

鄂西渝东海相深井定向侧钻工艺技术^{*}

何 开 平

(中国石化股份公司江汉分公司)

何开平. 鄂西渝东海相深井定向侧钻工艺技术. 天然气工业, 2003; 23(3): 73~76

摘 要 鄂西渝东地区地质构造复杂, 侧钻井难度大, 如何运用老井侧钻新技术, 恢复老井产能, 在老井治理中尤为重要。文章结合鄂西渝东地质构造特征及地质特点, 分析海相深井侧钻井的特点及难点, 运用两口井实例, 系统阐述裸眼侧钻、套管开窗侧钻两种侧钻方式在现场中的实际应用, 同时给出了几点认识。

主题词 深井 侧钻井 工艺技术 老井 鄂西渝东

鄂西渝东油气勘探遇到的钻井复杂问题已长期困扰这些区域的石油勘探与开发, 钻速低, 井下情况复杂和事故多导致了钻井成本高, 制约了勘探开发进程, 降低了开发效益。鄂西渝东作为江汉油田资源扩充战略的一个有利战场, 由于复杂的地形、地貌及地质构造特征, 增加了该区块勘探开发难度。

建南构造分南、北两个高点, 南高点主探层为飞三段气藏, 垂深 3 700~3 800 m; 北高点主探层为石炭系, 垂深 4 000 多米。南、北两个高点飞三段以上地层基本相同, 地层主要岩性为: 侏罗系沙溪庙组底深 1 200 m 左右, 为紫红色粉砂岩, 砂质泥岩, 黑色砂质页岩; 自流井组底深 1 800 多米, 为灰黑色页岩夹灰白色介壳灰岩, 紫红色砂质泥岩、泥岩不等厚互层; 沙溪庙组、自流井组地层易漏、易垮。三叠系须家河组, 为大段灰白色细中砂岩, 底部为黑色页岩; 巴东组为紫红色砂质泥岩、灰色泥云岩、云质泥岩夹泥灰岩; 嘉陵江组为深灰色灰岩、灰白色石膏、膏质云岩等; 飞仙关组为紫红色泥晶云岩、泥岩、灰岩、鲕粒灰岩。须家河组、嘉陵江组主要存在膏盐污染。北高点长兴组、乐平组、茅口组、栖霞组、石炭系, 乐平组煤层易垮, 石炭系易漏。

海相深井定向侧钻特点及难点

(1) 地层老, 岩性复杂、可钻性差。侏罗系至三叠系上部井段岩性为泥岩、页岩、砂岩三层, 三叠系至石炭系产层为石英砂岩和成套酸盐岩, 岩石硬度

大于 5 级的地层占 70%~80%, 地层可钻性差, 侧钻施工难度大。

(2) 高陡构造井眼轨迹控制难。鄂西渝东地区 80% 以上构造属高陡构造, 断层多, 多数井地层倾角在 20° 以上。有一半以上井地层倾角超过 30°, 最大地层倾角达 85°。

(3) 产层多, 多套压力系统共存。鄂西渝东地区自上而下区域上有 5 个产层, 20 多个产层段, 碳酸盐岩裂缝性气藏压力规律性差, 钻达石炭系目的层, 要穿过 P_{2ch} 、 P_{1m} 等多个气层井段。同一钻头尺寸裸眼井段中有多个气层、水层和漏层。多压力层序共处同一裸眼, 满足井漏的钻井液密度可能导致较高压层井喷或井壁稳定问题。

(4) 水泥石、岩石强度差异大。海相地层较老, 岩石强度高, 水泥石(尽管加石英砂)强度相比天然岩石, 硬度、强度低, 侧钻钻头易沿水泥石滑进, 钻头很难在井壁形成台阶。

(5) 侧钻周期长, 钻具回老眼几率大。侧钻中, 由于严格控制钻时, 侧钻周期长。侧钻出新眼后, 为钻达地质靶区及满足井身质量要求, 频繁更换下部钻具组合, 钻具刚性改变, 一方面容易造成钻具进入侧钻窗口难; 另一方面地层自然导向, 钻进一段后, 钻具易回老眼, 致使侧钻失败。

海相深井定向侧钻工艺技术

(1) 侧钻原则。根据侧钻井的井身质量要求, 以

^{*} 本文系江汉石油管理局重大科研项目“鄂西渝东海相深井侧钻工艺技术研究”成果。

作者简介: 何开平, 1956 年生, 高级工程师; 1982 年毕业于西南石油学院钻井专业, 2001 年获西南石油学院工学博士学位; 现任中国石油化工股份有限公司江汉分公司副总工程师兼工程技术处处长; 长期从事钻井技术管理工作。地址: (433124) 湖北省潜江市。电话: (0728) 6509580。

最短的井段、最少的工期,使侧钻出的新眼达到设计的井斜、方位,减少后续定向施工工作量。应用先进设计软件,根据侧钻井地质要求优化设计剖面,增加转盘钻进井段,以利提高钻井速度。确保水泥塞具有一定的高度和抗压强度,水泥浆凝固 48 h 以上才进行侧钻作业。下动力钻具侧钻前要求进行通井循环出原井眼中的混浆;钻掉强度不高的水泥塞;水泥塞深度;水泥塞的质量(水泥塞能承受大于 200 kN,时间 30 min)。侧钻点地层岩性、可钻性、井身质量、水泥环质量等都对侧钻速度和成功率有很大影响。根据地层特性、水泥石强度优选侧钻点;选用先进测量仪器和侧钻工具提高侧钻成功率和侧钻速度。

(2) 裸眼井侧钻技术。①侧钻前井眼准备和侧钻工具准备。录取原井眼轨迹数据。对套管鞋以下、侧钻点以上井段采用电子多点测斜仪,每隔 30 m 录取井斜、方位等数据,以确定原井眼井身轨迹。通井扩划眼。对套管鞋以下、侧钻点以上裸眼井段进行扩划眼,反复修整井壁,确保侧钻工具能顺利下至侧钻点。注人工井底。水泥浆中加入 30% (0.1~0.3 mm) 石英砂,要求石英砂搅拌均匀,水泥浆密度高(平均不低于 2.0 g/cm^3),候凝时间长(至少 72 h 以上),人工井底塞面至少高出侧钻点 20~30 m,水泥塞段长不少于 150 m。钻水泥塞。钻水泥塞前必须做承压试验,要求承压 500 kN,静态稳定 30 min。钻水泥塞以轻压慢转为主。清洗井筒。钻水泥塞至侧钻点后短起下钻以修整新钻井眼,并且大排量清洗井筒至少二个循环周,起钻前替入高粘度钻井液。侧钻工具准备。侧钻钻头及大功率、长寿命直(单)螺杆钻具或大角度弯接头,地锚斜向器(适用于侧钻难度大,岩性复杂,可钻性差,或套管开窗侧钻)。②侧钻工艺。优选侧钻点。根据地质目标靶区深度、位移和方位要求合理选择侧钻点,侧钻点尽可能选择在地质构造简单、岩石可钻性好的泥岩地层,避开易喷、易漏、易坍塌等复杂井段。优选剖面类型。剖面类型首先应满足目标靶需要,选择易于施工的井身剖面。优选侧钻方式。增斜侧钻或降斜侧钻。具体实施:使用“直螺杆+ 2° 弯接头”或单弯螺杆组成的钻具组合进行侧钻;侧钻钻井参数:先“0”钻压侧钻,排量 21~25 L/s,侧钻 5 m 确保新井眼初始台阶的形成,根据钻头承压能力和返出砂样百分比,调整钻井参数,逐步小幅度增加钻压;严格按侧钻参数均匀平稳送钻,严禁溜钻、顿钻及点送钻;初始侧钻时严格控制钻时 180~200 min/m,侧钻时每 10 min 捞一次砂样,及时分析对比岩屑;技术人员准确录取侧

钻井段井斜、方位数据,与老井眼井身轨迹进行分析比较,确保新井眼的形成;修整侧钻窗口。为保证后续钻具能顺利通过侧钻窗口,应下入原钻具组合对侧钻窗口进行反复修整,保证侧钻窗口平滑。

(3) 套管开窗侧钻技术。目前常用套管开窗方式主要有两种:①采用套管段铣工具进行开窗作业;②采用地锚斜向器和磨铣工具进行开窗作业。这两种方式各有不同的优势,在地层较硬、固井质量较好且开窗点上下有不能打开的层位情况下,一般选用地锚斜向器开窗方式。反之,则采用段铣器开窗的方式。

海相深井侧钻井实例分析

(1) 裸眼侧钻—建 69 侧平 1 井

建 69 侧平 1 井位于重庆市石柱县黄水镇青岗坪,是江汉石油管理局为寻找开发鄂西渝东地区丰富的天然气资源而部署的一口重点探井。该井是在建 69 井的基础上侧钻的水平井,设计井深 4 228.00 m,实钻井深 4 052.51 m。建 69 侧平 1 井于 2002 年 4 月 30 日在井深 3 300 m 处,开始定向侧钻。井深 3 300 m 的井斜为 9.2° ,方位为 144.2° ,水平位移 152 m,闭合方位 143.37° 。造斜段及水平段分别采用有线与无线随钻施工,钻至井深 3 627.00 m 进入 A 点,A 点垂深 3 553.26 m,井斜 72° ,方位 141° ,位移 317.0 m,方位 141.8° ,完钻井深 4 052.51 m,水平段长 425.51 m,最大井斜 121° 。在侧钻施工前,对 $\phi 215.9 \text{ mm}$ 井眼用连续测斜仪对井眼参数进行测量,并作相应计算处理;同时收集地层岩性、钻时、井径等实钻资料,作为选择侧钻点和制定侧钻施工方案的依据。在选择侧钻点时,考虑了以下几点:①为了不影响钻井速度,侧钻点尽可能深;②侧钻点处井径要规则没有缩径及大肚子现象,井斜、方位适合;③选定的侧钻点井深,尽可能使井身剖面设计简单、井斜角较小,使施工有一定的调整余地。侧钻点选在 3 300 m,剖面类型增—稳—增。该处最大井斜角 9.2° ,方位为 144.2° ,水平位移 152 m,闭合方位 143.37° ,与靶点方位相近,有利于形成新井眼。侧钻点 3 300 m 左右井段井径规则,地层为灰色灰岩,钻时相对较快。侧钻前,在建 69 井老井眼内打悬空水泥塞,下入光钻杆至井深 3 400 m 注三峡 G 级水泥 300 袋,水泥浆平均相对密度为 1.90,候凝后下钻探钻水泥塞下入一只 $\phi 215.9 \text{ mm}$ 3A 牙轮钻头,水泥塞面深 3 115.26 m,钻水泥塞至井深 3 300.00 m 后,加压 200 kN 做承压试验正常,起钻准备侧钻。

第一阶段(侧钻、增斜)。侧钻采用有线随钻定向, 钻具组合: $\phi 215.9\text{ mm}$ 3A+ $\phi 165\text{ mm}$ 直螺杆+ 2.5° 弯接头+ $\phi 158\text{ mm}$ NMDC+ 定向接头+ $\phi 127\text{ mm}$ HWDp $\times 18$ 根+ $\phi 127\text{ mm}$ Dp, 用 2.5° 弯接头是为了便于尽快从老井眼侧钻出去。侧钻中, 严格控制钻时保证侧钻点成型与稳固, 定向钻进参数: 钻压 40~60 kN、排量 30 L/s、压差 1 MPa, 当钻至 3 312.40 m (井斜 12.5°) 时, 螺杆失效起钻, 换下 1.5° 单弯螺杆全力增斜, 钻具组合: $\phi 215.9\text{ mm}$ 3A + $\phi 172\text{ mm}$ (1.5°) 单弯螺杆+ $\phi 158\text{ mm}$ NMDC+ 定向接头+ $\phi 158\text{ mm}$ DC+ $\phi 127\text{ mm}$ HWDp+ $\phi 127\text{ mm}$ Dp, 定向钻进参数: 钻压 40~60 kN、排量 30 L/s、压差 1 MPa, 钻至 3 323.00 m 时, 井斜达到 16.32° , 侧钻出新井眼, 钻具造斜率 $0.33^\circ/\text{m}$ 。因井眼轨迹控制适当降低造斜率, 起钻换下 1.25° 单弯螺杆以适当降低造斜率, 钻具组合为: $\phi 215.9\text{ mm}$ 3A+ $\phi 172\text{ mm}$ (1.25°) 单弯螺杆+ $\phi 212\text{ mm}$ STB+ $\phi 158\text{ mm}$ NMDC+ 定向接头+ $\phi 158\text{ mm}$ DC+ $\phi 127\text{ mm}$ HWDp+ $\phi 127\text{ mm}$ Dp, 钻进参数: 钻压 40~60 kN、排量 30 L/s、压差 1 MPa, 全力增斜, 滑动与旋转交替钻进减缓增斜率, 钻至井深 3 540.63 m 时, 井斜增至 47° , 钻进时出现“拖压”、蹩跳、工具面不稳现象, 分析是钻具组合中双扶正器刚度强所致, 起钻甩掉扶正器。调整后的钻具组合: $\phi 215.9\text{ mm}$ 3A+ $\phi 172\text{ mm}$ (1.25°) 单弯螺杆+ $\phi 212\text{ mm}$ STB+ $\phi 158\text{ mm}$ NMDC+ 定向接头+ $\phi 158\text{ mm}$ DC+ $\phi 127\text{ mm}$ HWDp+ $\phi 127\text{ mm}$ Dp, 钻进参数: 钻压 60~80 kN、排量 30 L/s、压差 1.5 MPa, 钻至 3 625.72 m 时, 井斜达 72° , 方位 141° , 闭合距 313 m, 闭合方位 141.8° , 有线完成第一阶段定向施工。第二阶段(着陆控制)。钻具组合: $\phi 215.9\text{ mm}$ 3A+ $\phi 172\text{ mm}$ (1.25°) 单弯螺杆+ $\phi 158\text{ mm}$ NMDC+ 无磁悬挂短节+ $\phi 127\text{ mm}$ NMDp+ $\phi 127\text{ mm}$ 斜坡钻杆+ $\phi 127\text{ mm}$ HWDp+ $\phi 127\text{ mm}$ Dp, 钻压 120 kN、排量 30 L/s、压差 1.5 MPa, 复合钻进减缓增斜速度, 控制井眼轨迹, 钻至 3 868.60 m 发生井漏, 最大漏速为 $31.2\text{ m}^3/\text{h}$, 起钻, 井底井斜高达 121° , 方位 146.2° , 闭合距 549.67 m, 闭合方位 142.2° 。静止观察一段时间以后, 下入钻具: $\phi 215.9\text{ mm}$ 3A + $\phi 172\text{ mm}$ 直螺杆+ $\phi 127\text{ mm}$ 斜坡钻杆+ $\phi 127\text{ mm}$ HWDp+ $\phi 127\text{ mm}$ Dp, 钻进参数: 钻压 60~80 kN、转速 67 r/min、排量 30 L/s、泵压 11~13 MPa, 目的是在井漏的情况下, 尽可能多的暴露目的层, 2002 年 4 月至 31 日钻至井深 4 052.51 m 时, 因转盘负荷过重、同时伴有平均漏速为 $1.5\text{ m}^3/\text{h}$ 井漏, 提前完钻。

(2) 套管开窗侧钻—建 27 侧平 1 井

该井于 1977 年 8 月 19 日开钻, 1978 年 9 月 25 日完钻, 完钻井深 4 720.8 m, 属于工程报废井。井身结构, 表层套管 $\phi 339.7\text{ mm}\times 76.34\text{ m}$, $\phi 244.5\text{ mm}$ 套管 $\times 2\ 940.48\text{ m}$, 生产套管 $\phi 177.8\text{ mm}\times 992.81\text{ m}$ + $\phi 139.7\text{ mm}\times 4\ 720.8\text{ m}$, 水泥返高 2 718 m, 鱼顶深度 3 646.76 m。在该井采用锻铣方式进行套管开窗侧钻水平井。

1) 井眼准备及段铣位置选择。井眼准备。采用 R852 聚能切割器于井深 2 709.7 m 割断 $\phi 139.7\text{ mm}$ 套管; 用 $\phi 201\text{ mm}$ 引子磨鞋修正鱼头至 2 710.23 m, 下 $\phi 194\text{ mm}$ 套铣筒套铣至井深 2 754.29 m, 套铣筒整断; 下入 $\phi 139.7\text{ mm}$ 锻铣刀至 2 755 m (2 755~2 755.4 m), 割断套管。锻铣点选择。开窗段铣点的选择应遵循以下四条原则: 考虑尽量利用较长的老井眼, 缩短侧钻周期, 节约成本; 尽量避免磨铣二次接箍; 段铣点以上套管完好, 无变形、破损和漏失; 段铣段管外固井质量良好。结合建 27 侧平 1 井老井实际情况及地下目标要求, 先于井深 2 709 m 处炸断 $\phi 139.7\text{ mm}$ 套管, 回填水泥至 2 701 m, 段铣点处套管钢级为 C95, 壁厚 9.17 mm。具体井深 2 920 m。锻铣开窗工具选择与井口试验。工具选择。该井选用华北石油管具公司的 TGX—9 型套管割铣工具。井口试验。按照工具要求紧扣后, 接上方钻杆, 用 2 mm 铁丝将刀片捆紧, 放到井口开泵, 捆刀片铁丝顺利断开, 六只刀片顺利伸出至最大位置, 泵压变化约 1 MPa。停泵后, 六只刀片顺利收回可入井。再次用 $\phi 2\text{ mm}$ 铁丝将刀片捆好, 并用绝缘胶布缠上三圈, 防止在下钻过程中将刀片的刀尖碰坏。下入钻具组合: $\phi 220\text{ mm}$ TGX—9 + $\phi 158.8\text{ mm}$ DC+ $\phi 127\text{ mm}$ HWDp+ $\phi 127\text{ mm}$ 斜坡 Dp+ $\phi 127\text{ mm}$ DP。

2) 锻铣开窗。切断套管。下钻过程平稳, 将工具顺利下至 2 755 m, 启动转盘 (I 档 60 r/min), 2~3 min 后开泵, 排量保证在 25~30 L/s。泵压 10 MPa, 开始切割套管, 1 h 后泵压降为 9.0 MPa, 套管切断。为确保刀片完全张开, 继续定点切割了 30 min。磨铣套管。上提钻具恢复至悬空状态 (约 5 cm), 动转盘 3~5 min 后, 调整泵排量 (25~30 L/s)。泵压为 10 MPa, 钻压 10~20 kN, 均匀送钻, 转盘负荷均匀平稳。依据返出铣屑形状大小, 调整钻压, 钻压最高不超过 25 kN。当磨铣至 2 740.3 m 时计算窗口长度已足够侧钻, 决定起钻。整个段铣过程很顺利, 割铣并段: 2 720~2 740.3 m, 长 20.3 m, 纯段铣时间 32 h。平均机械速为 0.63 m/h。

3) 打水泥塞。采用光钻具打水泥, 水泥浆密度平均密度 $1.88\text{ g}/\text{m}^3$, 水泥封固段: 2701~2740.30 m,

垂直裂缝井产量递减曲线研究

杨 龙¹ 王晓冬¹ 韩永新²

(1. 中国地质大学·北京 2. 石油勘探开发科学研究院廊坊分院)

杨龙等. 垂直裂缝井产量递减曲线研究. 天然气工业, 2003; 23(3): 76~79

摘 要 文章利用叠加积分方法, 先给出了在封闭油气藏中存在有限导流垂直裂缝的生产井井底压力分布公式, 再根据 Duhamel 原理, 计算出垂直裂缝井的弹性产量数据, 用不稳态方法预测了单一的、存在有限导流垂直裂缝的气井产量, 并利用 Stehfest 数值反演方法计算得出气井产量递减曲线、累计产量—产量关系曲线, 定量讨论了裂缝导流能力、裂缝壁面表皮对气井产量、累计产量的影响, 随后举例说明了其应用方法。研究表明, 无量纲导流能力、裂缝壁面表皮对产量的影响主要集中在早、中期, 当达到晚期拟稳态阶段后, 对产量的影响是比较小的。另外, 影响水力压裂垂直裂缝井产量的主要因素除了裂缝长度外, 还有裂缝的无量纲导流能力, 可能有这样的情形, 低导流能力的长裂缝和高导流能力的短裂缝等效, 从某种程度上说, 裂缝的导流能力作用比裂缝缝长更加重要。

主题词 封闭油气藏 产量计算 产量递减 垂直裂缝 裂缝导流能力 数学模型

近年来, 在油气藏工程方面, 关于垂直裂缝井的研究工作, 主要集中于不稳定压力分析方面, 如 Raghavan(1978 年、1993 年)、Cinco-ley(1978 年、1981 年) 和 Gringarten(1973 年、1974 年、1975 年)、刘慈群等人(1987 年、1991 年), 他们的工作主要集中在油藏—裂缝系统不稳定渗流及试井分析方法的研究。在裂缝井产量分析及预测方面, 已有的解析

研究结果主要有 Prats(1960 年) 等人给出的稳态椭圆流动近似解; Raymond 和 Binder(1967 年) 利用等值渗流阻力法给出了三角裂缝产量预测近似公式, 该公式很不准确; Tinsley 和 Williams(1969 年) 用电模拟方法研究了部分压开情形下的机理型产量公式; Cinco-ley(1976 年) 在数值计算有限导流裂缝井壁压力时, 顺便给出的等效井径曲线。在压裂设计

现场候凝 48 h, 钻具承压 300 kN, 强度满足侧钻要求。

4) 侧钻工艺过程。钻具组合: f 215.9 mm 3A+ f 172 mm 直螺杆+ 1.75° 弯接头+ f 158.8 mm Dc+ f 158.8 mm Dc+ f 127 mm DP; 造斜点位置 2 725 m; 有线随钻定向。由于地层较硬嘉五段, 岩性灰岩, 控制钻时 200~260 min/m, 于井深 2 735 m 顺利侧出新井眼。该井于 2 735 m 处出新眼后, 由于是水平井, 侧钻出去后, 采用稳斜钻具钻进, 水平井设计剖面采用直—增—稳—增, 目前该井已完钻, 设计造斜点 3 450 m。

认识与体会

截至目前, 江汉石油管理局共在海相深井侧钻 6

口井(新场 2 井, 建 69 侧平 1 井, 建 63 侧平 1 井, 建 27 井侧平 1, 建 41 侧平 1 井, 建 46 侧平 1 井), 积累了一定的海相深井定向侧钻经验, 同时取得了以下认识与体会。

(1) 分析已钻井实钻资料, 对制定合理侧钻方案具有重要意义。

(2) 海相中、深井段侧钻, 水泥塞强度、侧钻点选择、地层岩性、控制钻时及合适的侧钻工具是提高侧钻成功率的几个关键因素。

(3) 侧钻出新眼后, 划眼及修正窗口措施要得当, 侧钻时尽量简化钻具组合, 缩短定向侧钻时间, 确保井下安全。

(收稿日期 2003-01-09 编辑 钟水清)

作者简介: 杨龙, 1992 年毕业于江汉石油学院开发系采油专业, 一直从事油气井测试和分析工作, 现在中国地质大学(北京)攻读博士学位, 发表论文多篇, 参加过多项科研项目。地址: (100083) 北京市海淀区学院路 21 号中国地质大学能源地质系博 2000 级。电话: (010) 82320863, 13021087541。

fect of the bit dip. So, they can control deviation and improve the bit speed. But they haven't the ability to resist the deviation force caused by the formation because of the inside mechanics properties of the drilling tools assemble. Aiming to the steep structures and the formations with strong deviating force, they can't guarantee to control deviation. To solve the problem of deviation control and fast drilling, besides effective controlling the side force of the drilling tools and the bit dip, enough ability should be obtained to resist the deviating force of the formations. The 3 factors must be considered at the same time and coordinated each other, then the problems of deviation control and fast drilling can be solved practically in the steep structures and the formations with strong deviating force.

SUBJECT HEADINGS: Straight well, Drilling technique, Deviation control, Theoretical model, Bottom hole assembly

Sun Kui (*engineer*), born in 1967, and is the vice general geologist of Shallow Sea Petroleum Development Com. Add: Panjin, Liaoning (124010), China Tel: (0427) 7805626

MODEL OF TEMPERATURE DROP MECHANISM WHEN GAS FLOWING THROUGH CHOKES*

Li Yingchuan and Hu Shunqu (Southwest Petroleum Institute); and Guo Chunqiu (Research Institute of Exploration and Development, PCL). *NATURAL GAS IND.* v. 23, no. 3, pp. 70~72, 5/25/2003. (ISSN1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: Based on energy conservation theory and Van Der Waals' s mixed rule, a mathematical model is derived. The model describes the phase equilibrium process with Peng-Robinson equation when gas flowing through chokes. Data acquired from the Brown enthalpy-entropy diagram was used to calculate the real cases, comparing the results come from the model with the data from the enthalpy-entropy diagram. Under the conditions of gas' s density from 0.6 to 1.0, temperature from 93.3 to 371.1 °C and pressure from 0.0344 to 68.95 MPa, the results acquired from the model matched well with the values from the Brown enthalpy-entropy diagram. The average error was -0.21% and the absolute average error of them was 0.55%. Therefore, it proved that the model is correct and has wide applicable scope. Comparing with the Brown enthalpy-entropy diagram, the computer program of the model has the advantages such as quick calculation, convenient application and good adaptability, and provides an important tool for the engineering design of the gas recovery and transportation and the production dynamic analysis such as prediction and prevention of the gas hydrate.

SUBJECT HEADINGS: Natural gas, Throttle, Temperature drop when gas flowing through chokes, Phase equilibrium, Mathematical model

Li Yingchuan (*professor*), born in 1951. Add: Nanchong, Sichuan (637001), China Tel: (0817) 2642091 E-mail: liyc@swpi.edu.cn

DIRECTIONAL SIDETRACKING TECHNIQUES

OF MARINE DEEP WELLS IN YUDONG AREA OF WEST HUBEI PROVINCE*

He Kaiping (Jiangnan Oil Field Branch, Sinopec). *NATURAL GAS IND.* v. 23, no. 3, pp. 73~76, 5/25/2003. (ISSN1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: The geological structures are complicated in Yudong area of west Hubei province. The sidetracking is difficult. It is very important how to rehabilitated the productivity of the old wells with the new sidetracking techniques. Based on the geological and structural features in Yudong area of West Hubei province, the article analyzed the characteristics and the deficiencies of the sidetracking techniques of marine deep wells. Using the real cases of 2 wells, the article described the practical application of 2 sidetracking types both open hole sidetracking and casing well sidetracking in the fields, and provided some ideas.

SUBJECT HEADINGS: Deep well, Sidetracking, Technique, Old well, Yudong area of west Hubei province

He Kaiping (*Doctor, senior engineer*), born in 1956, and is the vice general engineer of Jiangnan Oil Field Branch, Sinopec.

Add: Qianjiang, Hubei (433124), China Tel: (0728) 6509580

STUDY OF PRODUCTION DECLINE CURVE FOR WELLS WITH VERTICAL FRACTURES*

Yanglong and Wang Xiaodong (China University of Geosciences, Beijing), and Han Yongxin (Langfang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration and Development). *NATURAL GAS IND.* v. 23, no. 3, pp. 76~79, 5/25/2003. (ISSN1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: Using stacking integration, the article derived the equation of buttonhole pressure distribution of producing wells limited diverting vertical fractures in closed oil and gas reservoirs, calculated the elastic production date of wells with vertical fractures according to Duhamel principle, estimated the production of each well with limited diverting vertical fractures by means of transient testing method, made the production decline curve and the cumulative production versus production curve by means of Stehfest numerical inversion method, and discussed the influence of fracture conductivity and fracture skin on the production and the cumulative production of a gas well quantitatively then explained the application with examples. The study shows the influence of the dimensionless conductivity and the fracture skin on the production mainly happens in the early and medium period, and the influence is a little in the late period when the pseudosteady state appears. Otherwise, the major factors to influence the production of the fractured well with vertical fractures are the fractures dimensionless conductivity as well as the fracture lengths. Maybe it happens that the low conductivity with long fractures is equal to the high conductivity with short fractures. In a sense, the effect of fracture conductivity is more important than that of fracture lengths.