

钻井工艺

提高深井硬地层钻井速度技术难点及对策

羽保林¹, 王 荣¹, 庞建新¹, 李光怀¹, 施文庆¹, 焦海中²

(1 中原油田钻井三公司前指 2 大港油田井下作业公司国际工程部)

羽保林等. 提高深井硬地层钻井速度技术难点及对策. 钻采工艺, 2006; 29(1): 24~26

摘 要: 乌龙 1 井地层为南方海相沉积, 地层古老、岩石硬度大、研磨性强、可钻性差、地层倾角大(最大为 80°) 井斜难以控制、蹩跳钻严重, 制约了该地区深井钻井速度。文章介绍了解决提高钻井速度这一瓶颈问题, 从深井优快钻井及其配套技术、硬地层钻进的钻头优选、优化钻井参数、引用新技术、新工艺、新工具等方面进行了探索, 钻井速度有了大幅度地提高, 对类似井具有一定的借鉴作用。

关键词: 乌龙 1 井; 深井硬地层; 提高钻井速度; 钻井技术

中图分类号: TE 242 文献标识码: A 文章编号: 1006-768X(2006)01-0024-03

在云南楚雄盆地布置的第一口重点区域深探井乌龙 1 井, 设计井深 4 600 m, 完钻井深 4 620 m。地层为海相沉积, 钻遇地层: 侏罗系蛇店组、张河组、冯家河组、上三叠统舍资组、干海资组。其主要地质特点为地层古老、岩石硬度大、研磨性强、可钻性差、地层倾角大(最大为 80°) 井斜难以控制、蹩跳钻严重。钻井过程中要钻遇到多种复杂地层, 加之高温高压地应力使井下复杂程度加剧, 新区探井还存在地层压力、地层状态、岩性和地层分层深度等不确定等因素, 制约了深井钻井速度。为了解决提高钻井速度, 加快油气资源勘探开发步伐, 经过探索和实践逐步完善了深井优快钻井及其配套技术, 钻井速度有了大幅度地提高, 为快速优质发现深部地层油气藏积累了一定的经验。

一、难点分析

(1) 该地区地层硬度高, 可钻性差。泥岩胶结致密坚硬, 一般硬度级别都在 5~6 左右, 最高硬度级别达到 7 级。地层中还含有大量的石英砂岩, 硬度高达 8 级。可钻性平均级值约 7 级, 可钻性差。地层岩石物理机械性能不一, 均质性差、研磨性高, 对钻头磨损严重。

(2) 地层倾角大, 影响机械钻速。地层倾角最高达 80°, 软硬交错, 可钻性差别大。在钻进过程中, 井斜控制困难, 为确保井身质量, 在易斜井段钻压不能放开, 影响机械钻速的提高。

(3) 钻进过程中蹩跳严重, 加不上压, 钻头工作不平衡, 易造成钻头先期损坏, 影响钻头机械钻速与钻头寿命。

二、技术对策

1. 合理的井身结构设计

合理的井身结构设计, 可以大大地减少井下复杂和事故, 成倍地提高钻井速度。

乌龙 1 井原设计井身结构为: $\varnothing 60.4$ ($\varnothing 68$ 导管) $\times 35$ m + $\varnothing 44.5$ $\times 450$ m + $\varnothing 11.15$ $\times 1\,980$ m + $\varnothing 15.9$ $\times 4\,620$ m, 技术套管封冯家河组低压易漏、易垮塌地层。但在实钻中, 设计地质分层与实钻地质分层差别极大, 原设计井身结构不能满足三开施工要求, 根据实钻情况和施工要求更改了井身结构为: $\varnothing 60.4$ ($\varnothing 68$ 导管) $\times 35$ m + $\varnothing 44.5$ $\times 450$ m + $\varnothing 11.15$ $\times 3\,086$ m + $\varnothing 15.9$ $\times 4\,620$ m。在实钻施工中证实了这套井身结构基本上满足了三开施工要求, 避免了事故和复杂情况发生。

2. 钻头优选

2.1 利用测井资料选择钻头类型

利用测井资料可以直接计算得到地层岩石的杨氏模量和泊松比, 在利用一定的转换关系, 可以得到岩石的强度参数。有了地层岩石的可钻性、硬度以及强度参数后, 结合钻头使用资料、井身结构数据及地质分层情况, 就能利用这些资料进行钻头的优选和评价。

收稿日期: 2005-10-11

作者简介: 羽保林, 工程师, 1992 年毕业于西南石油学院钻井工程专业, 长期从事定向井和技术管理工作, 现任中原油田钻井三公司副总工程师。联系地址: (457001) 河南濮阳市油田中原路东段, 电话: 0393-4771981, E-mail: lyq6623@sina.com

2.2 岩石性能试验选用钻头

2.2.1 乌龙 1 井岩石可钻性试验情况

岩样: 1[#] 岩心 (深灰色粉砂质泥岩, 井段 3 129.87~3 129.97 m), 2[#] 岩心 (灰色粉砂岩, 井段 3 133.82~3 133.92 m), 两块岩样均为 $\varnothing 100$ 从中间剖切的半圆柱形岩心。钻头可钻性试验结果见表 1 和表 2。

表 1 牙轮微钻头可钻性试验结果

岩样	岩性描述	试验次数	平均级值
1 [#]	深灰色粉砂泥岩	4	5.9
2 [#]	灰色粉砂岩	2	7.04

表 2 PDC 微钻头可钻性试验结果

岩样	岩性描述	试验次数	平均级值
1 [#]	深灰色粉砂泥岩	2	5.69
2 [#]	灰色粉砂岩	2	7.17

2.2.2 岩石硬度试验情况

岩石硬度试验结果见表 3。

表 3 岩石硬度试验结果

岩样	岩性描述	试验次数	平均硬度值 / MPa	硬度级别	备注
1 [#]	深灰色含粉砂泥岩	3	1510	5~6	岩心端面
		4	673	4	岩心剖面
2 [#]	灰色粉砂岩	4	1630	6	岩心端面
		3	971	4	岩心剖切面

2.2.3 试验结论

井深 3 133.82~3 133.92 m 的地层比井深 3 129.87~3 129.97 m 要硬。两块岩心相距仅 3 m, 但可钻性级值变化较大。说明地层仍然存在软硬交替变化, 两者可能非同一地层。

硬度试验表明地层各向异性明显。岩心两端 (井眼轴线方向) 的硬度大, 而剖切面上 (垂直井眼方向) 的硬度小。

2.3 根据已钻井钻头资料选用

从已钻井钻头使用情况来看, 普通牙轮钻头普遍存在使用寿命短, 直径磨损严重。而金属密封牙轮钻头, 特别是 HJT 系列带掌背强化和掌背扶正的钻头, 通过使用证明各项技术指标都有较大幅度的提高, HJT 系列牙轮钻头较能适宜各种工况下和复杂地层岩性的钻探工作, 性能稳定, 工作时间长, 同时掌背强化, 保径齿保证了钻头直径的磨损量和井眼的规则, 扶正块保证了钻头工作的稳定性, 使钻压可以均匀分配给牙齿, 保证了钻头的工作效率。

2.4 乌龙 1 井实钻地层及推荐钻头选型

2.4.1 乌龙 1 井实钻地层分层岩性描述

蛇店组: 上段 0~806 m, 岩性为紫色、紫灰色粉砂 - 细砂 - 中砂岩与紫色、紫红色泥岩互层, 石英含量 66%~89.3%; 下段 806~1 374 m, 岩性为紫灰色粉砂岩、细砂岩与紫色、紫红色泥岩, 呈等厚互层, 石英含量 24.1%~85.7%。

张河组: 上段 1 374~1 584 m, 岩性为上部以紫色、紫红色泥岩与紫色、灰绿色粉砂岩互层, 泥岩厚砂岩薄; 下部棕红色细砂岩、灰紫色和紫灰色粉砂岩为主夹紫红色泥岩, 石英含量 60%~87%; 中段 1 584~1 854 m, 岩性为紫色、紫灰色泥岩与紫色、紫灰色、灰绿色、灰白色粉砂岩和细砂岩互层夹灰 - 深灰色泥质灰岩和灰岩, 石英含量 60%~87%; 下段 1 854~2 267.5 m, 岩性为上部紫色、紫红色泥岩、粉砂质泥岩夹灰色、紫灰色和灰紫色粉砂岩; 中下部紫色、紫红色泥岩与灰色、紫色、深灰色粉砂岩 - 中砂岩互层。下部砂岩约一半含灰, 部分含砾石, 石英含量 60%~87%。

冯家河组: 上段 2 267.5~2 605.5 m, 上部紫色、紫红色、棕红色泥岩为主; 下部块状灰色细砂岩为主, 石英含量 59.4%~94.1%; 中段 2 605.5~2 962.5 m, 为灰色中层 - 块状细砂岩、粉 - 细砂岩与巨厚层紫色等厚互层, 石英含量 60%~91.1%; 下段 2 962.5~3 086.5 m, 岩性为巨厚层灰色泥岩、粉砂质泥岩夹同色粉砂质泥岩, 石英含量 60%~91.1%。

舍资组: 上段 3 086.5~3 740 m, 岩性为上部和下部为灰色、深灰色中厚 - 块状细砂岩与灰黑色、深灰色泥岩呈略等厚互层, 中部为厚约 310 m 的泥岩, 钻遇了三层火成岩, 厚 0.27~7.00 m; 中段 3 740~3 860 m, 岩性为底部为深灰色含沥青砂岩 (厚 22 m), 往上近 100 m 为巨厚层深灰色泥岩; 下段 3 860~4 093 m, 岩性为底部为厚 32 m 的深灰色中砂岩, 其上为灰色、深灰色中厚层粉砂岩、细粉砂岩与深灰色、灰黑色泥岩呈略等厚互层。舍资组主要是深灰色泥岩、黑灰色泥岩含有石英脉、深灰色砂岩、粉砂岩 (均为石英), 较侏罗系地层可钻性要差。

干海资组: 井段 4 093~4 620 m, 岩性为灰色粉砂岩、中细砂岩与深灰色、灰黑色泥岩呈略等厚互层。深灰色、灰黑色泥岩含有石英脉, 灰色粉砂岩、中细砂岩均为石英砂岩可钻性及差。

2.4.2 钻头系列的选用

根据乌龙 1 井的实钻经验, 该地区选用适合于高钻压高转速, 抗研磨性, 抗岩性不均的 HJT 系列金属密封牙轮钻头效果较好, 而目前的 PDC 钻头不宜

使用。上部选用高转速牙轮钻头,如江汉 GA515 系列钻头,中部选用江汉 HJT537G 和 HJT617LG 系列钻头,下部选用江汉 HJT617LG 和 HJT637LG 系列钻头;取心钻头选用川 克的 SC279 效果较好。分层段钻头选型见表 4。

表 4 钻头优选系列

地层		底界深度 /m	钻头尺寸 /mm	钻头系列
蛇店组	上段	806.00	444.5	GA515 XHP3
			311.1	HJ517L
	下段	1374.00		HJ517L HJ617LG
张河组	上段	1584.00		HJ617LG
	中段	1854.00		HJT537G HJ617LG
	下段	2267.50		HJT537G HJ617LG
冯河组	上段	2605.50		HJT537G HJ617LG
	中段	2962.50		HJ617LG HJT637LG
	下段	3086.50		HJ617LG
舍资组	上段	3740.00		HJ617LG
	中段	3860.00		HJ617LG
	下段	4093.00		HJ617LG
干海资组		4620.00		HJ617LG HJT637LG

3. 钻井参数的优选

优选钻井参数钻井是在综合影响钻井成本各项因素的基础上选择的最优参数组合。一般情况下钻压越大,转速越高,机械钻速就越高。而且一般遵从的规律是上部地层对转速比较敏感,下部地层对钻压比较敏感。大直径井眼提高机械钻速优化钻井的前提条件为:纯钻时间所占的时效比例尽可能大,平均单只钻头的进尺尽可能多,行程机械钻速尽可能大。深部小井眼提高机械钻速,根据深部小井眼钻

井的特点,目前最有效的方法之一就是采用“井下动力钻具+转盘”双驱动复合钻井技术和采用强化钻井参数钻进。

Ø44.5 井眼钻井参数:钻压 80 kN、转速 80 ~ 110 r/min、排量 45 ~ 50 L/s、泵压 15 ~ 16 MPa。

Ø81.1 井眼采用高钻压适当转速钻井参数:钻压 120 ~ 260 kN、转速 60 ~ 70 r/min、排量 45 ~ 50 L/s、泵压 15 ~ 16 MPa。

Ø15.9 井眼双驱动复合钻进钻井参数:钻压 120 kN、排量 25 ~ 28 L/s、泵压 13 ~ 16 MPa。

采用小钟摆钻具组合强化钻井参数,从乌龙 1 井实际使用的情况来看,使用小钟摆钻具在该地区防斜效果较好。

钻具组合:Ø15.9 牙轮钻头+Ø58 钻铤 9 m+Ø58 短钻铤(3.35 m)+Ø14 螺旋扶正器+Ø58 钻铤 156 m+Ø27 加重钻杆 73 m+Ø27 钻杆。

钻井参数:钻压 160 ~ 180 kN、转速 65 r/min、排量 24 ~ 26 L/s、泵压 12 ~ 16 MPa。

4. 高速牙轮+井下动力钻具+转盘驱动复合钻井技术

乌龙 1 井用螺杆+转盘双驱动牙轮钻头钻进,使用井段:3 422.87 ~ 3 459.47 m,3 462.77 ~ 3 489.16 m 和 3 676.01 ~ 3 710.01 m。钻压在 30 ~ 40 kN 时,机械钻速较转盘钻进时钻压 160 kN 相当;钻压 40 ~ 50 kN 时,机械钻速较转盘钻进时钻压 160 kN 时提高 32%;当钻压达到 120 kN 时,机械钻速提高 153%。螺杆加牙轮钻头使用情况统计对比见表 5。

表 5 螺杆加牙轮钻头使用情况统计对比表

类型	钻进井段 /m	纯钻时间 /h	钻压 /kN	转速 /r·min ⁻¹	排量 /L·s ⁻¹	泵压 /MPa	机械钻速 /m·h ⁻¹
牙轮+螺杆	3422.87 ~ 3459.47	62:45	40	复合	26	15	0.6
牙轮+螺杆	3462.77 ~ 3489.16	35:10	50	复合	26	16	0.78
牙轮钻头	3489.1 ~ 3519.24	30:08	120	65	26	13	0.59
牙轮+螺杆	3676.01 ~ 3710.01	64:00	120	复合	23	13	0.53
牙轮钻头	3710.01 ~ 3724.96	121:15	50	65	24	12	0.21

5. 深井钻井装备、仪器、仪表、新工具

(1) 钻井装备最主要的就是电动钻机和顶部驱动装置。电动钻机最大的优点是动力无级调速,即绞车、转盘、钻井泵的速度可以连续变化,有利于钻井参数的调配,司钻台上装有各种监测仪表,对钻井参数实时监测,及时判断井下情况,预防井下各种事故的发生。

(2) 减震器已是成熟的井下工具,使用好减震器,可减轻跳钻提高钻井速度。

(3) 液动冲击器的应用。乌龙 1 井在井段 3 972 ~ 4 014 m,试用了德州石油钻井研究所生产的液动射流式冲击器,冲击器正常工作时的机械钻速提高了 50%。

(4) 液力加压器的应用。液力加压(下转第 38 页)

水)诱发井漏 4 次。分析漏失性质主要以低压漏失、压裂漏失为主,堵漏方法主要以桥堵、随堵为主,该井段采用桥堵、随堵 9 次、水泥堵漏 1 次,堵漏成功率达 70%。在井深 3 273 m(长兴)压井井漏,在桥浆堵漏效果较差的情况下立即采用水泥堵漏 1 次成功,有效地提高了堵漏成功率。

1.2 卡钻事故处理

该井段共发生压差卡钻 2 次,其中压井卡钻 1 次。(1)用 1.09 钻至井深 3 273 m(长兴)出现溢流压井中卡钻,采取清水降压解卡无效,替 24.8%盐酸 10 m³ 泡酸解卡;(2)钻至井深 3 684 m(茅口),起钻换钻头下钻至井深 3 193.30 m 遇阻划眼卡钻,在 100~180 t 间上下活动无效,通过注 26.96%的盐酸 10 m³ 未解卡,采用清水降压解卡。

1.3 溢流压井

该井段进行了 5 次压井作业,其中气层压井 3 次,在井漏、溢流复杂情况下顺利实现了重建井内压力平衡。(1)用 1.09 钻至井深 3 273 m(长兴)发现液涨 0.2 m³,续钻至 3 274.60 m P4.5~3.5 MPa(井漏),液涨 1.6 m³,集气燃,压井方案:正替 1.23 × 10%的桥浆 34 m³、1.23 × T35 s 的钻井液 66 m³(适当控制回压)压井成功;(2)钻至井深 3 684 m 起至套鞋静止观察无显示,下钻完循环见后效,1.28~1.26,液面上升 0.6 m³,出口具涌势,控压 2 MPa 经分离器循环加重密度 1.28/1.32~1.34,并加入复堵 4 t;(3)下钻至井深 3 193.30 m 遇阻 5 t,替清水 117

m³ 降压解卡发生溢流井涌,关井套压 4.1 MPa,替 1.31 的钻井液 143 m³ 压井,出现井漏,注 1.33 × 5%的桥浆 25 m³。

2. 多复杂类型难度下的钻井技术

2.1 优化钻具结构

该井有严格的靶区要求,必须带扶正器作业,钻具结构在严格按井眼轨迹控制要求执行的同时必须带随钻振击器,下井前坚持检查保养,确保振击器能正常工作。

2.2 优化钻井液性能

针对多复杂类型同存,要维护处理好钻井液性能,钻井液性能具有低失水、优质滤饼,在高压差情况下要提高钻井液的润滑性能,摩阻系数控制在 0.1 以下。

2.3 搞好以井控为核心的安全工作

(1)按标准进行井控装备配套和定期检查、保养制度,确保井控装备灵活可靠;

(2)按规定储备高密度钻井液、加重材料及堵漏材料等;

(3)井浆性能达到设计要求,根据实际地层压力调整钻井液密度,密度值满足井控要求。

2.4 复杂事故的预防措施

(1)坚持坐岗制度,出现溢流、井漏及时发现正确处理;(2)根据井下情况制定合理的技术措施,起下钻精心操作遇阻卡坚持划眼,防落物入井。

(编辑:黄晓川)

(上接第 26 页)器在国内已有成功使用的实例,液力加压器的作用可以改善对钻头的加压方式,把机械加压变为液力加压,为钻头提供稳定的钻压,同时具有减震器的功能,防止跳钻,保证钻头工作平稳,连续切削地层提高机械钻速,延长钻头寿命。

三、结论

(1)优选钻头、优化钻井参数是有效提高深井机械钻速的主要措施之一。同时需要根据钻井情况进行钻井参数调整,并不断完善和提高钻头的优选方案。

(2)合理的井身结构设计,可以大大地减少井下复杂和事故,大幅度地提高钻井速度。

(3)应用先进的新工艺、新技术,对提高深井硬地层钻井速度具有良好效果。

(4)进一步加强深井装备、仪器仪表、工具的配套、更新、研究与应用,有利于提高深井钻井技术水平。

(5)提高该地区钻井速度还需要进一步技术攻关,以实现钻井工程的优质高效。

(编辑:黄晓川)

《钻采工艺》编辑部向全体作者读者朋友拜年祝大家万事如意

DONG Zhentao (Tuha Oilfield Exploration Department), **DPT 29(1)**, 2006:17 ~ 20

Abstract: With increment of deep exploration wells in Tuha oilfield, deep well drilling has become a basic exploration measure. The deep wells above 4000m have 39 in Tuha oilfield, the statistical data of 31 drilled wells before 2002 show that the average well depth is 4406m, drilling cycle is 192.1d, ROP is 2.15m/h, net drilling prescription is 43.91%, accident prescription is 5.27%, complex prescription is 2.89%. The 5 drilled wells, their average well depth is 4544m, drilling cycle is 162.55d, ROP is 2.4m/h, net drilling prescription is 45.05%, accident prescription is 0.58%, complex prescription is 3.23%. The paper introduces the drilling present situation of deep exploration wells in Tuha oilfield and summarizes the drilling experiences in recent years, analyses the faced difficulty in deep drilling and propose out 10 corresponding countermeasures.

Key words: Tuha oilfield, deep well, drilling technology

DONG Zhentao (senior engineer), born in 1964, graduated from drilling engineering department of Jiangnan Petroleum Institute in 1986, is mainly engaged in drilling technology and project management. Add: Shanshan 838202, Xinjiang, China Tel: (0995) 8371640 E-mail: dongzhentao@petrochina.com.cn

RELATION OF CAVING PRESSURE WITH CASING PROGRAM AND HOLE STABILITY TECHNIQUE

CHEN Tancheng (Dezhou Petroleum Drilling Technology Research Institute, SINOPEC), **DPT 29(1)**, 2006:21 ~ 23

Abstract: The main causes of hard brittle shale caving are strength degradation after water and mechanics destabilizing effect after drilling. The effective methods of solving the problem are that adopting rational casing program and drilling fluid window balance formation pressure, adopting blocking agent, such as sulfonated asphalt, overpressured fine calcium carbonate plug microfracture, using treating agent with strong walm - cake - building characteristics improve cake quality to reduce fluid loss and prevent water invasion. The base of casing program design is formation pressure system. The influence of caving pressure on formation pressure system is very great. Effectively controlling caving pressure is one of the important factors for optimizing casing program and keeping well stability. Its key is controlling drilling fluid density.

Key words: casing program, caving pressure, safety density window, plugging seal off, wall - cake - building characteristics, pressure sealing

CHEN Tancheng (senior engineer), graduated from Drilling Engineering Department of SWPI in 1989. He has been engaged in directional well, horizontal well, deep drilling, and drillability of rock etc. works in Dezhou Petroleum Drilling Technology Research Institute, SINOPEC. Add: Dezhou, Shandong, China Tel: 0534-2670153

STRATEGY OF IMPROVING DRILLING RATE IN DEEP WELL HARD FORMATION

YU Baolin, WANG Rong, PANG Jianxin, LI Guanghui and SHI Wenqing (Zhonhyuan Oilfield No. 3 Drilling Co.) and JIAO Haizhong (Dagang Oilfield Downhole Operation Co.), **DPT 29(1)**, 2006:24 ~ 26

Abstract: Formation features of Wulong 1 well are hard rock,

strong abrasiveness, poor drillability, large stratigraphic dip (largest is 80°), difficult deviation control and serious bit bouncing. These features limit the drilling rate of deep well. The paper introduced the methods of improving drilling rate, that are optimized drilling and matching technology, selecting bit suited for hard formation drilling, optimized drilling parameter, introduction new technology and tool ect. The drilling speed is increased by a big margin.

Key words: Wulong well 1, deep well hard formation, drilling rate, drilling technology

YU Baolin (engineer), graduated from Drilling Engineering Department of Southwest Petroleum Institute in 1992. He has been engaged in directional well service and technique management work. Now he is vice chief engineer in Zhonhyuan Oilfield No. 3 Drilling Co. Add: Puyang 457001, Henan, China Tel: (0393) 4771981

DRILLING TECHNOLOGY OF CLUSTER HORIZONTAL WELL AND EXTENDED REACH WELL IN DONGFANG 1 - 1 GAS FIELD

LIU Xiaoqing, YAN Wenjun (Sichuan Drilling Engineering Corporation, Southwest Petroleum Bureau, SINOPEC), XU Xianjun (Petroleum Technical Drilling Service Company, CNOOC) and JIAO Haizhong (Dagang Oilfield Downhole Operation Co.), **DPT 29(1)**, 2006:27 ~ 28

Abstract: In all drilling operations of horizontal wells, frictional resistance and torque restrict the extension of horizontal displacement, clean and stability of borehole increase the difficulty of directional drilling in Dongfang 1 - 1 gas field. It is difficult to use regular directional drilling technique completing cluster horizontal well and extended reach wells. In order to solve the problem, under the condition of using regular directional drilling technique, applying the Compass & Wellplan software of Landmark company redesigned all wells of this item, and optimized bottom hole assembly, well trajectory, casing program and drilling order project, using the combination of steering motor + AGS + MWD/LWD solved deviation control in big high - inclination and long open interval, well trajectory control, azimuthal drifting control and raising drilling speed etc. problems, All extended reach horizontal wells are quality and quickly completed.

Key words: cluster horizontal well, extended reach well, steerable motor, AGS, MWD/LWD, frictional resistance, torque

LIU Xiaoqing (female), born in 1973, graduated from Chongqing Petroleum College in 1995, engaged in technical management work in Sichuan Drilling Engineering Corporation, SWIB, SINOPEC. Add: No. 72 East Minjiang Road, Deyang 618000, Sichuan, China Tel: 13890252162.

THE HORIZONTAL WELL COMPLETION TECHNOLOGY IN LUOJIAZHAI T1F3 - 1 RESEARCH WITH HIGH CONCENTRATION H₂S

LEI ZhenZhong, SUN Wangli, TANG GuangHua, DENG ChunXiao, XIONG Jie (Gas Production Research Institute, Southwest Oil & Gas Company of PetroChina), **DPT 29(1)**, 2006:29 ~ 32

Abstract: LuoJiaZHai gas field is a bigger high H₂S gas field in China. Using the cluster horizontal wells is an important way to improve the output of gas well. In order to ensure the long