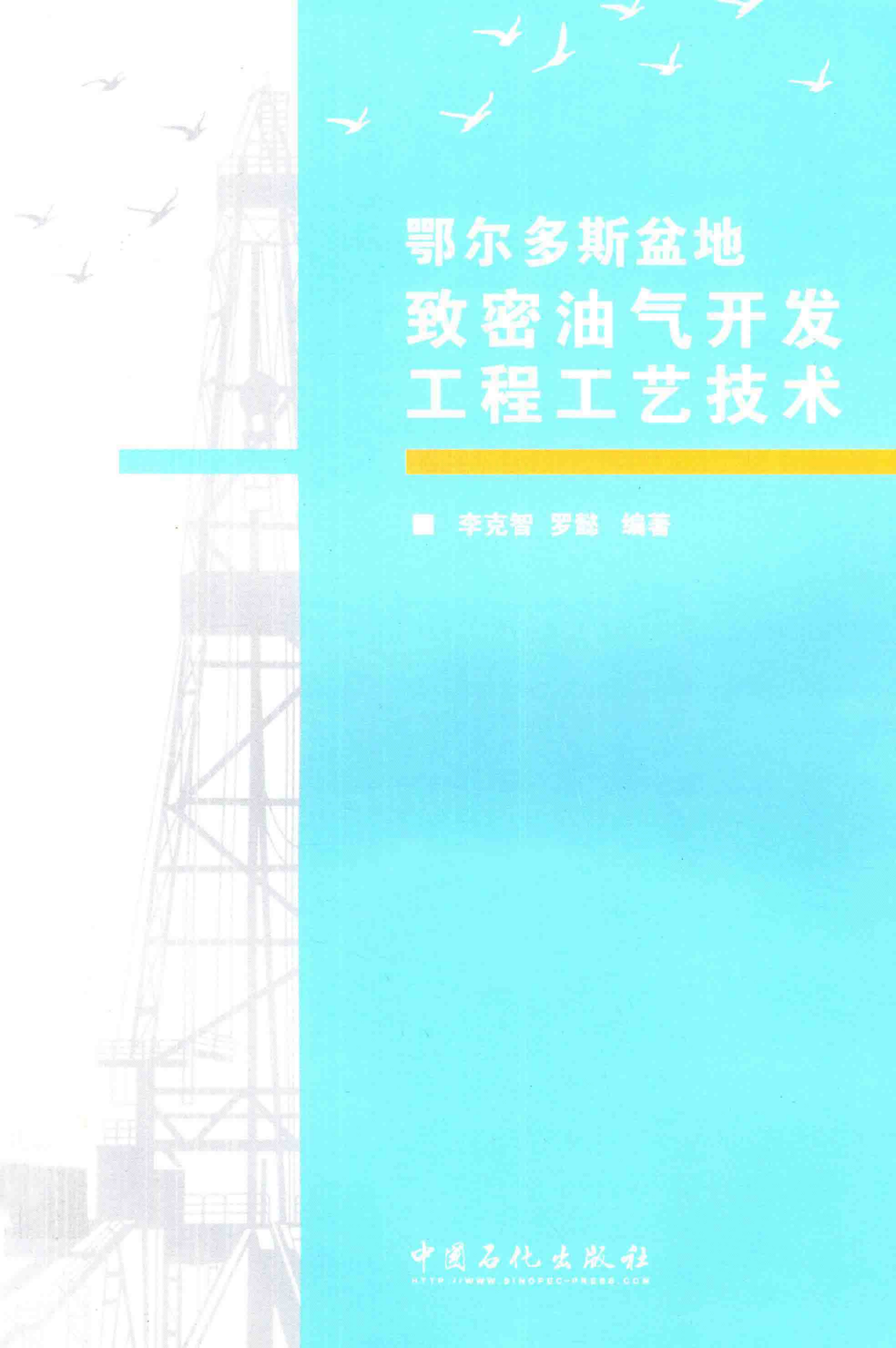


The background of the cover is split. The left side features a faded, vertical image of an oil drilling rig. The right side is a solid teal color with several white birds in flight. The title is printed in large white characters on the teal background.

鄂尔多斯盆地 致密油气开发 工程工艺技术

■ 李克智 罗懿 编著

中国石化出版社
[HTTP://WWW.SINOPEC-PRESS.COM](http://www.sinopec-press.com)

鄂尔多斯盆地致密油气 开发工程工艺技术

李克智 罗 懿 编著

中国石化出版社

内 容 提 要

本书的主要内容代表了近年来中石化华北分公司工区致密油气开发生产实践中的工程工艺成果,涉及钻井、固井、完井、储层改造、测试、采油、采气等工程工艺技术。主要介绍如何解决致密油气开发过程中遇到的技术瓶颈问题,形成了适应鄂尔多斯盆地油气开发的特色工程工艺。希望本书能为读者朋友们提供一个技术交流与资源共享的平台,期待着更多的特色技术成果及专业技术人才脱颖而出!

图书在版编目(CIP)数据

鄂尔多斯盆地致密油气开发工程工艺技术/李克智, 罗懿编著. —北京:中国石化出版社,2013. 12
ISBN 978-7-5114-2524-9

I. ①鄂… II. ①李… ②罗… III. ①鄂尔多斯盆地-致密砂岩-砂岩油气藏-气田开发 IV. ①TE37

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2013)第 283385 号

未经本社书面授权,本书任何部分不得被复制、抄袭,或者以任何形式或任何方式传播。版权所有,侵权必究。

中国石化出版社出版发行

地址:北京市东城区安定门外大街 58 号

邮编:100011 电话:(010)84271850

读者服务部电话:(010)84289974

<http://www.sinopec-press.com>

E-mail: press@sinopec.com

北京科信印刷有限公司印刷

全国各地新华书店经销

*

787×1092 毫米 16 开本 18.25 印张 461 千字

2014 年 1 月第 1 版 2014 年 1 月第 1 次印刷

定价:62.00 元

前 言

2010 年以来，随着致密油气藏水平井开发技术的突破，拉开了中石化华北分公司超低渗透油气藏规模开发的序幕。随后，中石化把华北分公司所属的鄂尔多斯盆地油气勘探开发区块作为超低渗透低品位油气储量开发的重点，启动了油气上产大会战。这一重要决策对推动水平井工程工艺进步和快速成长是一种挑战，更是一种机遇。三年来华北分公司加大了井筒技术的攻关及技术引进的力度，使目前华北分公司在钻井、完井、固井、油气层发现、油气层保护、储层改造的工艺、方法及采油、采气等方面都有了较大的进步，促进了石油工程工艺技术水平提高。近十年来，世界范围内非常规油气聚集理论飞速发展，以水平井钻完井、分段压裂为主导的开发技术不断成熟完善。华北石油人结合所属区块的实际特点，着力科技创新和技术进步，解决了一系列制约生产的瓶颈技术问题，成功攻克了鄂尔多斯致密砂岩油气有效开发的世界级难题，顺利开启了致密、裂缝性砂岩油藏由低效开发向规模效益开发的大门，逐步构建形成了以“三维设计+水平井+水平井分段压裂和能量补充”为主导的工程技术系列，为鄂尔多斯盆地油气增储上产大会战的有效推进提供了有力支撑和坚强保障。鄂尔多斯盆地油气田规模开发为华北分公司工程技术研究提供了一个广阔的学习、交流、创新的技术平台。本书收录的文章代表了近年来华北分公司工区致密油气开发生产实践中的工程工艺成果，我们希望在不断的技术交流与资源共享中发挥积极作用，我们更鼓励并希望有更多的技术成果和专业技术人才脱颖而出，为鄂尔多斯盆地油气增储上产会战做出应有的贡献。

目 录

钻井完井工艺

红河油田水平井钻井提速难点与技术对策	李克智(3)
红河油田井漏风险实时识别研究与应用	李克智(10)
大牛地气田丛式水平井组“井工厂”模式钻井试验	李克智 赵文彬(15)
卡森模式流变参数非线性估计的改进算法	闫吉曾 罗 懿 邓红琳(21)
大牛地气田山西组煤层安全钻进技术研究	王锦昌 邓红琳 袁立鹤 李克智(28)
钻井液压力波传输过程压力脉动问题研究	罗 懿 王 翔(35)
大牛地气田水平井井眼轨道参数携液影响分析	牛似成 李克智(41)
大牛地气田水平井优快钻完井技术	罗 懿 王 翔(47)
裂缝性致密砂岩油藏水平井井筒延伸方位 优化研究	张永清 邓红琳 王翔 闫吉曾 王锦昌(57)
红河油田水平井提速因素分析与建议	闫吉曾 邓红琳(65)
红河油田水平井完井管柱力学分析	王 健(78)
大牛地气田山 1 段水平井 PDC 钻头研究与应用	赵文彬 王 萍(85)
大牛地气田氮气泡沫钻井实践与认识	陈晓华 邓红琳 闫吉曾(90)
渭北油田延长组储层油层保护技术研究	王智洪 王 翔 王锦昌(96)
定北区块优快钻井技术分析与探讨	梅 洁 王锦昌 邓红琳(102)

储层改造工艺

“井工厂”压裂模式在大牛地气田气藏水平井的 试验应用	李克智 何 青 秦玉英 李国锋(109)
转向酸压技术在致密碳酸盐气藏的研究与应用	李克智(115)
灰色关联分析法在大牛地气田优选压裂酸化井层 中的应用	李国锋 李克智 王德安(121)
大牛地气田盒 1 气藏水平井分段压裂工艺优化与试验	陈付虎(126)
红河油田低渗致密油藏水平井分段压裂参数 优化研究	胡艾国 何 青 陈付虎 姚昌宇(131)
大牛地气田多级注入酸压工艺优化研究与应用	罗 懿 何 青 李国锋 张永春(139)
鄂南区块中浅致密储层压裂裂缝形态研究	李月丽 何 青 姚昌宇(143)
HH37P32 井可打捞滑套分段压裂试验应用	王迁伟 何 青 罗 懿 张永春(149)

连续油管带底封分段压裂工艺在泾河油田的

探索试验 姚昌宇 李克智 高志军 张孟东 (152)

水平井快钻桥塞压裂近井摩阻分析 朱新春 陈付虎 张永春(157)

提高 babu 水平井产能方程精度的修正 李嘉瑞 何 青(164)

大牛地气田液氮伴注效果分析及优化研究 薛成国 罗 懿 李 松 李 雷(170)

大牛地气田下古生界水平井分段酸压工艺技术 ... 张永春 何 青 陈付虎 王迁伟(174)

采油采气工艺

变形介质影响下低渗透油田压裂水平井产能分析 罗 懿(181)

致密砂岩油藏压裂投产水平井产能分析 李克智 邓学峰 罗 懿 陈 艳(187)

低渗产水气藏携液模型研究与应用 周瑞立 李克智(190)

大牛地气田压裂水平井合理动态配产优化研究 罗 懿 周 舰(197)

中心管控水技术在宁东油田水平井完井的试验与应用 梅 洁 符伟兵 王 萍(207)

模糊数学理论在东胜气田排水采气工艺优

选中的应用 周瑞立 罗 懿 邓学峰 杨芾汕(211)

水平井分段压裂可开关滑套的研制与应用 罗 懿 周 勤(216)

红河油田特低渗油藏经济举升工艺研究与应用 符伟兵 罗 懿 邓学峰(221)

连续油管钻铤滑套技术在水平井中的应用 罗 懿 周 勤(226)

高强度 HGC 化学堵漏剂的研究与应用 魏开鹏 周勤 刘学全 李 璇 杨芾汕(232)

红河油田长 8 油藏 CO₂ 泡沫剂配方

的研究 魏开鹏 卢瑜林 刘学全 张永刚 杨欢 斯 容 刘玉祥(237)

新型低压泡排剂的研制及应用 周 舰 罗 懿 周瑞立 刘玉祥 杨芾汕 李 璇(243)

大牛地气田柱塞气举动态模型的研究与应用 李 璇 刘玉祥 杨芾汕 周瑞立(248)

超低渗裂缝性油藏泡沫辅助空气驱油实验 张永刚 周 勤 刘岳龙 斯 容(254)

红河油田长 8 油层地层测试资料的

分析与应用 何 青 王德安 张永春 王迁伟 姚昌宇(262)

特低渗油藏异常压恢测试曲线处理与分析 王德安 李克智 何 青(269)

特征值法在鄂北气田 DST 测试解释中的可行性分析 蒋艳芳 何 青(273)

Degradation of Polyacrylamide: A Review Luo Yi Li Kezhi Liu Dexin(280)

红河油田水平井钻井提速难点与技术对策

李永平

摘要：红河油田的致密油层具有埋藏深、胶结致密、渗透率低等特点，水平井钻井提速是制约该油田开发的关键。本文通过分析红河油田水平井钻井提速的难点，提出了相应的技术对策。首先，针对地层胶结致密、钻头磨损快的问题，采用了耐磨合金钻头，并优化了钻头参数。其次，针对井底清洁度差的问题，采用了高压喷射清洗技术。最后，针对钻井液性能差的问题，优化了钻井液配方，提高了钻井液的携砂能力和润滑性能。通过上述技术对策的实施，红河油田水平井钻井提速取得了显著成效，为类似油田的开发提供了借鉴。

钻井完井工艺



红河油田水平井钻井提速难点与技术对策

李克智

摘要: 为破解制约红河油田水平井机械钻速低、钻井周期长的提速技术瓶颈,提出了“四个一趟钻”钻井提速技术,即“一开直井段、二开直井段、二开造斜段和三开水平段”分别采用一个钻头一趟钻完成施工。采用复合井眼技术、双增剖面、优化钾铵基钻井液性能、全井段“PDC+螺杆+MWD”成功应用于 HH73P14 等 8 口水平井,钻井周期较平均水平缩短 42.31%,钻井提速、降本效果显著。此项技术的完善、推广应用对红河油田钻井提速具有重要意义。

关键词: 红河油田 水平井 一趟钻 钻井提速 井身结构 钻具组合

0 引言

红河油田位于甘肃省镇原、泾川、崇信三县内,位于鄂尔多斯盆地西缘天环向斜南段,主力含油层系为三叠系延长组长 8、长 9 层段,埋深一般在 2000 ~ 2400m,石油资源量 4.53×10^8 吨,控制储量 0.558×10^8 吨,目前共完钻水平井 110 口,平均实钻井深 3340.86m,平均水平段长 948.67m,平均机械钻速 7.33m/h,平均钻井周期 52.42 天。从钻井指标分析,机械钻速较低,钻井周期偏长,严重制约了石油上产会战,因此钻井提速成为重要任务之一。为此,提出了“四个一趟钻”钻井提速技术,即“一开直井段、二开直井段、二开造斜段和三开水平段”分别用一个钻头一趟钻完成施工。通过钻井试验,钻井周期大幅缩短,较常规水平井缩短 42.90%,钻井提速效果非常显著。

1 地质特征

红河油田地层平缓西倾,构造南东高,北西低,单斜背景上发育低幅度的鼻状构造,本区中生界自下而上主要发育有三叠系、侏罗系中下统、白垩系下统,区块主要位于辫状河三角洲扇裙上,为辫状河三角洲沉积体系,地层非均质性较强,具有较大的差异性,其中泥岩以非膨胀性黏土矿物为主,部分井段地层蒙脱石含量较高,表现为易水化膨胀、剥落掉块,井径易扩大。延安组含有较厚煤层,稳定性差,易发生掉块卡钻,对钻井液性能要求较高。

第四系岩性主要为灰黄色黏土层、底部为棕色砂砾层,黄土层垂直节理发育。罗汉洞组地层砂岩粒度较粗,单层厚度大,地层疏松,易发生渗漏及裂隙性漏失。岩性主要以灰色、深灰色中细粒、中粒长石岩屑、岩屑长石砂岩为主。通过“五敏”试验,总体伤害程度较弱,存在一定水锁伤害,伤害率 10.8% ~ 16.2%;储层渗透率一般在 0.4 ~ 1.98mD ($1\text{mD} = 10^{-3} \mu\text{m}^2$),孔隙度 10.8% ~ 13.2%。

2 钻井提速难点分析

2.1 地层研磨性强、稳定性差

泥岩地层易水化膨胀、剥落掉块，井径易扩大。根据岩屑录井，下部地层属于石英砂岩混层，石英平均含量为 28%，长石平均含量为 31%，研磨性达到三级，部分层段达到四级，研磨性强，钻井中蹩跳钻明显，不但造成钻具和钻头严重磨损，而且极易发生钻铤丝扣断裂、粘扣。

2.2 定向斜井段机械钻速低

定向斜井段主要钻遇直罗组、延安组和延长组上部，延安组存在较厚煤层，易发生井壁失稳。由于地层非均质性较强，在 A 点着陆过程中，地质调整较多。受靶前距限制，定向造斜井段多采用造斜率较高的三牙轮钻头，复合钻进比例较少。各种不利因素导致该井段平均机械钻速较低，仅为 3.64m/h，与全井平均机械钻速 7.33m/h 相比，相差较大。

2.3 起下钻频繁

钻头适应性差，每口井要用 8~10 个钻头，平均起下钻次数超过 10 次，最多的一口井用了 29 钻头，起下钻 37 次。频繁的起下钻降低了时间利用率，导致钻井周期过长，制约了水平井钻井提速。

3 “四个一趟钻”钻井技术研究

通过对完钻的 110 口水平井进行分析，尤其对钻井指标较好的水平井进行分析、总结、归纳，并针对钻井提速难点，提出了“四个一趟钻”钻井提速技术。

3.1 “四个一趟钻”钻井技术可行性分析

从已经完钻的 110 口水平井分析，一开井段平均 354.42m，基本是一趟完钻，下表层套管固井。二开直井段平均 1376.45m， $\Phi 9 \frac{1}{2}$ in 单只钻头最大进尺 1766.88m，多口井直井段单只钻头进尺超过 1500m，所以该井段一趟钻是可行的。定向斜井段段长根据靶前距不同而存在差异，一般段长在 550m 左右， $\Phi 8 \frac{1}{2}$ in 单只钻头在斜井段最大进尺 650m，通过优化井身结构，合理靶前距，优选钻头，一趟钻是可以实现的。三开水平段一般在 800~1200m， $\Phi 6$ in 单只钻头最大进尺 1400m，多口井单只钻头进尺超过 1000m，有 40 多口井三开一趟完钻，只要优选出合适的 PDC 钻头和高性能螺杆钻具，三开一趟完钻是可行的。

3.2 井身结构优化

红河油田井身结构优化经历了一个不断探索优化的过程。HH37P1 井是该油田第一口水平井，采用三级井身结构，一开 $\Phi 17 \frac{1}{2}$ in 井眼下 $\Phi 13 \frac{3}{8}$ in 表层套管，二开 $\Phi 12 \frac{1}{4}$ in 井眼下 $\Phi 9 \frac{5}{8}$ in 技术套管，三开水平段 $\Phi 8 \frac{1}{2}$ in 井眼下 $\Phi 5 \frac{1}{2}$ in 压裂管柱。随着压裂工具的配套，经过优化三开水平段采用 $\Phi 6$ in 井眼配合 $\Phi 4 \frac{1}{2}$ in 压裂管柱，井身结构的优化为钻井提速提供了技术支撑。

随着红河油田会战的开展，斜井段机械钻速较慢，制约钻井提速提效凸显出来，通过实践、探索，对井身结构进行了进一步优化，由于上部地层存在井漏，考虑到技术套管固井易发生井漏，二开直井段仍采用 $\Phi 9 \frac{1}{2}$ in 井眼，优化主要体现在斜井段，由原来 $\Phi 9 \frac{1}{2}$ in 井眼优化为 $\Phi 8 \frac{1}{2}$ in 井眼，减少钻头破岩面积，为斜井段实现一趟完钻提供技术保障。井身结构

优化见表 1。

表 1 红河油田井身结构优化

开次	井眼尺寸×套管尺寸/in	
	优化前	优化后
一开	$\Phi 17\frac{1}{2}\times\Phi 13\frac{3}{8}$	$\Phi 14\frac{3}{4}\times\Phi 10\frac{3}{4}$
二开	$\Phi 12\frac{1}{4}\times\Phi 9\frac{5}{8}$	直井段： $\Phi 9\frac{1}{2}\times\Phi 7$ 斜井段： $\Phi 8\frac{1}{2}\times\Phi 7$
三开	$\Phi 8\frac{1}{2}$	$\Phi 6$

3.3 井身剖面优化

井眼轨道设计以有利于提高机械钻速、降低摩阻、着陆点的控制和水平段井眼轨迹调整为原则，根据水平井实施过程中出现的问题，对井眼轨道进行了不断优化。

(1) 优化设计靶前距

根据红河油田二开 $\Phi 8\frac{1}{2}$ in 井眼定向造斜，单弯单稳钻具组合复合钻进的增斜率基本在 $2.6\sim 4.5^{\circ}/30\text{m}$ ，为了有效缩短钻遇泥岩、煤层段长，稳定井壁，靶前距确定为 300m，但实践发现，水平段超过 1000m 时，后期压裂管柱下入比较困难，后经过软件模拟计算与钻井实践，靶前距 350m 比较合理，不但充分考虑了地质方面要求单井控制储量的要求，也满足后期压裂管柱下入的需要。

(2) 优化设计轨道类型

为了充分利用单弯单稳钻具组合的复合钻进增斜特性，提高复合钻进的比例，达到提高钻井效率的目的，井眼轨道从“三段制井眼轨道”优化为“双增井眼轨道”，见图 1，靶前距一般在 350m，水平段井眼方位沿最小水平主应力方位。优化前后对比见表 2。

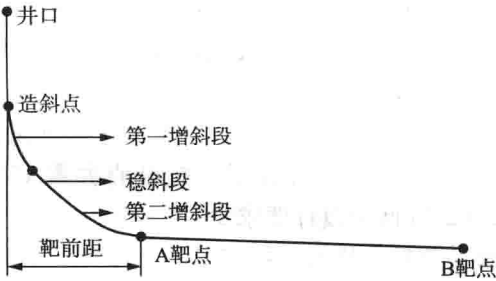


图 1 红河油田双增剖面示意图

表 2 红河油田井身剖面优化

对比项目	优化前	优化后
井眼剖面类型	“直—增—稳”三段制	“直—增—稳—增—平”双增剖面
靶前距/m	300	350
造斜率/ $(^{\circ}/30\text{m})$	5.73	第一造斜率 4.5
		第二造斜率 5.0
稳斜段段长/m	0	30 ~ 50
稳斜段井斜/ $(^{\circ})$		65 ~ 75

3.4 钻井液优选与参数要求

本区钻井液以稳定井壁和最大限度的减少对储集层的损害，保护油气层为主，通过 K^{+} 和 NH_4^{+} 的晶格固定和离子交换作用来抑制泥页岩吸水水化膨胀，稳定井壁。直井段选用钾铵基聚合物钻井液，造斜段至 A 点采用钾基聚合物钻井液，提高钻井液密度，并通过封堵剂封堵地层的层理裂隙，有效防止煤层垮塌，水平段采用钾铵基钻井液体系，提高钻井液的

稳定性，严格控制钻井液滤失量 $\leq 5\text{mL}$ 。钻井液性能要求见表 3。

表 3 红河油田钻井液主要性能参数要求

钻井液性能	一开	二开		三开
		直井段	斜井段	
密度 $\rho/(\text{g}/\text{cm}^3)$	<1.05	$1.05 \sim 1.10$	$1.10 \sim 1.15$	$1.05 \sim 1.08$
漏斗黏度 FV/s	$40 \sim 70$	$40 \sim 60$	$50 \sim 100$	$45 \sim 60$
失水 FL/mL	$10 \sim 12$	<10	≤ 5	≤ 5
屈服值 YP/Pa		$2 \sim 5$	$5 \sim 12$	$10 \sim 15$
塑性黏度 $PV/\text{mPa} \cdot \text{s}$		$3 \sim 12$	$7 \sim 20$	$15 \sim 20$
流性指数 n			$0.4 \sim 0.7$	$0.4 \sim 0.7$

3.5 “PDC + 螺杆 + MWD”钻井模式

红河油田二开直井段主要钻遇白垩系、侏罗系地层，这一井段极易发生井斜，前期均采用牙轮钻头配合常规转盘钻井模式，每钻进 $100 \sim 150\text{m}$ 测斜一次，井斜超标时往往采取吊打纠斜，钻井速度较慢，二开直井段平均施工时间 12.4 天，制约了水平井提速提效。

根据上部地层多为砂岩、可钻性好的特点，经过论证与试验，采用“PDC 钻头 + 螺杆 + MWD”复合钻井模式，就是转盘和井下动力钻具同时驱动钻头工作的一种钻井方式，有效提高了钻头的转速，该钻井模式通常采用低钻压高转速，并且与钟摆钻具组合配合使用，防斜纠斜能力强，并且通过 MWD 随钻测量井斜，发现超标趋势，及时纠斜。该钻井模式在 HH37P8 井进行了试验，二开直井段 1326.72m ，平均机械钻速高达 $55.28\text{m}/\text{h}$ ，最大井斜 1.62° 远低于设计要求 3° ，一趟钻完成，施工时间 3 天。后经过 20 多口水平井试验，平均机械钻速较常规水平提高了 105.28% ，施工时间缩短了 58.33% ，提速提效非常显著，也为二开直井段“一趟钻”完成奠定了基础。

(1) 各井段钻头优选

通过对红河油田探井进行地层微钻头可钻性实验，得到整个地层可钻性极值，见表 4。根据地层可钻性极值，初步优选了 PDC 钻头，并且在实钻过程中建立了钻头数据库，通过对比单只钻头进尺和钻头寿命，最终优选出高效 PDC 钻头，结果见表 5。

表 4 红河油田地层可钻性极值

井号 地层	红河 25	红河 52	红河 65	红河 88	红河 102
白垩系	$0.129 \sim 6.496$	$0.518 \sim 5.786$	$0.741 \sim 6.587$	$0.096 \sim 9.31$	$0.277 \sim 7.300$
侏罗系安定组	$1.290 \sim 9.408$	$2.705 \sim 8.96$	$0.285 \sim 6.617$	$3.427 \sim 9.220$	$1.328 \sim 7.674$
侏罗系直罗组	$1.593 \sim 6.904$	$0.389 \sim 6.921$	$1.250 \sim 8.214$	$0.406 \sim 9.247$	$1.455 \sim 5.365$
侏罗系延安组	$0.613 \sim 5.936$	$0.226 \sim 6.513$	$0.509 \sim 7.232$	$0.233 \sim 6.972$	$0.370 \sim 6.288$
三叠系延长组三段	$0.508 \sim 6.900$	$0.502 \sim 7.059$	$0.861 \sim 8.17$	$1.128 \sim 7.145$	$0.567 \sim 6.829$
三叠系延长组二段		$1.325 \sim 6.430$	$2.641 \sim 7.568$	$2.990 \sim 8.333$	

表 5 PDC 钻头优选结果

井段	钻头尺寸/in	钻遇地层	钻头型号
一开直井段	$\Phi 14\frac{3}{4}$	第四系 白垩系	M1952C、S1952、HJ517A
二开直井段	$\Phi 9\frac{1}{2}$	白垩系 侏罗系	M1952FC、M1952C、M1625
二开斜井段	$\Phi 8\frac{1}{2}$	侏罗系 三叠系	M1952FG、M1952C
三开水平段	$\Phi 6$	三叠系	M1652FC、EDM1616、GD1605Q

(2)斜井段 PDC 钻头定向技术

红河油田储层埋深在 2200m 左右，水平井造斜点 1500 ~ 1800m，一般钻遇侏罗系下部及三叠系上部，地层多为砂岩且倾角一般小于一度，根据已完钻 110 口水平井分析，PDC 钻头配合 1.5°单弯螺杆，滑动钻进时造斜率在 9 ~ 9.6°/30m，复合钻进时造斜率在 2.6 ~ 4.5°/30m，因此，一方面 350m 靶前距提高了复合钻进比例确保了提速提效，另一方双增剖面设计配合 MWD 测量工具确保了准确着陆中靶。定向斜井段普遍采用的钻具组合是 $\Phi 215.9\text{mm}$ PDC 钻头 + $\Phi 172\text{mm} \times 1.5^\circ$ 单弯动力钻具 8.5m + 4A11 $\times$ 4A10 接头 + $\Phi 158.8\text{mm}$ 无磁钻铤 9m + MWD 短节 + 4A11 $\times$ 410 接头 + $\Phi 127\text{mm}$ 无磁承压钻杆 9.6m + $\Phi 127\text{mm}$ 斜坡钻杆 + $\Phi 127\text{mm}$ 加重钻杆 200m + $\Phi 127\text{mm}$ 斜坡钻杆。通过“PDC + 螺杆 + MWD”钻井模式斜井段一趟完钻，机械钻速较以前平均水平 3.87m/h 大约平均提高了 65%，提速明显；较设计的中靶精度纵距 1.5m、横距 10m，中靶精度也明显提高。部分井实施效果见表 6。

表 6 “PDC + 螺杆 + MWD”钻井模式斜井段应用效果

井号	斜井段进尺/m	斜井段机械钻速/(m/h)	A 点纵距/m	A 点横距/m
HH12P38	500.00	5.88	0.61	2.92
HH42P32	554.00	4.74	0.03	0.80
HH73P24	615.00	6.41	0.56	1.85
HH12P70	483.00	9.47	0.89	2.13
HH42P56	549.00	7.63	0.04	0.44

4 应用效果

4.1 HH73P14 试验井效果

通过井身结构优化、高效 PDC 钻头优选等一系列技术措施，“四个一趟钻”钻井技术在 HH73P14 井进行了试验并取得成功，该井完钻井深 3709.00m，实钻水平段长 1051.05m，钻井周期 41.33 天，全井机械钻速 10.19m/h。各开次实施情况见表 7。

4.2 推广应用效果分析

在 HH73P14 井试验初获成功后，随后在红河油田 HH12P38 井、HH12P71 井等推广应

用了 8 口井，四个钻头四趟钻就可完成一口水平井施工，较常规水平井使用钻头数量和起下钻次数分别减少 60% 和 67%，钻井周期大幅缩短(表 8)，较平均水平缩短 42. 31%，平均单井节约成本大约 160 万元，钻井提速、降本效果非常显著。

表 7 HH73P14 井“四个一趟钻”钻井模式试验结果

序号	钻头型号	钻井井段/m	进尺/m	机械钻速/(m/h)
1	M1952	0 ~ 362. 5	362. 50	51. 79
2	M1625	362. 5 ~ 2099	1736. 50	21. 79
3	M1625	2099 ~ 2696	597. 00	5. 02
4	EDM1616	2696 ~ 3709	1013. 00	6. 41

表 8 “四个一趟钻”钻井技术在红河油田推广应用情况

井号	实钻井深/m	水平段长/m	机械钻速/(m/h)	钻井周期/d	目的层平均井径扩大率/%
HH73P14	3709. 00	1051. 05	10. 19	41. 33	2. 16
HH12P38	3100. 00	1000. 00	13. 08	38. 04	3. 67
HH42P32	3417. 00	1199. 00	14. 42	39. 75	4. 72
HH73P24	3214. 00	700. 00	11. 95	34. 04	3. 48
HH12P70	3161. 00	860. 00	14. 77	23. 04	2. 49
HH12P71	3014. 00	700. 00	15. 54	20. 50	2. 95
HH12P50	2779. 00	689. 00	11. 95	25. 88	2. 55
HH42P56	3213. 00	976. 00	19. 56	16. 88	2. 36

5 结论与建议

①“四个一趟钻”钻井技术在红河油田试验成功，提速提效显著。其中 HH42P56 井钻井周期 16. 88 天，全井平均机械钻速 19. 56m/h，较平均水平提高了 167%。

②高效 PDC 钻头的应用及钻井液性能是“四个一趟钻”钻井提速技术成功的主要因素。HH55P57 井通过优选 EDM1616 钻头，三开水平段单只钻头进尺高达 970m，确保了水平段一趟完钻。

③井身结构优化、身剖面的合理选择为“四个一趟钻”钻井提速技术的成功实施提供了技术保障，奠定了钻井提速基础。下步建议“四个一趟钻”钻井技术通过完善及进一步优化，在红河油田水平井全面推广应用。

参 考 文 献

- [1] 闫吉曾, 罗懿. 镇泾油田 HH37P1 水平井钻完井技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2012, 37(7): 31-34.
- [2] 陈庭根, 管志川. 钻井工程理论与技术[M]. 山东东营: 石油大学出版社, 2000: 25-46.
- [3] 鄢捷年. 钻井液工艺学[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2000: 75-76.
- [4] 韩志勇. 定向井设计与计算[M]. 山东东营: 石油大学出版社, 2007: 118-135.
- [5] 李 杉, 云海涛. 大庆海拉尔油田钻井提速难点与对策[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(5): 59-62.
- [6] 赵国顺, 郭宝玉, 蒋金宝. 巴麦地区钻井难点分析与提速关键技术[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(6): 11-14.
- [7] 万长根, 林于栋, 彭汉标. 塔河油田沙 3 区块水平井钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(4): 26-29.

红河油田井漏风险实时识别研究与应用

李克智

摘要:红河油田上部地层疏松,下部地层存在裂缝,井漏事故发生频繁,给钻井施工带来了很大的风险性和经济损失。通过对红河油田地层特征和井漏原因进行综合分析,利用邻井风险信息,确定了井漏风险因素。以风险识别方法为理论依据,结合多信息融合技术,建立了基于邻井信息的井漏风险识别模型。通过对红河油田 J1-2y 层位进行了井漏风险识别分析,结果表明,提出的井漏风险识别方法具有一定的实用性,能够为红河油田安全快速钻井提供很好的技术支撑。

关键词:红河油田 井漏风险 风险因素 BP 神经网络 实时识别

红河油田地理上处于甘肃省庆阳、平凉市境内,构造上位于鄂尔多斯盆地天环向斜南部,三叠系延长组长 8 为该区主力含油层系。该区长 8 储层所具有的低孔、特-超低渗透、高地层水矿化度、微裂缝发育等特征,导致储层岩电关系复杂,油层识别难度大。红河油田地处鄂尔多斯盆地南部黄土塬区,上部地层疏松,下部存在裂缝易漏地层,且漏失层位较多,地层压力系统敏感,通过统计红河油田有井史的 83 口井来看,有 39 口井发生了不同程度的井漏,其中 HH12P29,漏失量达到 4485m^3 ,从第一次开钻至第三次开钻都有不同程度的漏失,是长期制约油田提速提效的瓶颈之一,给钻井工程造成巨大的危险性和经济损失。为了有效降低井漏风险、缩短钻井周期,笔者采用风险推理方法对红河油田井漏风险进行了实时识别。风险识别方法是通过模拟人类求解问题的思维方法,从初始证据触出发,运用已知知识,按某种推理算法逐步推导出结论的计算机程序。笔者通过调研分析红河油田井漏风险特征及原因,结合风险识别推理分析方法,充分利用钻井过程中获取的钻进参数,对井漏风险进行实时识别,降低井漏风险。

1 井漏风险原因分析

- (1)红河油田地质构造裂缝较发育、连通性好,尤其是水平段砂体微裂隙极其发育,延展性很强,钻井过程中钻井液失返经常发生。
- (2)压力系统比较敏感,漏层稍有激动压力,工程参数控制不合理,就会诱发比较大的漏失。
- (3)同一裸眼段漏层较多,整个水平段钻进中渗漏严重。

2 井漏风险识别分析方法

2.1 井漏风险识别模型建立

2.1.1 输入层风险因素确定

1. 风险表征参数

井漏风险表征参数在一般情况下是比较客观的井漏风险因素,在井漏风险识别过程中发挥着

重要作用，部分主要表征参数的变化能够直接表征出潜在的井漏风险，如：入口流量、出口流量、总池体积等。也存在无法直接表征潜在井漏风险的表征参数，但这些因素能够间接地表征潜在井漏风险的发生，所以需要在输入项中考虑这部分参数。由于实时采集的井漏表征参数实际值无法对井漏风险进行表征，只有这些表征参数的变化量才是表征井漏风险的主要数据。

2. 风险影响参数

钻井过程中的井眼状况、钻具和钻头工作状态可由录井采集的钻井工程参数反映出来。但是对于井下工作状况的全面判断，仅仅依靠实时采集到的表征参数是不够全面的，对于判断所需的其他参数，有些必须依赖于工程计算结果，将这些计算结果(影响参数)作为推理分析模型的输入项才能进一步保证推理结果的正确性。通过对表征参数和影响参数的综合分析，确定了井漏风险因素，见表1。

表 1 井漏风险因素输入向量表

表示符号	风险因素	单位
x_1	总池体积	m^3
x_2	立管压力	MPa
x_3	出入口流量差	L/s
x_4	孔隙压力当量密度	g/cm^3
x_5	破裂压力当量密度	g/cm^3
...	...	...
x_n	井底压力当量密度	g/cm^3

2.1.2 隐含层层数确定

Kolmogorov 定理表明：对于一个任意连续函数，都存在一个能对其任意精度逼近的三层BP神经网络。井漏风险识别分析实际上是函数映射或拟合问题，一般来说，三层BP神经网络就能够满足工程应用需要。因此，笔者井漏风险识别网络模型将隐含层设置为一层。

2.1.3 输出层确定

在隐含层划分基础上，将风险类型 $Y = (y_1, y_2)$ 作为输出， y_1, y_2 分别代表井漏风险、无井漏风险。所以，推理网络输出节点数就取两个输出节点。

基于上述输入层、隐含层及输出层的确定，建立了井漏风险识别网络模型，如图1所示。

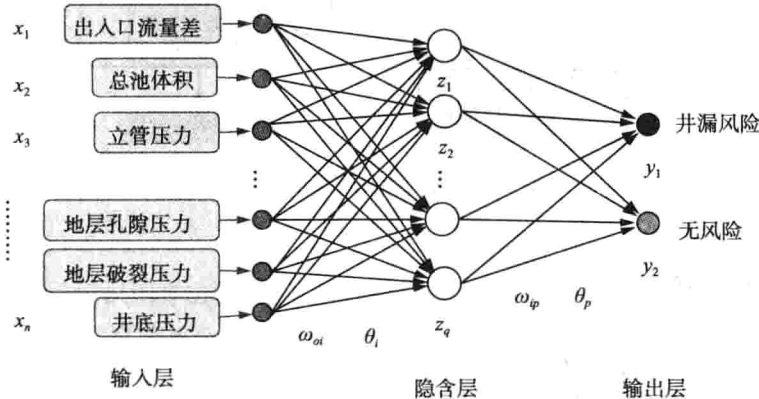


图 1 井漏风险识别网络模型图