claims.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

Figure 1 shows a flow chart which describes the general framework in which the invention is used in well planning.

Figure 2 shows a flow chart of one example of using a method according to
25 the invention to adjust a well plan in response to changes in drilling hazard risk.

Figure 3 shows a flow chart of one example of updating a database used to calculate drilling hazard risk in response to new data on drilling hazards.

Figure 4 show a flow chart of one example of updating a shared earth model using offset well data and data acquired during drilling of a wellbore.

5 Figure 5 shows a depth track forming part of one example of a display according to a method of the invention.

Figure 6 shows one example of a drilling hazard display calculated according to a method of the invention.

10 Figure 7 shows a corresponding textual description of drilling hazards displayed in graphic form as in Figure 6.

Figure 8 shows one example of a wellbore stability plot according to a method of the invention.

DETAILED DESCRIPTION OF THE INVENTION

15 In its most general terms, the invention provides a framework to predict the likelihood of encountering, the severity of effect if encountered, and the most probable cost to remedy effects of encountering hazards during the drilling of a planned wellbore. Determination of these factors for each such drilling hazard is referred to herein for convenience as characterization of the drilling hazards. Types of drilling hazards are well known in the art. The causes of each type of
20 drilling hazard are typically well known. These individual causes may be predicted quantitatively in some cases using methods known in the art, where a predetermined set of conditions are used in the quantitative analysis. In the invention, pre-drilling and while-drilling characterization may be performed by using the expected drilling conditions as a set of predetermined conditions to
25 evaluate the individual probabilities of the existence each cause of each drilling hazard. These individual probabilities may be combined in some embodiments

using a method according to Bayes's rule to characterize the drilling hazards for any proposed wellbore. In some embodiments, the individual probabilities may be recalculated during drilling of a particular wellbore, based on data obtained during drilling, so that the drilling hazards may be recharacterized.

5 A general framework in which a method according to the invention may be used is shown in flow chart form in Figure 1. As explained in the Background section herein, a risk of encountering and the consequences associated with encountering particular drilling hazards may be characterized by using data from various sources. For example, offset well data 12 may include information
10 concerning the density of drilling fluid (mud weight) with respect to depth, wireline well log data (including, for example, electrical resistivity, acoustic velocity, density, neutron porosity, natural gamma radiation), formation fluid pressure test data, "leak off" test data (fluid pressure tests at each casing seat depth), wellbore directional survey data, and any data on drilling hazards
15 encountered during drilling of wellbores in the vicinity of a proposed wellbore. The term "drilling hazards" as related to this invention is defined generally in the Background section herein and includes, but is not limited to, BHA component failure, taking a kick, formation fracture failure (indicated in some cases by lost drilling fluid circulation), and stuck pipe. The offset well data 12 may also include
20 wellbore trajectories, bit sizes, casing depths, bottom hole assembly (BHA) configuration information (such as types and numbers of drill collars, stabilizers, mud motor information, bit type and diameter), and any other data related to the mechanics of the wells for which the data have been accumulated.

The offset well data 12, among other data, are stored in a database 18. The
25 physical location of the database 18 is not meant to limit the invention, but as a matter of convenience may be located at the system operator's office facility or the like, and may be accessible such as by modem/telephone line, secure Internet

connection or wireless connection for use at a remote location including the location of the proposed wellbore.

Where a proposed wellbore is to be drilled in an area not close to any other drilled wellbore, the offset well data 12 may be used to make estimates of likely earth formation properties in the proposed wellbore, using methods well known in the art. Such methods include making seismic survey estimates of the likely lithology and formation fluid pressures in the vicinity of the proposed wellbore, and searching the database 18 for wellbore drilling data from the most similar lithology and fluid pressure regimes. Seismic survey data 14, obtained at the earth's surface, ocean surface or ocean bottom in some cases, are also entered into the database 18. As is known in the art, seismic survey data are used to make estimates of subsurface formation fluid pressures and to make estimates of the depths and positions at which target earth formations may be located in the subsurface. Although the seismic survey data 14 may be stored in the database 18 in any suitable form such as raw shot records or correlated record sections, as a matter of convenience, the seismic data 14 preferably are stored in at least partially interpreted form. Estimates made from the seismic data, including but not limited to the foregoing examples which are useful in planning a well, are preferably stored in the database 18.

Geologic data 16, including for example, inferences on the lithology, fluid content and thicknesses of formations expected to be encountered in the proposed well, may also be entered into and stored in the database 18 in any convenient form. Where the seismic survey data 14 are entered into the database 18 in interpreted form, it may be convenient to include any of the geologic data 16 in a form which can be properly correlate to the interpreted seismic data for purposes of improving drilling hazard risk assessment, as will be further explained.

The database 18 also preferably includes data on encountered drilling

hazards 17 which may be obtained from offset (nearby) wells, or from other drilled wells, such other drilled wells being preferably, but not necessarily in similar lithology and pressure regimes, and/or with similar trajectory shapes.). The term "trajectory shapes" as used herein refers to the overall geometric shape along the length of the wellbore and includes factors such as lateral extent from a surface location, and having changes in azimuth and/or inclination exceed particular rates ("dog leg severity"). The drilling hazard data 17 may include, for example, information on the type of hazard encountered, time the hazard was encountered, BHA configuration at the time of the hazard, mud weight (drilling fluid density) at the time of encountering the hazard, directional survey information from the well in which the hazard was encountered, the drilling operation being performed at the time the hazard was encountered, and the formations penetrated by the well at the time the hazard was encountered. The hazard data 17 also preferably include information on what remedial action was taken to overcome the hazard, whether the remedial action was successful, and the cost in either or both economic and effort terms to take the remedial action (which may require information about the time-incremental cost of running the drilling operation). As is the case for the geologic data 16, preferably the drilling hazard data 17 are correlated to interpreted versions of the seismic survey data 14 when entered into the database 18.

The foregoing data 12, 14, 16, 17 when stored in the database 18, provide a basis for evaluating prospective drilling hazards in a proposed wellbore. Generally speaking, a proposed wellbore will include data 20 on expected wellbore trajectory, expected casing depths, expected casing sizes, expected mud weights with respect to depth, expected formations to be penetrated, expected formation fluid pressures and fracture pressures, and costs to reach the projected target formations. The proposed well data 20, also referred to herein collectively

as a "well plan" are entered into a computer 10, which can access the previously described data resident on the database 18, to calculate risk of encountering drilling hazards in the proposed well, the location of the hazards, and the expected magnitude and cost to remedy the hazards if encountered, as shown generally at

5 22. Generally speaking, the data 20 from the proposed wellbore are compared with hazard analysis from offset wells and any other available information about the formations in which the hazards were encountered, to make a quantitative estimate of the risk of encountering drilling hazards along the proposed wellbore. In preferred embodiments of the invention, a program operates on the computer 10
10 to make calculations related to the characteristics of drilling hazards, and displays them, in a manner such as explained below. The data 20 typically include elements such as the well trajectory, casing depths and sizes, the spatial position of target formations, bottom hole assembly (BHA) configuration, formation fluid pressures, incremental drilling costs, drill bit types and sizes, and proposed drilling
15 operating parameters, including mud flow rate, rotary speed (RPM) and axial force on the bit (weight on bit—"WOB").

A preferred method for calculating risk of encountering drilling hazards is based on a method for generating and updating common earth models described in patent application serial no. 09/502,920, filed on February 11, 2000 and assigned
20 to the assignee of the present invention. Generally speaking, the method disclosed in the '920 application includes generating an initial parameterized model of earth formations. The initial model includes an estimate of the uncertainty of the model parameters. Data acquired from selected sources relevant to the model of the earth formations are then incorporated into an updated model which includes effects
25 thereon of the acquired data. The updated model includes an updated estimate of the uncertainties of the model parameters. When any additional data are acquired, the model and the uncertainties of the model parameters are updated to include

any effects of the additional data. The method described in the '920 application is based on Bayes's rule for calculating probability distribution functions.

In various embodiments of a method according to the invention, an initial model of the structure and fluid content of the earth formations, including pressures thereof, can be made from the previously described offset well data and/or surface seismic survey data ("initial earth model") and any correlative well data from more distant wells, as previously explained, where offset well data are unavailable. The initial earth model will include uncertainties as to various geologic structure parameters, such as zone thicknesses, earth formation spatial positions, and fluid pressures. Risk of encountering selected drilling hazards, and a most likely consequence of encountering any of the selected hazards may be constructed using techniques known in the art based on a proposed well plan, available drilling cost data, and by using a most likely set of parameters for the initial earth model.

Hazards may be characterized according to whether conditions likely to result in a hazard exist, given the initial earth model and the initial proposed well plan. For example, a risk of differentially stuck pipe may exist where a proposed mud weight exceeds a likely formation fluid pressure in an earth formation which is permeable. The magnitude of this risk maybe increased where the proposed wellbore trajectory include a high degree of likely contact between the wellbore wall and the drilling tool assembly. Such conditions will exist, for example, where the wellbore trajectory changes rapidly (high "dog leg severity"). Based on the initial earth model, and the proposed mud weight and dog leg severity, a risk of encountering a stuck pipe hazard may be characterized in any selected quantitative manner. The magnitude of the risk will depend at least in part on the uncertainty in the earth model. Those skilled in the art will appreciate that this uncertainty will be related to the quantity and relevance of the data used to generate the initial

earth model. As one example, having a fluid pressure test in a particular earth formation will reduce the uncertainty of estimating the expected fluid pressure in a proposed wellbore where the proposed wellbore is highly likely to penetrate the same earth formation. Predictions about the existence of a stuck pipe or kick hazard, which depend to a great extent on formation fluid pressure estimates, will as a result have a much lower degree of uncertainty than predictions based only on seismic estimation of formation fluid pressure. The method for updating common earth models disclosed in the '920 patent application, for example, includes methods for calculating uncertainty of the model based on quantity and quality of data used to generate the model, based on Bayes's rule.

One example of using the drilling hazard risk and consequences thus determined is shown in general form in the flow chart of Figure 2. The hazard information calculated as previously explained may be displayed in any manner convenient for evaluation by a system operator. The term "system operator" or "operator" as used in this description is intended to mean a well drilling supervisor, drilling engineer, drilling rig supervisor or any other person charged with designing a well plan or constructing a wellbore according to a well plan. Examples of such displays will be explained later in more detail. At 26, the wellbore data are updated. Updating may take one of two general forms. A first such form includes data obtained while the proposed wellbore is actually being drilled, or a segment thereof has actually been drilled. These obtained data may include (but are not limited to), for example, wireline well log measurements, seismic checkshot survey measurements, formation fluid pressure measurements, actual casing depths, leak off test measurements, drilling fluid pressure measurements, and measurements which related the velocity of pipe movement to bottom hole drilling fluid pressure (swab and surge effect). Based on the data obtained from the wellbore as it is being drilled, the computer (10 in Figure 1)

may recalculate the relevant drilling hazard data (such as shown in Figure 1 at 22). The recalculated hazard data 22 are displayed for evaluation at 28 in Figure 2. In some embodiments, the recalculated hazard data 22 may be calculated by the computer (10 in Figure 1) substantially in real time as the obtained data are measured and transferred to the computer. Other embodiments may enable the system operator to instruct the computer (10 in Figure 1) to perform the recalculation at selected times, at selected time intervals, or upon specifically instructing the computer.

A second manner of updating the proposed well data includes adjusting any aspect, element or parameter of the proposed well plan, including, but not limited to, changing proposed casing depths, BHA configurations, drilling fluid densities at any depth in the wellbore, any of the proposed drilling operating parameters such as WOB and RPM and any part of the proposed wellbore trajectory. Changing the proposed well plan may be performed prior to commencement of any drilling on the well, or may be performed, as will be further explained, during the actual drilling of the wellbore so that adjustments to the uncompleted portion of the well plan may be made in the event any drilling hazards become more likely to be encountered, have more severe consequences, or have higher cost to remedy when recalculated to account for the data obtained during drilling of the wellbore.

For either type of drilling hazard calculation update, the drilling hazard data are displayed for evaluation, as shown at 28 in Figure 2. At 30 in Figure 2, the system operator or wellbore operator makes a determination as to whether any or all particular hazards displayed carry with them an acceptably small level of risk acceptably small consequences, acceptably small cost to remedy, or any combination thereof which in the judgment of the wellbore operator or system operator do not require changing the initial well plan. If this is the case, as shown at 34, the initial well plan will remain unchanged, and drilling may continue

68

according to the initial well plan. If any of the identified drilling hazards carry what are believed to be any unacceptable combination of risk and/or consequences and/or cost to repair, the operator may, as shown at 32, adjust the drilling plan and cause the computer (10 in Figure 1) to recharacterize the drilling hazards. This
5 may require one or more iterations of adjusting the well plan 32 to find an adjusted well plan which has an acceptable combination of risk of encountering consequences and/or cost to repair any particular drilling hazards.

As previously explained, various embodiments of the invention use any available data on the earth formations and drilling experience elsewhere to make
10 quantitative estimates of the risk of, and consequences of, encountering drilling hazards in a particular wellbore. A particular feature of the invention, which is explained in general terms by reference to Figure 3, includes updating the information in the database (18 in Figure 1) and recharacterizing any drilling hazards determine in the proposed wellbore based on the new data resident in the
15 database (18 in Figure 1). Recharacterization, as previously explained, is typically performed on the computer (10 in Figure 1). In some embodiments, as previously explained, the data used for recharacterization may be updated during the drilling of the wellbore. In some embodiments, also as previously explained, the data may be updated substantially in real time, such as where measurement-while-drilling
20 (MWD) and/or logging-while-drilling (LWD) instrumentation is used in the BHA to drill the wellbore. In Figure 3, the hazard characterization (calculation) data are displayed at 36.

In some embodiments, drilling hazard characterization may change as a result of encountering a "near miss", as shown at 38. A near miss may be
25 described as an event during wellbore drilling which did not result in substantial lost operating time, or may be described as encountering a drilling hazard having sufficiently small consequences or insignificant cost to repair, as to be

69

conventionally regarded as not actually having encountered a drilling hazard. For example, "gas cut" of the drilling mud during drilling may require some increase in mud weight to avoid more serious consequences, but may otherwise not be recorded in a typical driller's record as the equivalent of taking a kick. However,

5 gas cut mud is one indication of rising formation fluid pressure, and when the data relating to the formations penetrated which result in the gas cut, and the magnitude of the gas cut, are entered 46, into the database (18 in Figure 1), it may be the case that risk of taking a kick in deeper earth formations, as recalculated 48 in the computer (10 in Figure 1), may increase to a point that in the operator's judgment

10 such risk becomes unacceptable. This situation may, in the operator's judgment, require a change in the proposed well plan. The change in well plan would be effective starting from the current wellbore position along the initial well plan at the time of the near miss event. Alternatively, the wellbore may be allowed to progress as originally planned if the recalculated risk/consequences are determined

15 to be acceptably small. In either case, the near miss data are used to update the data in the database (18 in Figure 1) to enable recharacterization of drilling hazards in respect of the newly acquired data. As is the case for any other form of data acquired during drilling of the wellbore, the recharacterization may take place substantially in real time, or may be performed at selected times by the system

20 operator.

In other drilling cases, an actual hazard may be encountered, as shown at 40. Magnitude of consequences of the encountered hazard, and the action needed to remedy the consequences of encountering the hazard, as shown at 44, are then entered, as shown at 46, into the database (18 in Figure 1). The entered hazard

25 data are then used to recharacterize, as shown at 48, any other hazards expected along the remaining (undrilled) part of the proposed wellbore. It may also be the case that encountering a hazard results in new hazards being determined to exist

0972546, 013001

where the prior characterization did not make such determination. In either event, the recharacterized drilling hazards may cause the system operator to elect to change to one or more aspects of the remaining (as yet undrilled) part of the initial or adjusted well plan. Example of recharacterized hazards include (but are not limited to) recalculation of risk of taking a kick where initial formation fluid pressure estimates were based primarily on surface seismic survey interpretation. As is known in the art, resistivity measurements made during drilling of a wellbore (such as by LWD) may be used to estimate pressure in formations as yet to be drilled. An estimate of pressures made during drilling from MWD resistivity may not reflect the actual formation fluid pressure because the only "calibration" of the resistivity information is based on surface seismic surveys. Taking a kick, for example, would provide a pressure calibration with respect to LWD resistivity, so that the remainder of the well could be drilled relatively more safely, and any future wellbores in the same area would be planned in respect of the pressure data acquired as a result of the kick. Similar results may also be obtained using formation fluid pressure tests or gas cut in the absence of actually taking a kick.

In some embodiments, the encountered hazard data may result in recharacterization of hazards in proposed wellbores which are not yet drilled. In this event, the operators of such as-yet-undrilled wells may adjust the initial well plans of such as-yet-undrilled wells according to the process described with respect to Figure 2 to reduce the calculated risk and/or consequences of encountering such hazards.

A general overview of how a method according to the invention can be used during drilling of a wellbore to update or adjust a well plan is shown in Figure 4. At 47 an interactive display includes the position along the proposed wellbore trajectory of any drilling hazards previously determined from analysis of offset well data 64 where available, or from other sources such as seismic surveys

and geologic analyses of similar geologic environments to the one in which the wellbore is being drilled. During the drilling of the wellbore, the position in space of each point along the actually drilled part of the wellbore trajectory is determined from survey measurements such as single-shot, multishot magnetic surveys, gyroscopic surveys or measurement while drilling (MWD) surveys. The actual display format used is a matter of choice for the system designer, but as explained previously in the Background section herein, three-dimensional (3-D) projections of expected subsurface formation structures, and wellbore trajectories plotted thereon, provide advantages in ability of the system operator to evaluate drilling hazards and corrective action therefor. One type of 3-D display is described in, J. Holt et al, *Mungo Field: Improved Communication through 3D Visualization of Drilling Problems*, paper no. 62523, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (2000). The display described in the Holt et al. reference includes a projection of 3-D subsurface structure with proposed well trajectories plotted thereon, including a color-coded representation of type of hazard, magnitude of the risk of encountering the hazard, and severity of consequences of encountering the specific drilling hazard along the proposed wellbore trajectory. Other advantageous types of hazard displays will be further explained.

The operator has the ability, in this embodiment, to adjust any element of the initial well plan, including but not limited to trajectory, BHA configuration and/or bit type, casing depths, drilling fluid densities, and any drilling operating parameters such as rotary speed, weight on bit and mud flow rate. Changing prior planned drilling operating parameters may affect ROP in selected segments of the wellbore, and may in some cases be determined during recharacterization to reduce drilling hazard risk and/or consequences. The drilling hazards are recharacterized and then displayed for review by the system operator. The system

operator may change any of the well plan elements again, and the computer (10 in Figure 1) will recharacterize the drilling hazards and display them in the selected manner. This process may be repeated, in some embodiments, until the risk, consequences and/or cost to remedy any drilling hazards are believed by the system operator to be acceptable. In some embodiments, an adjusted well plan may be determined when the risk of encountering any particular hazard is minimized. Alternatively, an adjusted well plan may be determined when consequences of encountering any particular drilling hazard are minimized. Yet another alternative would be to have the well plan adjusted so that the expected cost to drill the wellbore is minimized. Such a minimum cost calculation would take into consideration factors such as the incremental cost of drilling the well (such as that daily cost to operate a drilling rig), and the amount of lost operating time expected as a result of encountering and repairing any particular drilling hazard.

As is known in the art, the true position in space of every point along the wellbore is subject to some degree uncertainty as a result of inherent inaccuracy and imprecision in the survey measurements made by the selected survey instrument. The uncertainty in one embodiment, as shown at 62, can be estimated using a Bayesian method, as previously explained, to provide a probability distribution of the likely absolute position of every point along the drilled wellbore trajectory. Other embodiments may include calculation of positional uncertainty of the wellbore according to the accuracy limits of the survey instrument that are well known in the art. The probability distribution of the wellbore position will affect the probability of and the degree of severity of encountering the previously determined drilling hazards. As the wellbore is being drilled, and the probability distribution 62 of the position of the wellbore in space is determined, a recalculation of the risk of encountering and the severity of the consequences of

encountering any of the drilling hazards is performed and displayed, at 47. A probability distribution of the likely position of the wellbore at each point along the trajectory can be calculated according to a method adapted from the '920 patent application referred to previously herein, or by other methods known in the art.

As shown in box 47 in Figure 4, alarms or other types of indicators may also be provided or otherwise included with the display 47 to particularly call to the attention of the system operator the existence of any risk of preselected probability, or consequence of any preselected magnitude. In the interactive display 47, the system operator can adjust any of the elements of the initial or adjusted well plan, including wellbore trajectory, expected drilling fluid density, casing depths and sizes, among other wellbore plan elements. The adjustment is made to determine any changes in the risk and/or consequences of drilling hazards as a result of adjusting the well plan elements. The system operator can then review the recalculated display 47. As is the case for the type of display, the actual type of alarm or indicator is a matter of discretion for the system designer. One suitable example of an alarm for representing likelihood of taking a kick, for example, is shown in U. S. patent no. 5,952,569 issued to Jervis et al. In general terms, an alarm may be a representation on a display or an actuation of a device intended to call the attention of the system operator when a value of a selected parameter crosses a selected threshold.

As previously explained, positions in space of various target and/or hazard-bearing earth formations can be initially estimated using offset wellbore data and/or surface-conducted seismic survey data. Preferably, these initial estimates of position are also made using a Bayesian probability distribution analysis of the most likely positions. In some embodiments of the invention, a correlation between the spatial position of these formations and initial seismic-survey derived

estimates of the spatial positions, can be updated using seismic while drilling data, at 66. Seismic while drilling may in some embodiments be a "checkshot" survey, in which a seismic receiver is positioned at selected intervals along the wellbore, and a seismic source is actuated at the earth's (or ocean) surface. Measurements
5 from the receiver are used to determine, among other data, a seismic travel time from surface to each of the selected positions in the wellbore. Other seismic while drilling methods known in the art include drill bit-source VSP surveys such as a service sold under the trade name DBSeis by Schlumberger Technology Corporation, Sugar Land, TX, also the assignee of the present invention. The
10 seismic while drilling data are used, at 68, to recalculate or update a time/depth conversion of any seismic surveys made entirely at the earth's surface. Previously determined estimates of formation positions in space and estimates of expected formation lithologies and fluid pressures may be redetermined, at 70, using the seismic data obtained during drilling of the wellbore. As is the case for the spatial
15 position of the wellbore trajectory, at 62, the probability distributions of the positions in space, lithologies and fluid pressures, are preferably determined, at 49, using a Bayesian probability distribution calculation method such as disclosed in the '920 application. Based on the revised determinations of the spatial positions, lithologies and fluid pressures of formations to be drilled in the wellbore, risk and
20 severity of hazards may be recalculated and shown on the display 47.

Methods for estimating formation fluid pressures before drilling a well, and for refining those estimates based on formation data obtained during and after drilling, are known in the art. The revised estimates of positions in space, at 49, may be used in conjunction with data obtained during the drilling of the wellbore,
25 at 58, which may include acoustic velocity measurements, formation resistivity measurements, and wellbore pressure measurements, to revise any previously made predictions of expected formation fluid pressures. The revisions to the fluid

74

pressure estimates may also be used to generate a probability distribution, at 52, of the most likely expected fluid pressures, in respect of uncertainty in the measurements used to refine the earlier estimates, and the inherent uncertainty in the method of making the pressure estimates. The revised formation fluid pressure estimates are used, at 50, to estimate probable minimum and maximum safe drilling fluid densities ("safe mud window"). The revised estimates of minimum and maximum safe drilling fluid densities may then be used to recalculate the risk of encountering, and the severity if encountered, of drilling hazards. The recalculated risks and severities are displayed at 47.

At 56, measurements made during the drilling of the wellbore may include, for example, wellbore pressure measurements, images (such as from resistivity or acoustic reflectance) of the surface of the wellbore, and formation parameters such as acoustic compressional and shear velocities. Such measurements may be used to estimate in-situ stress of the earth formations, as shown at 54. Methods for determining in-situ stress from well log measurements and seismic surveys are known in the art. Calculation of in-situ stress is used in some embodiments of the invention to determine risk of one cause of stuck pipe, namely collapse of the wellbore where the in-situ stress may exceed the strength of the formations penetrated by the wellbore with respect to the trajectory of the wellbore. Methods for determining the risk of wellbore collapse, and consequent risk and severity of a stuck pipe hazard are described, for example, in N. Last et al., *An Integrated Approach to Evaluating and Managing Wellbore Instability in the Cusiana Field, Colombia, South America*, paper no. 30464, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (1995). Other factors which may result in stuck pipe, and techniques for mitigating the effects of stuck pipe, are described, for example, in U. S. patent no. 5,508,915 issued to Tsao et al, and in Q. Sharif, *A Case Study of Stuck Drillpipe Problems and Development of Statistical Models to Predict the*

Probability of Getting Stuck and if Stuck, the Probability of Getting Free, Ph.D. thesis, The Texas A & M University (1997). Risk of stuck pipe, and the degree of severity of a stuck pipe event, as previously explained, can be displayed graphically at 47. As for the other drilling hazards, the risk of encountering and the consequences of encountering stuck pipe are preferably determined according to a Bayesian probability distribution calculation, such as one disclosed in the '920 patent application referred to earlier herein.

After characterization, the drilling hazards should be displayed in a manner suitable for evaluation by the system or wellbore operator. A particularly advantageous form of display of drilling hazards determined using the method of the invention is shown in Figures 5-8. Figure 5 shows a depth "track" presented as a conventional scale or grid calibrated in measured depth (length along the wellbore trajectory) and true vertical depth. Methods for generating such displays are well known in the art. Figure 6 shows a preferred example for indicating the probability of and severity of drilling hazards being encountered along the wellbore trajectory. The display shown in Figure 6 is preferably correlated to the depth display of Figure 5. Using this kind of depth correlated display, the system operator will be able to view the drilling hazards which may be encountered during the drilling of the wellbore with respect to their position along the wellbore trajectory. In the display of Figure 6, each hazard is categorized as to its severity of effect by a shading code or color code. The probability of occurrence may be categorized by the one of color code or shading code not used to represent the severity of consequences. The numbers 1-9 in each one of the identified hazards corresponds to a textual description of each hazard and possible remedial action which may be taken to avoid the hazard or to ameliorate its effects if the hazard is encountered. An example of corresponding textual description is shown in Figure 7, where hazards 1-8 from Figure 6 are described by text indicated by the

corresponding reference numeral.

Figure 8 shows one example of a "wellbore stability" display, which may include, with respect to depth (track shown in Figure 6) an expected formation fluid pressure, an expected formation fracture pressure, and proposed drilling fluid density (mud weight). The display of Figure 8 may assist the operator by showing places where differentially stuck pipe, taking a kick and or lost circulation may be encountered by a representation of the expected pressures.

In each of the example displays of Figures 5-8, the system operator may change various elements of the proposed well plan, including trajectory, drilling fluid densities, casing depths and wellbore diameter along the wellbore to evaluate the risks and consequences of encountering drilling hazards. In cases where the risks and/or consequences of particular hazards are believed to be too high, the system operator may change one of more elements of the well plan, as previously explained, and review the recalculated drilling hazard risks and consequences. For example, after changing one or more elements of the proposed well plan, some of the drilling hazards (1-8 in Figure 6) may no longer appear on the hazard display. Conversely, other hazards not previously shown may appear on the hazard display. The system operator may in response choose to further change the one or more elements of the proposed well plan, again evaluating the displayed hazards, until a suitable well plan is determined.

Similarly, and as explained with reference to Figures 2 and 4, during drilling of a wellbore, measurements of earth formation properties and seismic travel time may be made. These measurements may be used in some embodiments to recalculate the risk and consequences of the various drilling hazards to be encountered on the as yet undrilled portion of the wellbore. It is also possible, in some cases, that a new drilling hazard becomes identified as likely based on the measurements made during drilling, or that a previously identified

hazard is later determined to be unlikely based on the measurements made during drilling. Such redeterminations of drilling hazard risk and consequences will be displayed (47 in Figure 4) whereupon the system operator may elect to change at least one element of the remaining portion of the well plan in response thereto.

- 5 Just as for an initial well plan, the system operator may change the one or more elements of the plan for the undrilled portion of the well, reevaluate hazards, and continue the change and reevaluation until a suitable plan for the undrilled portion of the wellbore is obtained.

- 10 A suitable adjusted well plan for drilling a wellbore may be determined with respect to a number of different criteria. In some cases, the wellbore operator may wish to reduce the total amount of lost time (time spent not in active drilling of additional wellbore) caused by the need to remedy the effects of having encountered drilling hazards. When each type of drilling hazard is characterized, the likely consequences preferably include the type and amount of effort needed to
15 remedy the problem caused by the drilling hazard.. For example, taking a kick may include a calculatable amount of time needed to circulate out the fluid influx in the wellbore, and an amount of weighting material needed to increase the drilling fluid density to overcome the formation fluid pressure. As another example, a stuck pipe hazard may include an amount of circulating and jarring
20 time necessary to dislodge the stuck pipe, and possible set an additional casing string or include a lubricity agent to reduce the probability of sticking the pipe again. As yet another example, it may be known that maintaining a selected rotary drilling speed (RPM) increases the drilling rate of penetration (ROP), but when particular BHA configurations are used, a destructive BHA failure resulting from
25 vibration may result. An amount of time, and cost necessary to replace the broken BHA components can be estimated prior to the hazard, and will form part of the operator's decision making process.

In each of the foregoing hazard examples, the operator may elect to accept the hazard risk, based on a calculation by the computer (10 in Figure 1) that a most likely outcome would provide a minimum economic cost to drill the wellbore according to an optimized well plan. An economic cost will depend on, among
5 principal factors, a cost of operating a drilling rig used to drill the wellbore. In some cases, the operator may determine that a particular degree of risk is unacceptable because of the amount of time likely to be needed to repair the consequences of encountering a particular drilling hazard. In some cases, therefore, the operator may adjust the well plan to provide a minimum amount of
10 likely lost operating time. In still other cases, it may be known that certain types of drilling hazards have such extreme probable consequences, that it is preferable to adjust the well plan to minimize the risk of encountering such hazards, even if the most likely economic cost and/or lost time would otherwise be acceptable. An example of such a case would include taking a kick in a wellbore drilled in very
15 deep ocean water, where fracture pressures of earth formations below the sea floor are relatively limited by the low overburden of the sea water above.

While the invention has been described with respect to a limited number of embodiments, those skilled in the art will appreciate that other embodiments can be devised which do not depart from the scope of the invention as disclosed
20 herein. Accordingly, the scope of the invention should be limited only by the attached claims.

80

CLAIMS

What is claimed is:

- 1 1. A method for characterizing a drilling hazard in a proposed wellbore, comprising:
2 determining a well plan including at least a wellbore trajectory;
3 estimating a likelihood of occurrence of, a position along the trajectory and a
4 severity of consequences of at least one drilling hazard; and
5 displaying on a representation of at least a portion of the wellbore trajectory, at
6 least one of the position of, the likelihood and the severity of the at least one drilling
7 hazard.
- 1 2. The method as defined in claim 1 wherein the estimating the position, likelihood
2 and severity is performed by determining a Bayesian uncertainty thereof based on
3 a correlation of the well plan to a model of earth formations along the wellbore
4 trajectory.
- 1 3. The method as defined in claim 2 wherein the earth model is generated from at
2 least one of offset wellbore data, seismic survey data and correlative wellbore
3 data from similar earth formations distal from a location of the proposed wellbore.
- 1 4. The method as defined in claim 1 further comprising:
2 adjusting at least one well plan parameter;
3 recalculating at least one of the position, the likelihood and the severity of
4 the at least one drilling hazard; and
5 repeating the displaying.
- 1 5. The method as defined in claim 4 further comprising:
2 repeating the adjusting and recalculating until at least one of a most likely
3 cost to drill a wellbore, an estimated amount of lost time and a likelihood of
4 encountering the at least one drilling hazard is minimized.

0977246, 013001

18

- 1 6. The method as defined in claim 4 wherein the at least one well plan
2 parameter comprises one of casing depth, dog leg severity, and mud weight.
- 1 7. The method as defined in claim 4 wherein the at least one well plan
2 parameter includes at least one drilling operating parameter.
- 1 8. The method as defined in claim 7 wherein the at least one drilling operating
2 parameter comprises at least one of weight on bit and rotary speed.
- 1 9. The method as defined in claim 1 wherein the at least one drilling hazard
2 comprises at least one of stuck pipe, lost circulation, taking a kick and BHA
3 component failure.
- 1 10. The method as defined in claim 1 wherein the displaying comprises
2 presenting a graphic cylinder on the representation at the position, a diameter of
3 the cylinder related to the likelihood, a length of the cylinder related to the severity
4 and a color of the cylinder related to a type of the at least one drilling hazard.
- 1 11. The method as defined in claim 1 wherein the displaying comprises
2 presenting with respect to depth in the wellbore at least one of a color coded and
3 shade coded indicator, the indicator corresponding to one of the likelihood of and
4 the severity of the drilling hazard.
- 1 12. The method as defined in claim 11 further comprising a reference indicator
2 disposed proximate to the at least one of the color coded and shade coded

09772546-013001

3 indicators, the reference indicator tied to a textual description of at least the type
4 of drilling hazard.

1 13. A method for optimizing a well plan for a proposed wellbore, comprising:
2 selecting an initial well plan comprising at least a wellbore trajectory;
3 determining for the initial well plan a position along the trajectory, a
4 likelihood of occurrence, and a severity of consequence of encountering at least
5 one drilling hazard;
6 adjusting at least one parameter of the initial well plan;
7 redetermining the position, likelihood and severity of the at least one
8 drilling hazard; and
9 repeating the adjusting and redetermining until at least one of a most likely
10 cost to drill a wellbore, an amount of lost time and a likelihood of encountering the
11 at least one drilling hazard is minimized.

1 14. The method as defined in claim 13 wherein the determining and the redetermining
2 the position, likelihood and severity are performed by determining a Bayesian
3 uncertainty thereof based on a correlation of the well plan on a model of earth
4 formations along the wellbore trajectory.

1 15. The method as defined in claim 14 wherein the earth model is generated from at
2 least one of offset wellbore data, seismic survey data and correlative wellbore
3 data from similar earth formations distal from a location of the proposed wellbore.

1 16. The method as defined in claim 13 wherein the at least one well plan
2 parameter comprises one of casing depth, dog leg severity, and mud weight.

53

- 1 17. The method as defined in claim 15 wherein the at least one well plan
2 parameter includes at least one drilling operating parameter.
- 1 18. The method as defined in claim 15 wherein the at least one drilling
2 operating parameter comprises at least one of weight on bit and rotary speed.
- 1 19. The method as defined in claim 1 wherein the at least one drilling hazard
2 comprises at least one of stuck pipe, lost circulation, taking a kick and BHA
3 failure.
- 1 20. The method as defined in claim 13 further comprising displaying in graphic
2 form at least one of the position, likelihood and severity of the at least one drilling
3 hazard for evaluation by a system operator.
- 1 21. The method as defined in claim 20 wherein the displaying comprises
2 presenting a graphic cylinder on the representation at the position, a diameter of
3 the cylinder related to the likelihood, a length of the cylinder related to the severity
4 and a color of the cylinder related to a type of the at least one drilling hazard.
- 1 22. The method as defined in claim 20 wherein the displaying comprises
2 presenting with respect to depth in the wellbore at least one of a color coded and
3 shade coded indicator.
- 1 23. A method for drilling a well, comprising
2 selecting an initial well plan comprising at least a wellbore trajectory;
3 starting drilling the well according to the initial well plan;

09772546-013001

1984年10月

1 25. The method as defined in claim 24 wherein the earth model is generated from at
2 least one of offset wellbore data, seismic survey data and correlative wellbore
3 data from similar earth formations distal from a location of the proposed wellbore.

5
8

1 27. The method as defined in claim 23 wherein the at least one well plan
2 parameter comprises one of casing depth, dog leg severity, and mud weight.

1 28. The method as defined in claim 23 wherein the at least one well plan
2 parameter includes at least one drilling operating parameter.

1 29. The method as defined in claim 28 wherein the at least one drilling
2 operating parameter comprises at least one of weight on bit and rotary speed.

1 30. The method as defined in claim 23 wherein the at least one drilling hazard
2 comprises at least one of stuck pipe, lost circulation, taking a kick and BHA
3 failure.

1 31. The method as defined in claim 23 further comprising displaying in graphic
2 form the position, likelihood and severity of the at least one drilling hazard for
3 evaluation by a system operator.

1 32. The method as defined in claim 31 wherein the displaying comprises
2 presenting a graphic cylinder on the representation at the position, a diameter of
3 the cylinder related to the likelihood, a length of the cylinder related to the severity
4 and a color of the cylinder related to a type of the at least one drilling hazard.

1 33. The method as defined in claim 31 wherein the displaying comprises
2 presenting with respect to depth in the wellbore at least one of a color coded and
3 shade coded indicator.

0972246-013001

86

**INTERACTIVE METHOD FOR REAL-TIME DISPLAYING, QUERYING
AND FORECASTING DRILLING EVENT AND HAZARD
INFORMATION**

5

ABSTRACT

A method is disclosed for characterizing a drilling hazard. The method includes determining a well plan including at least a wellbore trajectory. A likelihood of occurrence of at least one drilling hazard is estimated. A severity of the at least one drilling hazard is estimated. The hazard is displayed on a representation of the wellbore trajectory, by indicating thereon a position of, the likelihood and the severity of the at least one drilling hazard.

10

0972546-013001

87

DECLARATION FOR PATENT APPLICATION AND POWER OF ATTORNEY

As a below named inventor, I hereby declare that:

My residence, post office address and citizenship are as stated below next to my name, and

I believe I am the original, first and sole inventor (if only one name is listed below) or an original, first and joint inventor (if plural names are listed below) of the subject matter which is claimed and for which a patent is sought on the invention entitled:

Interactive Method for Real-Time Displaying, Querying and Forecasting Drilling Event and Hazard Information

the specification of which

[X] is attached hereto.

[] was filed on _____,

as Application Serial Number _____

or PCT International Application Number _____

and was amended on (if applicable) _____

I hereby state that I have reviewed and understand the contents of the above-identified specification, including the claims, as amended by any amendment referred to above.

I acknowledge the duty to disclose information which is material to the examination of this application in accordance with Title 37, Code of Federal Regulations, Section 1.56(a).

I hereby claim foreign priority benefits under Title 35, United States Code, Section 119 of any foreign application(s) for patent or inventor's certificate, or 365(a) of any PCT international application which designated at least one country other than the United States of America, listed below and have also identified below any foreign application for patent or inventor's certificate or of any PCT international application having a filing date before that of the application on which priority is claimed:

Prior Foreign Application(s)
Priority Claimed

_____	/	/	/	[]
YES [] NO	D/	M/	YR FILED	
(Number) (Country)				
_____	/	/	/	[]
YES [] NO	D/	M/	YR FILED	
(Number) (Country)				
_____	/	/	/	[]
YES [] NO	D/	M/	YR FILED	
(Number) (Country)				

100303131415161718192021222324252627282930313233343536373839404142434445464748495051525354555657585960616263646566676869707172737475767778798081828384858687888990919293949596979899100

**Filing Date****Filing Date**

2013年12月31日

**Status-patented, pending,
abandoned**

**Status—patented, pending,
abandoned**

I hereby declare that all statements made herein of my own knowledge are true and that all statements made on information and belief are believed to be true, and further that these statements were made with the knowledge that willful false statements and the like so made are punishable by fine or imprisonment, or both, under Section 1001 of Title 18 of the United States Code and that such willful false statements may jeopardize the validity of the application or any patent issued thereon.

68

SOLE OR FIRST INVENTOR

Signature _____ Date _____

Full Name: Walter D. Aldred
Residence: 11515 Rocky Bend Drive, Houston TX 77077 USA
Citizenship: Great Britain
P.O. Address: 11515 Rocky Bend Drive, Houston TX 77077 USA

SECOND INVENTOR

Signature _____ Date _____

Full Name: William Wright
Residence: 14010 Briar Heath Drive, Houston TX 77077 USA
Citizenship: Great Britain
P.O. Address: 14010 Briar Heath Drive, Houston TX 77077 USA

THIRD INVENTOR

Signature _____ Date _____

Full Name: Iain Razmer Cooper
Residence: 2810 Sunrise Court, Sugar Land TX 77479 USA
Citizenship: Great Britain
P.O. Address: 2810 Sunrise Court, Sugar Land TX 77479 USA

FOURTH INVENTOR

Signature _____ Date _____

Full Name: John Fuller
Residence: School House, Bentley, Farnham, Surrey, GU10 5JP Great Britain
Citizenship: Great Britain
P.O. Address: School House, Bentley, Farnham, Surrey, GU10 5JP Great Britain

09372545-013001

90

FIFTH INVENTOR

Signature _____ Date _____

Full Name: Shuja Goraya
Residence: 1800 River Crest #821, Sugar Land TX 77478 USA
Citizenship: Pakistan
P.O. Address: 1800 River Crest #821, Sugar Land TX 77478 USA

08722545 013001
100610 94522280

0972845 013001

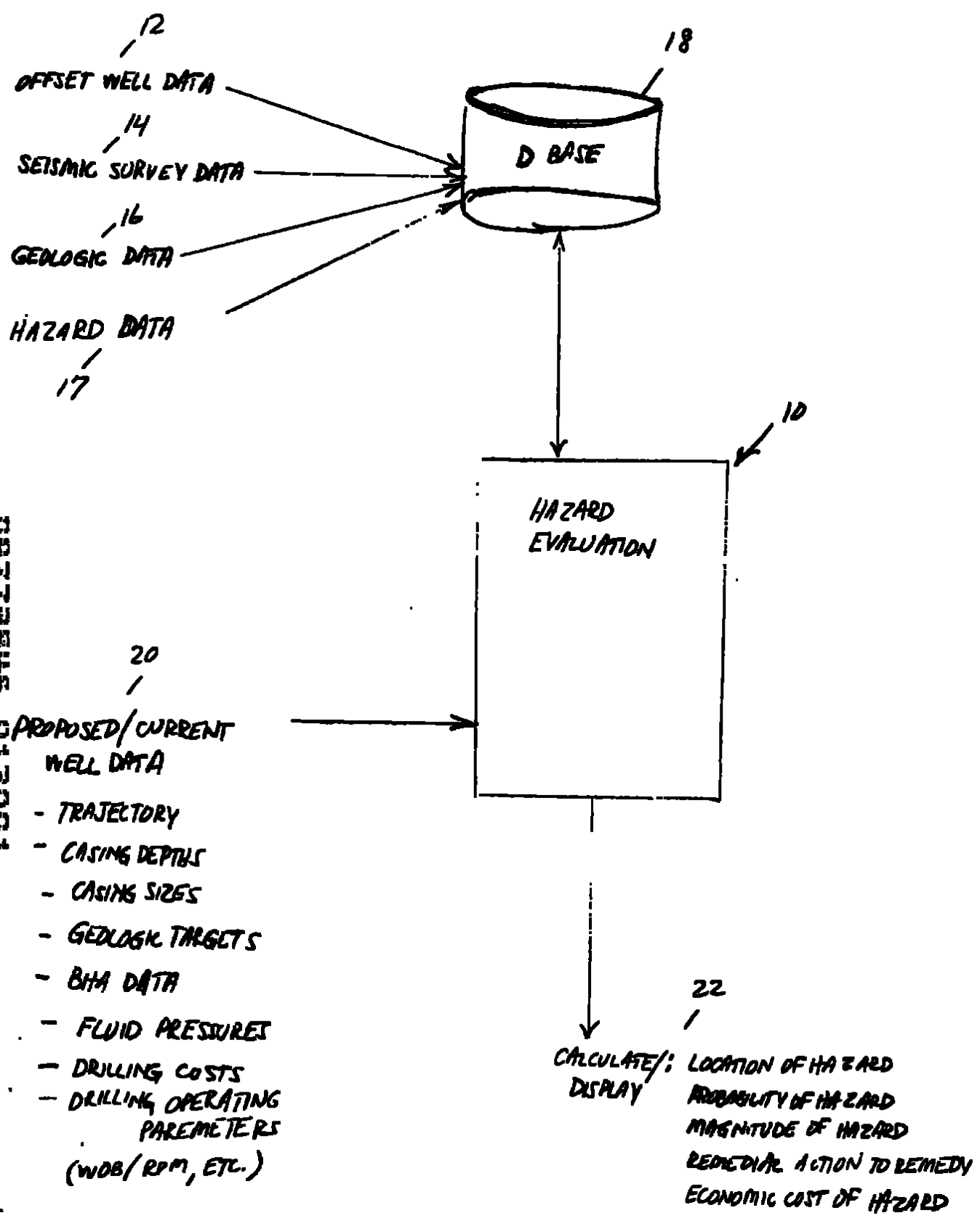


FIG 1

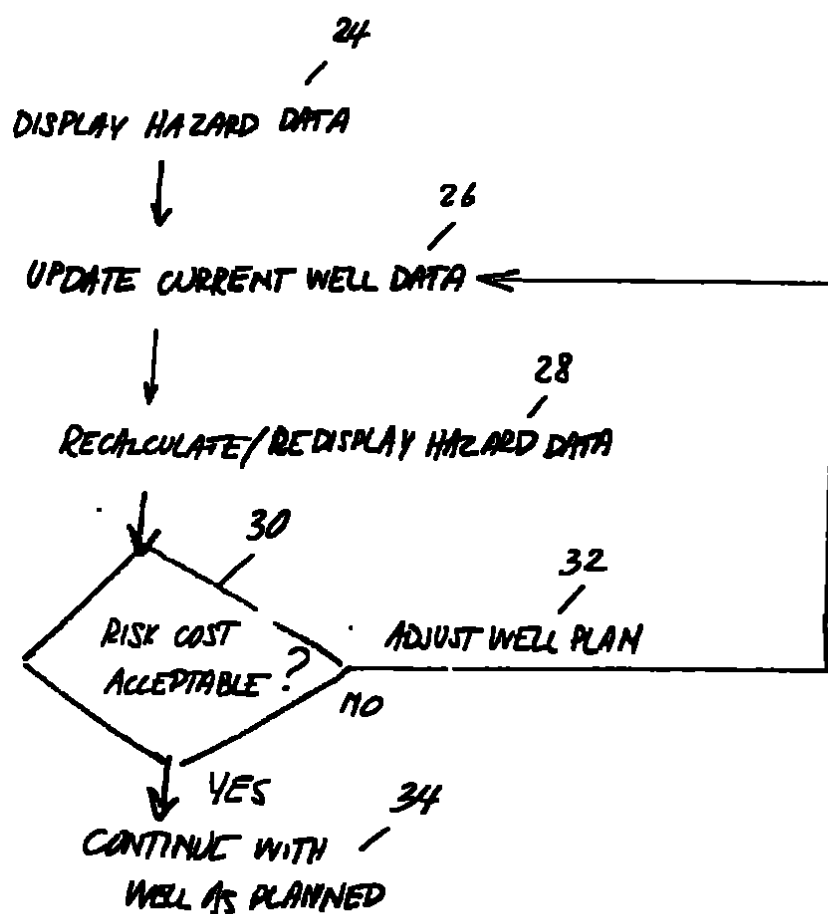


FIG 2

0072544 013001
100E10 84522200

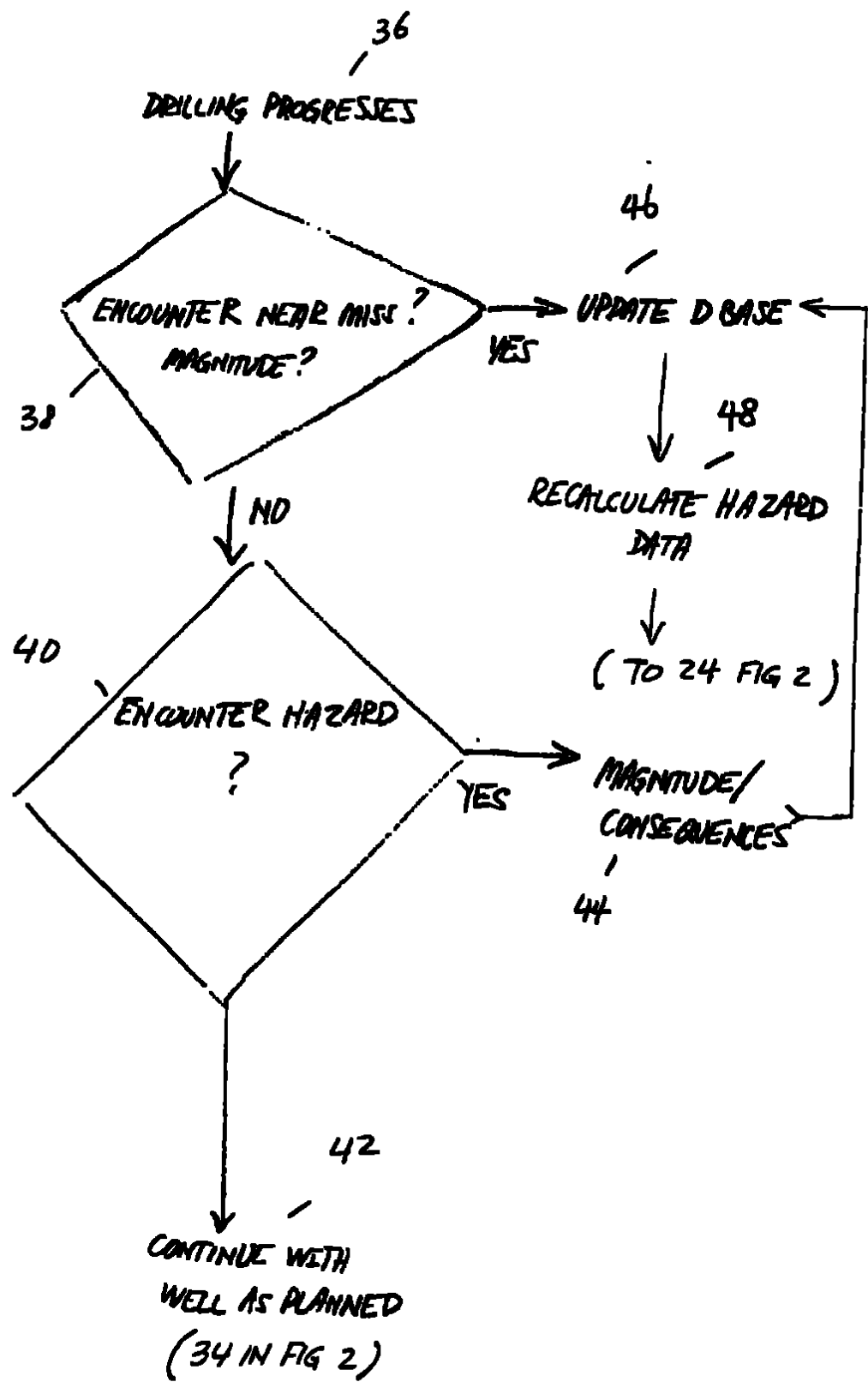
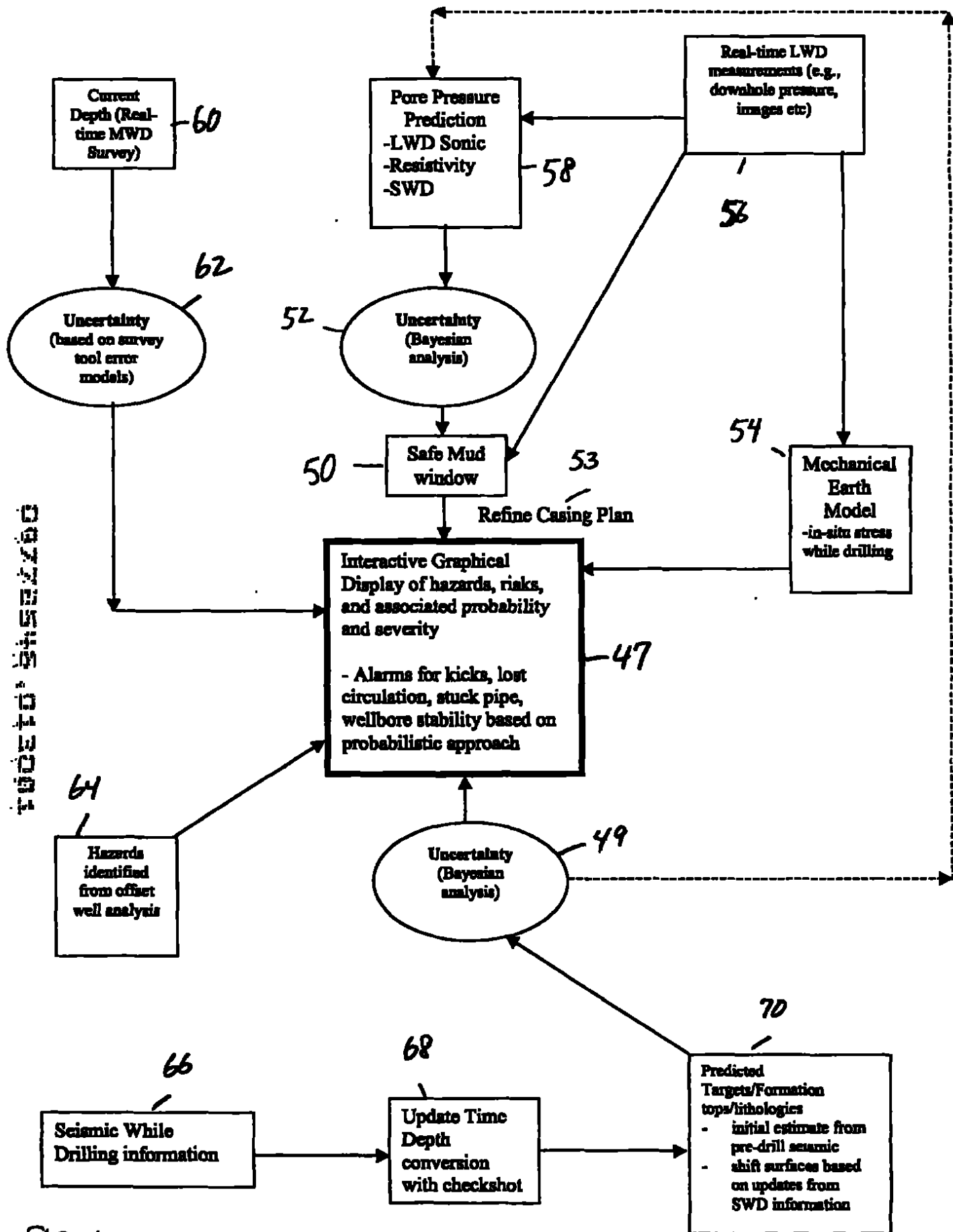


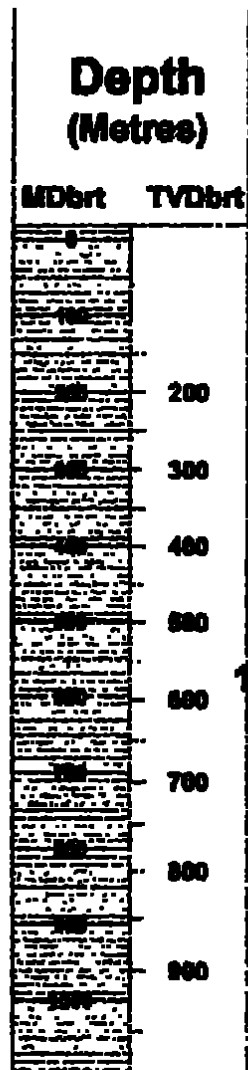
FIG 3

09722546, 013001



00772646 013001

FIG 5



100E10" 9H52/260

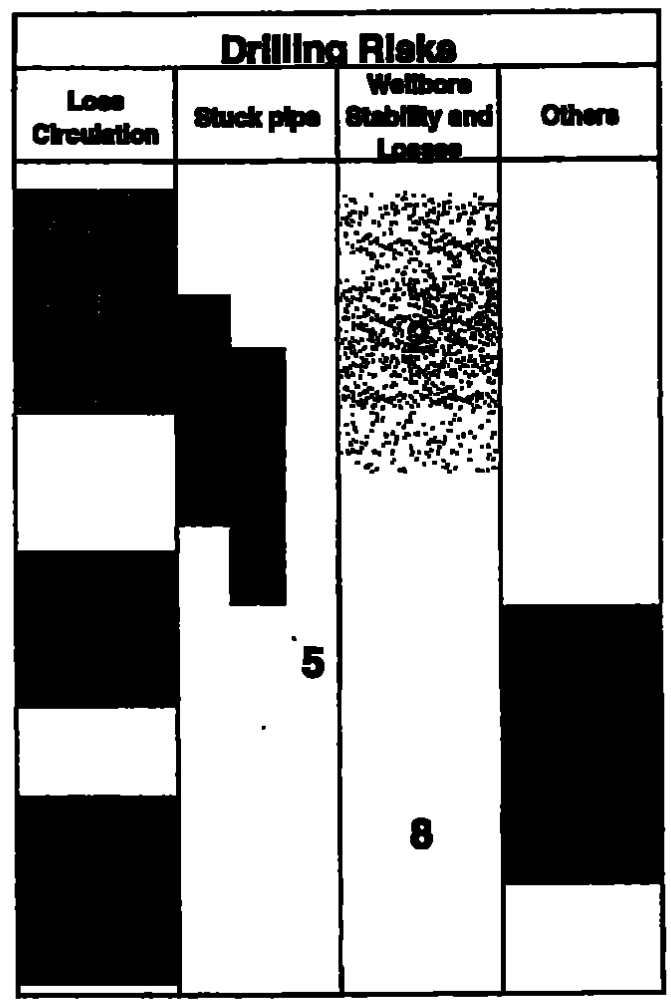


FIG 6

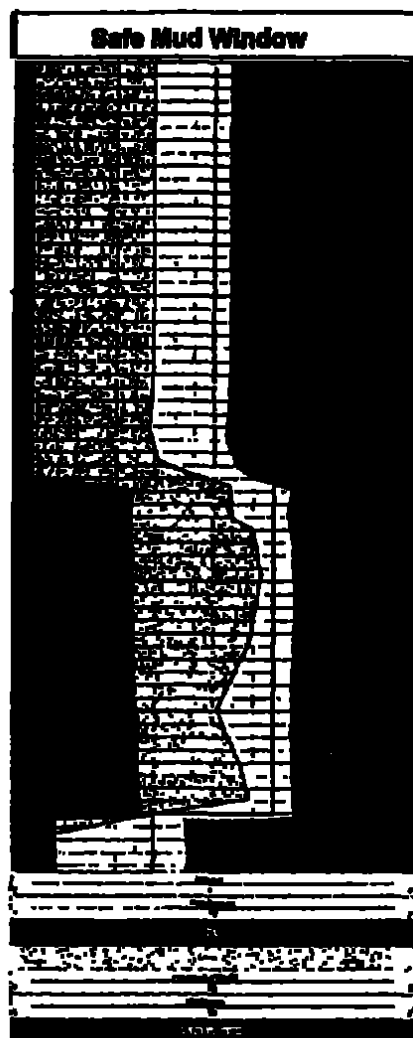
1000-1000m

1	1000 - 1000m	1000 - 1000m	1) Potential MUD LOSS using 1.5kg mud weight.	- Keep MCD low - Observe for losses - LCM may be necessary - Maintain good hole cleaning
2	1000 - 1000m	1001 - 1004m	2) Well inclination between 80-85 deg. Possible ANCHORING casing beds.	- Ensure good hole cleaning and careful tripping of BHA through and below this zone.
3	1001 - 1002m	1003 - 1004m	3) Potential MUD LOSS if MCD exceeds 1.50kg	- Keep MCD low (<1.50kg) - Observe for losses - LCM may be necessary
4	1003 - 1005m	1006 - 1008m	4) Potential BREAKOUT using 1.50 kg mud weight	- Monitor casing volume - Observe casing morphology - Avoid surging during TOR - Good hole cleaning important
5	1008 - 1009m	1044.5 - 1044.5m	5) Potential losses due to FAULT ZONE	- Keep MCD below 1.50kg. - Monitor mud losses carefully. - Monitor for fracture related casings. - An increase in mud weight NOT recommended due to destabilization of filled material across fault zone. - Do not rotate BHA across fault zone.
6	1009 - 1010m	1009 - 1009m	6) Possible Building Potential Formation Failure. High volumes of casings, danger of packoff	- Monitor casing morphology for building potential failure - Maintain good hole cleaning, reduce ROP if casing volume increases associated with increased hole cleaning. - Do not increase mud weight
7	1010 - 1010m	1010 - 1010m	7) Potential BREAKOUT using 1.50 kg mud weight	- Monitor casing volume - Observe casing morphology
8	1010 - 1010m	1010 - 1010m	8) Potential mud losses in fractured Subsurface if MCD exceeds 1.50 kg.	- Keep MCD low (<1.50 kg) - Observe for losses - LCM may be necessary

FIG 7

09272546-013001

FIG 8



 FORMATO DE DIGITALIZACION		 Reyni Technologies S.A.	
RELACION DE ANEXOS			
Expediente No		02005677	No de Folia
Item		No de unidades	
1	CD		
2	DVD		
3	REVISTA		
4	LIBRO		
5	PERIODICO		
6	DISQUETES		
7	SOBRE DE MANILA	1	✓
8	SOBRE BLANCO TAMAÑO CARTA		
9	SOBRE BLANCO TAMAÑO OFICIO		
10	OTROS:		

Observaciones: *ante final*

REQUISITOS NECESARIOS PARA PRESENTACIÓN Y AGILIZACIÓN DEL TRAMITE

	USUARIO	RADICADOR
PATENTE DE INVENCION ☒	MODELO DE UTILIDAD ☐	☐
• Indicación de que se solicita la concesión de una patente	☐	☐
• Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud	☐	☐
• Descripción de la invención	☐	☐
• Dibujos de ser estos pertinentes	☐	☐
• Comprobante de Pago de las tasas establecidas	☐	☐
COMPLETA ☐	INCOMPLETA	☐

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

• Indicación de que se solicita el registro de Diseño Industrial.	☐	☐
• Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud.	☐	☐
• Representación gráfica y fotográfica del Diseño Industrial o muestra del material que incorpora el diseño.	☐	☐
• Comprobante de pago de las tasas establecidas.	☐	☐
COMPLETA ☐	INCOMPLETA	☐

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

• Indicación de que se solicita el registro de un Esquema de trazado.	☐	☐
• Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud.	☐	☐
• Representación gráfica del esquema de trazado	☐	☐
• Comprobante de pago de las tasas establecidas.	☐	☐
COMPLETA ☐	INCOMPLETA	☐

Firma Responsable

INDUSTRIA Y COMERCIO
Fec: 2023-07-25 16:13:31
Folios: 153
TITULO: DE PATENTES Y MARCAS
FECHA: 2023-07-25 16:13:31

2023-07-25 16:13:31
Controlador: 2023-07-25 16:13:31
2023-07-25 16:13:31
Registra: 2023-07-25 16:13:31

Folio 105

101

2020
Bogotá, D. C.

Doctor(a)
GERMAN CASTILLO GRAU
Apoderado(a)

Oficio No. **09424**

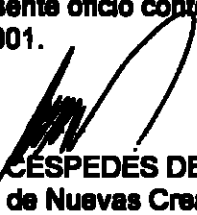
REFERENCIA: Radicación 02-5677
Trámite 002
Evento 001
Actuación 430
Folios 001

Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le comunica que:

- Debe indicarse el lugar de constitución de la sociedad solicitante (Art. 27-c, D 486/00).
- Debe allegar el documento en que consta la cesión del derecho a la patente otorgado por los inventores al solicitante o a su causante (art. 28-k, Dec 486/2000).
- Presentar de la solicitud cuya prioridad se invoca, al menos la traducción del capítulo reivindicatorio
- Se sugiere que para próximas actuaciones ante esta entidad sean utilizados los formatos establecidos en la circular única.

En cumplimiento del artículo 39 de la Decisión 486, en concordancia con el artículo 85 de la misma decisión, se le requiere para que dentro del término de dos (2) meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud se considerará abandonada y perderá su prelación.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el artículo 8 de la Resolución 210 del 15 de enero del 2001.


ALIX CARMENZA CÉSPEDES DE VERGEL
Jefe de la División de Nuevas Creaciones

14 MAR. 2002

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha _____

202027