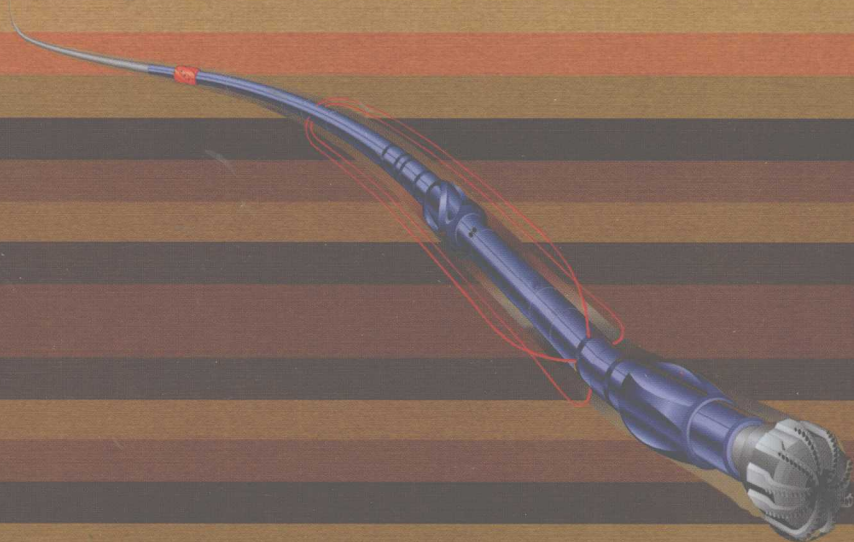


复杂条件下钻井技术 难点及对策

◆ 刘汝山 曾义金 主编



中国石化出版社

[HTTP://WWW.SINOPEC-PRESS.COM](http://www.sinopec-press.com)

复杂条件下钻井技术 难点及对策

刘汝山 曾义金 主编

中国石化出版社

内 容 提 要

本书分析研究了塔里木盆地、准噶尔盆地、河西走廊地区、鄂尔多斯地区、滇黔桂地区、川西地区、川东地区、鄂西渝东地区等八个地区钻井技术存在的问题,对各种技术难点进行全面的对比和分析,形成一套可行的技术措施,便于推广和交流。是一本介绍中国石化西部及南方海相主要钻井技术难点及其对策的钻井作业指导书。

图书在版编目(CIP)数据

复杂条件下钻井技术难点及对策/刘汝山,曾义金主编.
—北京:中国石化出版社,2005(2007.3重印)
ISBN 978-7-80164-878-5

I.复… II.①刘… ②曾… III.油气钻井-技术-研究
IV.TE242

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2005)第 090599 号

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.cn

中国石化出版社图文中心排版

北京科信印刷厂印刷

全国各地新华书店经销

*

787×1092 毫米 16 开本 25.5 印张 642 千字

2005 年 9 月第 1 版 2007 年 3 月第 1 版第 2 次印刷

定价:110.00 元

编 委 会

主 任：张永刚

副主任：刘汝山 曾义金

委 员：（按姓氏笔画排序）

于文平	马开华	牛新明	王宝新	王程忠
古兹隆	刘映金	刘新义	许卫平	邢景宝
何开平	张传进	李增祥	李毅忠	苏长明
郑锋辉	姜成生	徐 进	蒋传新	蒋祖军
熊有全				

主 编：刘汝山 曾义金

副主编：马开华 朱德武

主要编写人员：（按姓氏笔画排序）

丁士东	马开华	王文立	王锡洲	华修伟
朱德武	何汉平	宋明全	张必年	张桂林
侯绪田	赵 彦	徐兴华	曹树生	曾义金

前言

《中国石化复杂地层钻井技术难点及对策》是一本系统介绍中国石化西部及南方海相主要钻井技术难点及其对策的钻井作业指导书。该书分析研究了塔里木盆地、准噶尔盆地、河西走廊地区、鄂尔多斯地区、滇黔桂地区、川西地区、川东地区、鄂西渝东地区等8个地区钻井技术存在的主要问题,对各种技术难点进行全面的对比和分析,形成一套可行技术措施,把这些难点技术界定成推广技术、推荐技术和攻关技术三类,以便分类指导钻井生产。

本书编写的目的是为钻井工作者提供一种参考或指导。针对中国石化西部探区和南方海相探区钻井技术难点及典型的钻井事故实例分析,提出了切实可行技术对策,达到指导中国石化复杂地层钻井作业的目的。

中国石化复杂地层深井主要分布在西部探区和南方海相油气探区,这些探区资源丰富,前景广阔,是实现中国石化油气资源战略接替的重点展开区域。一些区块地质环境恶劣,构造复杂,储层埋藏深,大大增加了钻井施工的难度。而这些探区深井已钻井数量较少,可借鉴的钻井经验少,没有形成规范的钻井作业方法,极易出现钻井问题。同时因钻井事故处理及报废井影响了这些探区的勘探开发进程。

本书所列出的各地区深井钻井技术难点,一定程度上预测了这些地区的钻井问题,为提高工程设计的准确性与科学性奠定基础。同时结合国内外的成功实践,各油田之间互相借鉴经验,规范技术行为,指导作业,共同解决制约油气勘探进程的一些技术瓶颈问题。为实现安全、优质、快速、经济钻井,为油气发现创造良好条件,提高勘探开发效益。

本书编写由中国石化科技开发部和油田企业经营管理部共同组织,石油勘探开发研究院德州石油钻井研究所负责牵头实施。编写分工为:第1章由石油勘探开发研究院德州石油钻井研究所编写,姜成生、王程忠等同志主审;第2章由胜利石油管理局编写,王宝新、刘新义、张传进等同志主审;第3章由中原石油勘探局编写,熊有全、蒋传新等同志主审;第4章由中国石化华北分公司编写,邢景宝、郑锋辉等同志主审;第5章由滇黔桂石油勘探局、中原石油勘探局编写,古兹隆、牟德刚、熊有全等同志主审;第6章由西南石油局编

写，刘映金、徐进、蒋祖军等同志主审；第7章由中原石油勘探局、胜利石油管理局编写，熊有全、蒋传新、李增祥等同志主审；第8章由江汉石油管理局编写，何开平、李毅忠等同志主审。全书由朱德武同志统稿。

在编写过程中，得到了中国石化科技开发部和油田企业经营管理部、中国石化各油田(分公司)的领导及有关专家的大力支持和帮助，在此表示衷心的感谢！

由于复杂地层钻井技术丰富，涉及面广，技术进步快，加上编者水平有限，本书所收编的内容难免有缺陷和错误之处，敬请读者批评指正。



第1章 塔里木盆地	(1)
1.1 概述	(1)
1.1.1 钻井工程地质特点	(1)
1.1.2 钻井工程技术现状	(5)
1.1.3 钻井工程技术难点	(7)
1.2 推广技术	(7)
1.2.1 井身结构设计技术	(7)
1.2.2 三叠系、石炭系硬脆性泥页岩防扩径技术	(13)
1.2.3 欠平衡钻井技术	(15)
1.2.4 防 H ₂ S 钻井配套技术	(20)
1.3 推荐技术	(24)
1.3.1 地层压力预测检测技术	(24)
1.3.2 深井盐膏层钻井技术	(31)
1.3.3 上部大尺寸井眼砾石层钻井技术	(36)
1.3.4 套管防磨防断技术	(41)
1.3.5 深井小井眼小间隙固井技术	(43)
1.3.6 高压防气窜固井技术	(49)
1.3.7 深部盐膏层固井技术	(54)
1.3.8 上部水敏性地层防缩径技术	(58)
1.3.9 复合盐岩层和高压盐水层钻井液技术	(61)
1.3.10 防 CO ₂ 气侵钻井液技术	(66)
1.4 攻关技术	(68)
1.4.1 山前高陡构造防斜打快技术	(68)
1.4.2 含砾石弱胶结地层防塌技术	(72)
1.4.3 缝洞型灰岩储层保护技术	(74)
1.4.4 断层、裂缝溶洞性地层防漏堵漏技术	(76)
参考文献	(79)
第2章 准噶尔盆地	(81)
2.1 概述	(81)
2.2 推广技术	(85)
2.2.1 非常规套管系列井身结构设计技术	(85)
2.3 推荐技术	(89)
2.3.1 防 CO ₂ 、H ₂ S 腐蚀和套管防磨技术	(89)
2.3.2 喷、漏、卡、塌的预防与处理技术	(96)

2.3.3 复杂地层钻井液技术	(102)
2.3.4 固井技术	(110)
2.3.5 探井的储层保护技术	(117)
2.3.6 复杂地层钻井技术	(127)
2.4 攻关技术	(131)
2.4.1 山前构造带大倾角地层防斜快钻技术	(131)
2.4.2 上部大井眼井段与深部小井眼井段提高机械钻速技术	(136)
2.4.3 高密度钻井液条件下提高机械钻速技术	(140)
参考文献	(144)

第3章 河西走廊地区

3.1 概述	(146)
3.1.1 巴参1井	(146)
3.1.2 海参1井	(147)
3.2 技术难点	(149)
3.3 认识与建议	(151)
3.3.1 井壁稳定	(151)
3.3.2 井身结构设计	(155)
3.3.3 强研磨性地层钻井措施	(157)
3.3.4 井漏预防及处理	(158)
3.3.5 井身质量控制	(159)

第4章 鄂尔多斯盆地北部地区

4.1 概述	(161)
4.2 推广技术	(162)
4.2.1 井身结构优化技术	(162)
4.2.2 稳定井壁钻井液技术	(166)
4.2.3 固井技术	(169)
4.3 推荐技术	(174)
4.3.1 钻头选型及优化钻井参数技术	(174)
4.3.2 钻具先期失效及预防措施	(177)
4.3.3 保护气层完井液技术	(181)
4.4 攻关技术	(185)
4.4.1 低成本保护气层钻井液技术	(185)
参考文献	(187)

第5章 滇黔桂地区

5.1 概述	(188)
5.1.1 地质特点	(190)
5.1.2 钻井施工情况	(191)

5.2 推广技术	(192)
5.2.1 海相碳酸盐岩地层井身结构设计技术	(192)
5.2.2 重晶石粉超高密度钻井液技术	(194)
5.2.3 深井高密度抗盐钻井液技术	(199)
5.3 推荐技术	(203)
5.3.1 海相高陡构造破碎地层取心技术	(203)
5.3.2 高陡构造破碎井眼稳定技术	(208)
5.3.3 高陡构造破碎地层低密度钻井液技术	(212)
5.3.4 乌龙1井防斜快速钻井技术	(215)
5.4 攻关技术	(221)
5.4.1 提高深井硬地层钻井速度技术	(221)
5.4.2 深井、高压气井井控技术	(224)
5.4.3 海相地层防漏堵漏技术	(229)
第6章 川西地区	(235)
6.1 概述	(235)
6.2 推广技术	(238)
6.2.1 深层高压气井井身结构设计	(238)
6.2.2 高压气井井控技术	(246)
6.2.3 深井钻井液技术	(251)
6.2.4 高压气井防气窜固井技术	(258)
6.3 推荐技术	(262)
6.3.1 致密砂岩裂缝性气层保护技术	(262)
6.3.2 高密度钻井液性能优化控制技术	(266)
6.3.3 气田污水处理及废钻井液固化技术	(269)
6.4 攻关技术	(272)
6.4.1 高密度钻井液条件下提高致密地层钻井速度技术	(272)
6.4.2 高温高压小井眼小间隙固井工艺	(278)
参考文献	(280)
第7章 川东北地区	(282)
7.1 概述	(282)
7.1.1 区域地质概况	(282)
7.1.2 钻井技术难题	(284)
7.2 推广技术	(285)
7.2.1 井身结构优化设计	(285)
7.2.2 高压含硫气井井控技术	(300)
7.2.3 套管防脱防磨技术	(308)
7.3 推荐技术	(309)
7.3.1 防斜打直与井眼轨迹控制技术	(309)

7.3.2	防塌技术	(312)
7.3.3	防漏堵漏技术	(315)
7.3.4	钻井液技术	(317)
7.3.5	固井技术	(331)
7.4	攻关技术	(343)
7.4.1	非常规套管系列井身结构及膨胀管应用技术	(343)
7.4.2	提高机械钻速缩短建井周期技术	(349)
7.4.3	海相地层压力预测检测技术	(350)
7.4.4	深井小井眼小间隙井固井技术	(352)
	参考文献	(353)

第8章 鄂西渝东地区

8.1	概述	(354)
8.2	推广技术	(358)
8.2.1	提高钻井速度技术	(358)
8.2.2	水平井及侧钻水平井钻井技术	(364)
8.2.3	水平井钻井液技术	(373)
8.2.4	储层保护技术	(377)
8.3	推荐技术	(380)
8.3.1	井身结构优化技术	(380)
8.3.2	不稳定泥页岩地层钻井液技术	(385)
8.3.3	井下故障预防及处理技术	(390)
8.4	攻关技术	(392)
8.4.1	长裸眼复杂压力系统钻井技术	(392)
8.4.2	大型漏失处理技术	(395)
8.4.3	防漏、防气窜固井技术	(396)

第 1 章 塔里木盆地

1.1 概述

塔里木盆地总面积 $56 \times 10^4 \text{km}^2$ ，是我国也是世界上最大的内陆盆地。盆地四周为天山和昆仑山两大山脉所环绕，总体上呈菱形块状，东西最长约 1320km，南北最宽约 720km。盆地中部是号称“死亡之海”的塔克拉玛干沙漠，其面积 $33.7 \times 10^4 \text{km}^2$ ，占盆地总面积的 60.2%，是世界上第二大流动沙漠，周边为环形戈壁地带。盆地干燥、少雨，年降水量一般为 40~50mm，沙漠腹地和盆地东南部年平均降水量只有 10~15mm。盆地日照时间长，昼夜温差较大，最低温度极值达 -30°C ，最高温度极值达 55°C ，一般冬季温差在 30°C 以上。盆地每年 3~8 月为风季，最大风力 10~12 级，沙尘暴频繁。

塔里木盆地是一个被第三系地层广为覆盖的沉积盆地。古生代以来，历经加里东、海西、印支、燕山和喜山运动，在盆地内部形成了沙雅、卡塔克、巴楚、玉龙喀什四个大型隆起带和库车、满加尔、阿瓦提、喀什、叶城等大型坳陷区(图 1-1)。在这些不同的隆起带和坳陷区内，不仅地层组合、厚度和岩性不同，而且钻井工程地质条件也各不相同。

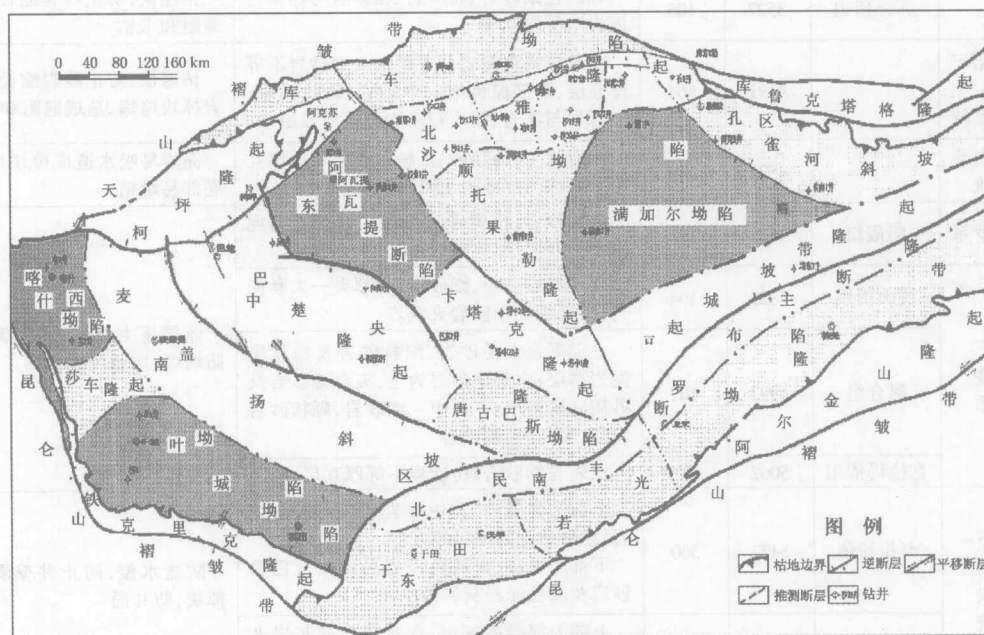


图 1-1 塔里木盆地构造分布

1.1.1 钻井工程地质特点

塔里木盆地的钻井工程地质条件，既有在相同构造单元内保持大体相似的简单一面，又有随构造单元不同而存在较大差异的复杂一面。盆地基底为前震旦系结晶岩，是一个古生代地台和中、新生代沉积盆地组成的叠合盆地，油藏埋藏深。该盆地的总体上有以下特点：

(1) 地表环境条件恶劣

盆地四周为戈壁滩和荒漠,中部是流动沙漠,降水稀少,气候干燥,沙尘暴频繁。恶劣的气候和环境条件使钻前与钻井施工成本增高,同时也给通讯、交通、设备材料运输带来了困难。

(2) 目的层埋藏深

一般在 4400~6000m 之间,奥陶系储层埋深在 5400~5500m,所钻井多为深井和超深井,塔指会战期间的平均井深是 5037m,中 4 井深达 7220m;含油气层系多,已发现七套含油气层系自下而上依次为奥陶系、石炭系、三叠系、侏罗系、白垩系、下第三系、上第三系;钻遇地层层系多(表 1-1),从第四系到震旦系。

表 1-1 塔里木盆地典型井地层程序

地 层			底界/ m	视厚/ m	岩 性 描 述	故障提示
界	系	组				
新生界至中生界	第四系		85	76	粉砂层、细砂层与粘土层	胶结较松散,易扩径、垮塌
	上第三系	库车组	1802	1717	粉砂岩、细砂岩略等厚互层	地层疏松、钻速快、泥岩厚易吸水膨胀。砂岩易缩径,防阻、卡
		康村组	2882	1080	细砂岩、粉砂岩与泥岩、粉砂质泥岩略等厚互层,泥岩中含分散状石膏	
		吉迪克组	3422	540	上部为泥岩为主,夹粉砂岩、细砂岩、泥质粉砂岩;中部泥岩与粉砂岩、细砂岩略等厚互层;下部泥岩为主,夹粉砂岩、细砂岩。泥岩中见粉末状石膏	防膏侵、防坍塌和跳钻,防阻卡
		苏维依组	3527	105	棕红色细砂岩、粉砂岩、粗砂岩与棕褐色泥岩略等厚互层	钻速快,防止砂岩缩径造成遇阻和卡钻
	下第三系-上白垩统		4191	664	上部棕褐色泥岩与棕色细-中砂岩不等厚互层,下部棕色细-中砂岩、砾状砂岩、细砾岩与泥岩、泥质粉砂岩不等厚互层	钻速快,防止砂岩缩径和泥岩掉块垮塌,造成遇阻和卡钻
中生界	下白垩统		4571	380	泥岩为主,与细砂岩、粉砂质岩略等厚互层。底部为细砂岩、含砾砂岩	泥岩易吸水造成掉块垮塌,底部易跳钻
	侏罗系	阳霞组	4631	60	含砾砂岩、粉质砾岩、砾岩、细砂岩与泥岩不等厚互层,夹煤线	
	三叠系	黄山街组	4825	194	上部泥岩夹粉、细砂岩;中部夹一大套泥岩;下部细-中砂岩夹泥岩	
		阿合组	4992	167	上部泥岩夹粉砂岩、细粒砂岩及粉砂质泥岩薄层;中部中砂岩为主,夹含砾砂岩及砂质砾岩薄层;下部中-细砂岩,砾状砂岩为主,夹泥岩、粉砂岩	地层压力逐步升高,防喷、防坍塌、防止压差卡钻
		克拉玛依组	5062	70	泥岩与细砂岩、粉砂岩不等厚互层	
古生界	下石炭统	卡拉沙依	5422	360	上部为含砾砂岩、中砂岩、细砂岩、与泥岩、粉砂质泥岩略等厚互层 下部为褐灰、深灰色泥岩局部夹灰色粉砂岩及灰色泥晶灰岩薄层	防盐水侵,防止井壁剥落、掉块,防井涌
		巴楚	5468	46	上部为泥微晶灰岩、含膏泥微晶灰岩夹泥岩;下部为泥岩、粉砂质泥岩	
	下奥陶统		6193	725	泥、微晶灰岩,中部夹亮晶沙屑、微晶砂屑灰岩,中下部灰岩夹云质灰岩。底部含泥质、云质灰岩夹灰岩、白云岩、硅质团块	
			6563	370	薄层灰质白云岩、白云质灰岩与亮晶沙屑灰岩,下部中、厚度层粗-细晶白云岩为主夹灰岩	防漏失、防喷

(3) 地质条件极为复杂

盆地面积大, 探区跨度大, 地质构造单元多, 山前、台盆区及斜坡区沉积与构造特征各不相同, 构造、地层复杂, 主要表现为:

① 地层复杂, 盆地内盐岩层、盐膏层、高低压盐水层、巨厚泥页岩、巨厚砾石层、高陡地层发育;

② 地层压力系统复杂, 地应力复杂, 同一裸眼井段内存在多个压力系统;

③ 山前构造带发育, 地层陡倾、破碎, 砾石层、盐膏层等复杂地层发育, 地层压力系统、地应力复杂;

④ 古生界碳酸盐岩地层是重要的目的层, 钻井中易发生裂缝溶洞性漏失。

1. 塔西南的喀什坳陷、塔北库车坳陷钻井工程地质特点

钻井资料表明, 这两个坳陷虽相隔甚远, 但二者的钻井工程地质特征却大体相似, 主要表现在三个方面。一是二者第三系和第四系陆相碎屑岩沉积深厚, 最厚超过 6000m; 另外, 二者的这套地层不仅有粒度较细的泥岩, 而且有粒度较粗的砂岩, 在部分地区还存在粗细混杂的砂砾岩和厚度较大的膏盐层, 从而给钻头的选用以及钻井工艺技术的调整带来不确定性。二是喜山晚期的强烈挤压作用, 不仅使二者的第三系地层产生强烈的上升、褶皱、逆断和遭受不同程度的剥蚀, 同时使地层倾角变大, 达 $40^{\circ} \sim 80^{\circ}$, 从而给井眼轨迹控制带来一定的困难。三是二者的第三系地层, 受沉积压实和挤压应力的双重作用, 使部分地层的孔隙压力变得较高, 特别是断距较大的逆断层, 使埋深较大的地层上升并遭受剥蚀时, 不仅使上升盘的地层孔隙压力梯度值大于下降盘的地层孔隙压力梯度值, 从而失去平衡, 而且上升盘的部分地层因很难随其上地层遭受剥蚀而释放孔隙压力, 从而成为异常高压层。这种状况不仅给钻井液密度和性能的确立带来困难, 而且在钻进过程中一旦处置不当, 就会出现或漏或涌或扩径或缩径现象, 甚至会出现掉块、坍塌而导致卡钻、埋钻事故。针对喀什坳陷第三系钻井工程地质的上述特征, 相应采取了三项对策: 一是提前下技术套管, 即二开后, 钻至井深 2700m 左右(康村组地层)即下入 $\phi 340\text{mm}$ 技术套管固井, 封住以上漏浆、涌水层位和易卡复杂井段, 为以下的安全钻进创造条件; 二是在钻井过程中坚持短程起钻, 以防卡钻; 三是适当降低钻压、钻速, 以防井斜。

2. 塔北的沙雅隆起钻井工程地质特点

与喀什、库车两坳陷相比, 沙雅隆起范围内的第三系地层变薄, 也很平缓, 岩性比较疏松, 基本没有粗细混杂的砂砾岩。这一变化, 一方面使得隆起范围内的第三系地层比较容易钻进, 钻速较高; 另一方面, 如果裸眼井段过长, 裸露时间过长, 又容易出现井壁失稳, 3900m 以浅的疏松地层尤其如此。因此, 对设计井深为 5500~5800m 的钻井, 在快速钻至井深约 3900m(苏维依组地层)时, 即按设计要求下入 $\phi 244.5\text{mm}$ 技术套管固井。包括 SC2 井在内, 沙雅隆起乃至塔北其他地区的钻井都大体如此。

沙雅隆起的下古生界海相碳酸盐岩地层埋深变浅, 在隆起的大部分地区, 可使用 6000m 钻机钻井, 这套地层是重点探索的含油气目的层之一。此外, 这套海相地层经数亿年成岩作用和多次构造运动的改造, 不但密度变得很大(达 2.7kg/L 以上), 泊松比值变得很低(小于 0.21), 刚性变得较强, 而且构造裂隙比较发育, 岩层变得比较破碎。这套地层中的下奥陶统灰岩地层虽相对较为完整, 但存在较多较大的溶蚀缝洞。其他地区的钻探实践经验表明, 当钻开这套地层后, 搞不好就会出现井漏、井涌、井喷, 或是出现先漏后喷。为防止因出现井漏、井喷而导致井内坍塌、埋卡事故的发生, 都是在临钻开这套地层之前, 先下入

φ177.8mm 尾管固井。

自钻 SC2 井之后,这一程序性和结构性的钻井技术措施在整个沙雅隆起乃至塔里木盆地的其他地区得到广泛采用。由于地震资料处理有时对下古生界海相碳酸盐岩不整合面埋深卡得不够准确,或是由于对下尾管的必要性或重要性认识不足,或是由于钻进过程中控制、把关不严,在未下 φ177.8mm 套管前就将这套地层钻开,随后因出现先漏后喷而导致井内坍塌、埋卡事故也一再发生。

如何提高地震资料处理精度,卡准下古生界海相碳酸盐岩不整合面的深度,同时在钻进过程中如何做到严格把关,就成为钻井防漏防喷以及防坍塌防埋所要解决的首要课题。其次,在临钻开下古生界海相碳酸盐岩之前,下入 φ177.8mm 尾管固井,固然能避免因井漏、井喷而引发井内坍塌、埋卡事故,但并不能因此而解决井漏、井喷或先漏后喷等问题。

为防止出现井喷和井口失控,就要切实认真地做好四个方面的工作。一是对新区第一口井,要在刚钻开海相碳酸盐岩时,进行冲孔,以了解、确定其岩性、时代及所含流体的性质,为具体制定现场防漏防喷措施提供依据。二是要提前对井口防喷器和压井物资、设施进行严格检查,使之保持完好、有备状态,特别是防喷器要保持灵活好用和密封有效的良好状态。三是要及时调整好钻井液的密度,使钻井液的液柱压力与碳酸盐岩内的流体压力始终保持平衡。四是起钻时提钻速度要慢,而且要坚持边提钻边灌浆,对块状凝析气藏的钻井尤其要坚持这样做。

沙雅隆起东部阿克库勒凸起不同层系之间,同一层系不同岩性地层之间,以及大型溶洞内不同性质流体之间的矛盾突出。

首先,就不同层系之间的矛盾来看,阿克库勒凸起三叠系、石炭系、下奥陶统三个层系平均地层压力梯度值分别为 1.109MPa/100m、1.282MPa/100m、1.107MPa/100m,从而在总体上形成中部层系(石炭系)地层压力梯度值最高且为高压,上部层系(三叠系)和下部层系(下奥陶统)地层压力梯度值较低且为常压的剖面结构。这种压力剖面结构,不仅使得三个层系之间的矛盾很突出,无法采用压力平衡钻井工艺一径到底,而且在钻进过程中,不是出现井喷,就是对常压高渗透油气层造成损害。为了防止出现“下侵上喷”,同时为了防止对上部层系中的常压高渗透油气层造成损害,最好是采用分段钻井工艺;也就是用密度较低的钻井液,钻开上部层系及其常压高渗透油气层之后,下技术套管固井,将其保护起来;再加大钻井液密度,钻开下部层系及其高压油气层,随之下入尾管固井;然后降低钻井液密度,钻下奥陶统灰岩。

其次,就同一层系不同岩性地层之间的矛盾来看,阿克库勒凸起的三叠系由中厚层的泥岩和砂岩互层所组成,是该凸起主要的产油气层系之一。但该层系的泥岩和砂岩不但岩性和物性不同,而且二者的孔隙压力及压力传导、释放方式也截然不同。如前所述,三叠系砂岩颗粒较粗,属常压高渗透层,其所含流体容易在层内流动,因而其压力的传导和释放主要靠层内流体的渗流来实现,很少表现为岩石结构的破坏。与此相反,三叠系泥岩颗粒较细,在长达 2 亿年时间的压实、成岩作用下,最终成为高压非渗透致密层,孔隙中所含的流体处于束缚状态,不能在层内流动,因而其地层压力能量的传导和释放不能通过层内流体的渗流和外排来实现,主要是通过泥岩结构的破坏来实现。例如,三叠系砂岩岩心取出井后,处于高压差状态的心内流体能够通过外排而泄压,从而不会出现岩心体积膨胀,因而岩心能顺利出筒。与此相反,三叠系泥岩岩心取出井后,处于高压差状态的心内流体不能够通过外排而泄压,只能通过岩心周围表层的孔隙体积膨胀而部分减压,结果是岩心难以出筒,不得不将取

心筒割开，再取出岩心。此后，由于泥岩岩心孔隙内的流体仍处于高压差状态，以致继续以同心状表层剥皮的方式，逐渐释放其压力，结果使泥岩岩心变得越来越细，直至全部变成薄片状碎片为止。另一方面，在钻进过程中，由于钻井液柱的压力一直低于三叠系泥岩层的孔隙压力，以致同样以表层剥皮方式而逐渐释放其压力，结果是薄片状泥岩碎片不断从井内返出，泥岩井段的井径变得越来越大，从而形成“糖葫芦”状井。这不仅给尾管固井造成困难，同时使固井质量难以得到保证。但是，在钻经三叠系砂泥岩地层以及类似三叠系砂泥岩地的过程中，如果通过增大钻井液密度来平衡泥岩的孔隙压力，就会使砂岩油气层受到严重损害；反之，如果为保护砂岩油气层，不增加钻井液的密度，又无法避免泥岩井段扩径，而且泥岩裸露时间越长，其井径就会变得越来越大，甚至有可能由此而引起井壁失稳。因此，面对三叠系以及类似三叠系这样的工程地质特征，最好是提高钻速，在较短时间内将其钻穿，随即下套管固井，这一点是完全可以做到的。

再次，从大型溶洞内不同性质流体之间的矛盾来看，在阿克库勒凸起，特别是在该凸起的西南部，不仅中大型溶洞很发育，而且有的溶洞储存的是气油比很高、密度很低的凝析气，有的溶洞储存的是气油比较低、密度较大的黑油，还有部分溶洞储存的是高粘少气的重质稠油。当采用压力平衡钻井工艺钻开溶洞之后，钻井液的液柱压力虽与溶洞内的油气压力达到平衡，但钻井液的密度却不同程度的大于溶洞内油气的密度，在溶洞空间较大的情况下，必然会出现钻井液与油气的相互置换，而且钻井液与油气之间的密度差越大，油气流体的粘度越低、越是容易流动，钻井液与油气越是容易发生置换。前面提到的先漏后喷现象，虽有钻井液密度过大因素的影响，但这只能造成先漏，也就是只能造成钻井液液面下降；而且液面下降到液柱压力与油气藏压力达到平衡时，就会停止下降。此后，如果没有钻井液与油气的置换，就不会再出现后喷。由此不难断定，SC2、S18等井在发生井漏之后又发生井喷，显然是由于钻井液与油气发生置换所引起。在钻开碳酸盐岩之后，凡发生先漏后喷者，碳酸盐岩所含流体均为凝析气；凡发生先漏后涌而不喷者，或是漏而不涌不喷者，碳酸盐岩所含流体均为低气油比的黑油，或是为重质稠油；凡是既不漏，又不涌，也不喷者，碳酸盐岩在井壁附近的缝洞不是容积甚小，就是连通性很差。因此，采用压力平衡钻井工艺，可以在碳酸盐岩溶洞型重质油藏和低气油比黑油油藏中实现钻进；当碳酸盐岩溶洞储存的是凝析气或者干气时，由于压力平衡钻井工艺不能有效防止和克服钻井液与天然气发生置换的物理现象，从而也就难以在碳酸盐岩溶洞型气藏中实现钻进，而只能调整和改进完井程序和工艺技术来实现。

1.1.2 钻井工程技术现状

塔里木盆地集中了原中国新星石油公司各地区局、胜利油田、中原油田及中国石油的多个钻井队伍。从统计指标看，几家的钻井水平相当。“七五”期间，重点围绕如何成井、如何提高深井机械钻速等技术难题开展了深井钻井技术攻关，形成了配套的深井钻井、钻井液和固井技术方法，钻井效率明显提高。“八五”期间，重点围绕如何保护油气层开展了防止油气层污染的钻井液技术、固井技术和防漏堵漏技术研究攻关，研究出了系统的保护油气层技术方法。“九五”期间，重点开展了深井水平井技术研究攻关、欠平衡钻井技术研究。形成了系列配套的深井水平井设计、钻井、钻井液、固井、完井和开采技术，利用水平井开采技术成功对塔河油田1号、2号油田进行了开发。采用欠平衡钻井技术完成了适合塔河油田奥陶系储层的欠平衡钻井设计方法、设备配套方案、现场施工技术和低固相钻井液技术研究。欠平衡钻井技术已成为塔北地区发现油气资源和保护油气藏的主要技术手段。

近几年来,先后开展了井眼稳定技术研究、深井提高固井质量技术研究、深井盐膏层钻井和针对深井复杂构造带深井钻井技术难题开展技术攻关,取得了较好的研究成果,大部分已经应用现场实践。经过二十年的勘探开发以及在科研攻关过程中,设立了不少国家级、部级科研项目,形成了一套完整的钻井工程设计与施工工艺技术。

1. 井身结构

塔河地区及巴楚-麦盖提区块的现行井身结构设计是在技术攻关中形成的,最初每个构造基本采取了同一井身结构设计方案。

表层套管:一般 $\phi 444.5\text{mm}$ 钻头一开钻至井深500m左右,下 $\phi 339.7\text{mm}$ 套管至上第三系N2K地层;

技术套管:一般 $\phi 311.15\text{mm}$ 钻头二开钻至井深3900m左右,下 $\phi 244.5\text{mm}$ 套管至下第三系以下E-K2地层;

$\phi 177.8\text{mm}$ 尾管下至下石炭统C1b:一般 $\phi 215.9\text{mm}$ 钻头三开钻至设计井深完钻,对于开发奥陶系灰岩油藏的井,一般钻至风化壳,原则上不揭开风化壳;

$\phi 127\text{mm}$ 尾管:一般 $\phi 152.4\text{mm}$ 钻头四开钻到设计井深,视完井情况决定是否挂 $\phi 127\text{mm}$ 尾管。

近年来对于开发井采用长裸眼井身结构:一开适当增加 $\phi 339.7\text{mm}$ 表层套管下至1200m左右;二开将 $\phi 311.15\text{mm}$ 和 $\phi 215.9\text{mm}$ 井眼简化为 $\phi 241.3\text{mm}$ 井眼, $\phi 177.8\text{mm}$ 套管下至下石炭统C1b,减少一层套管;三开与常规井相同。

2. 钻头选型及钻井参数

钻头选型及钻井参数,经过“七五”、“八五”的攻关研究,取得了较好的效果。只是近年来由于江汉钻头的系列化分类生产较多,使选型方式根据实钻结果进一步细化,加之PDC钻头的改型及试验推广,最大限度地提高了机械钻速。就钻头选型而言,塔河油田较细致和科学,各个施工单位也具有自己的特点。钻井参数一般为: $\phi 444.5\text{mm}$ 钻头在井深800m以内,以适当钻压、高转速钻进; $\phi 311.15\text{mm}$ 钻头钻压180~240kN,转速80~110r/min,排量40~60L/s,泵压16~20MPa; $\phi 241.3\text{mm}$ 牙轮钻头钻压180~220kN,转速75~100 r/min,排量22~45L/s;PDC钻头钻压在60~80kN,转速110~130r/min; $\phi 215.9\text{mm}$ 牙轮钻头钻压160~180kN,转速60~80r/min,排量25~40L/s,泵压18~20MPa;PDC钻头钻压40~80kN,转速50~100r/min,排量25~40L/s,泵压18~20MPa。

3. 钻井液技术及油气层保护

主要井段采用的钻井液类型有:钾基聚合物、聚磺成膜、甲聚成膜、两性离子聚磺、有机硅钾基聚合物等类型。基本上是在聚磺钻井液的基础上选用多元醇成膜防塌处理剂,沥青类防塌处理剂,两性离子防塌处理剂,有机硅防塌处理剂等多种方案解决井壁失稳和井径扩大问题。在塔北地区三叠-石炭系地层防塌钻井液中,虽然取得了一些进展,但是在钻井液类型的选择、处理剂的选用、性能指标的控制等综合防塌技术的措施上尚未形成一套成熟的技术系列,井眼稳定问题尚未解决。

塔河油田对油气层钻开时的钻井液密度控制较为重视,钻井液密度指标基本达标,设计使用了屏蔽暂堵剂,但对油气层钻开后钻井液浸泡时间的控制重视不够,造成对油气层的损害。

4. 主要井段钻井质量

塔北石炭系、奥陶系地层在目前实施的钻井工艺条件下不同程度存在井身质量问题,其

中三叠—石炭系井径扩大超标十分突出,扩径超标井段一般长达100~600m。部分奥陶系地层也有明显的井径扩大超标现象。从三开井段平均井径扩大率看井身质量绝大部分并未达标。

φ177.8mm尾管固井主要存在两大问题:一是石炭系油气水层封固不好,油水互窜,环空气窜;二是尾管与上层套管重叠段封固不好,甚至无水泥环。

总之,塔里木盆地不仅钻井深度很大,居全国之冠,而且钻井工程地质条件复杂多变。20多年来,在解决钻井工程地质条件复杂多变和结构性矛盾方面,积累了不少正反两方面的经验,取得了较大的进展,形成了已普遍采用的行之有效的井身结构、钻井程序和与之配套的钻井工艺技术。

1.1.3 钻井工程技术难点

塔里木盆地复杂的地质条件及目的层埋藏深的特点使该盆地内钻井既具有深井、超深井钻井的共性难点,也具有盆地钻井的特殊难点,具体表现为:

① 地质构造、地层压力体系复杂,造成地层压力预测检测精度差、合理井身结构设计困难,也带来合理钻井液密度设计、井壁稳定、防漏防窜防卡等一系列困难。

② 深部盐岩层、复合盐膏层发育,面临着盐膏层钻井的一系列技术难点,如井身结构优化设计、套管强度设计、盐膏层钻井液技术、固井技术等。

③ 巨厚泥页岩发育带来井壁稳定问题,如泥页岩坍塌掉块、垮塌,泥页岩蠕变缩径等,给安全钻井和提高固井质量带来难度,在塔河油田表现为上部水敏性地层缩径、三叠系、石炭系硬脆性泥页岩井段扩径井壁失稳问题。

④ 深部高压低渗地层钻井面临着地层压力预测和油气层保护的世界性难题。

⑤ 风化壳发育,碳酸盐岩储层钻井易发生裂缝溶洞性漏失。

⑥ 部分地区含有 H_2S 、 CO_2 ,存在钻井安全、高压防气窜问题。

⑦ 山前构造带钻井,几乎集中了所有的深井钻井技术难点,如库1井设计与施工中,遇到地质预告不准导致设计失误、含砾石地层跳钻严重、机械钻速低、井斜、井漏、井眼不规则等问题,泥页岩井段钻头泥包憋钻、井眼缩径,盐膏层钻井压差卡钻及套管变形等问题。

同时,塔里木盆地钻井又具有深井钻井共性的技术难点:

① 上部大尺寸井眼和深部小井眼井段机械钻速低。

② 深井钻柱与套管防磨防断。

③ 深部小井眼小间隙固井。

经过长期的钻井技术研究实践,这些难点有的已形成一些成熟的技术对策,值得推广或推荐,但仍有一些技术需要攻关。

(侯子旭 朱德武)

1.2 推广技术

1.2.1 井身结构设计技术

1.2.1.1 井身结构设计技术难点

复杂地区井身结构设计中存在两个不确定性,即工程地质设计的不确定性和井身结构设计过程中的不确定性,井身结构设计的不确定性是由地质设计的不确定性决定的,这是深探