

钻井配套技术 在川东北的应用与实践

孟 伟 主编

杨玉坤 王宝新 副主编



地 质 出 版 社

**ZUANJING PEITAO JISHU
ZAI CHUANDONGBEI DE YINGYONG YU SHIJIAN**



ISBN 978-7-116-05520-9



9 787116 055209 >

定价:36.00元

钻井配套技术在川东北的 应用与实践

孟 伟 主编

杨玉坤 王宝新 副主编

地 质 出 版 社

· 北 京 ·

内 容 提 要

本书较为详细地介绍了川东北地区应用的主要钻井技术,包括井身结构优化设计技术,钻头优选与合理使用技术,常规防斜打快技术,空气钻井技术,垂直钻井系统技术的应用,钻井液技术,防漏与堵漏技术,定向井、水平井钻井技术,套管磨损问题及防腐对策,钻井取心技术,钻井扩孔技术,固井技术。编者从基础知识入手,重点论述了各项钻井技术在川东北地区的应用方法和应用实践,并就实际施工中发现的问题提出了有针对性的可行建议。本书兼具知识性和实用性,可以作为石油钻井现场工作人员的培训教材,也可供相关专业的院校师生及科研人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

钻井配套技术在川东北的应用与实践/孟伟主编. —北京:地质出版社, 2007. 11

ISBN 978 - 7 - 116 - 05520 - 9

I. 钻... II. 孟... III. 油气钻井 - 工程技术 - 四川省
IV. TE242

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2007) 第 170286 号

责任编辑:陈 磊 李源明

责任校对:王素荣

出版发行:地质出版社

社址邮编:北京海淀区学院路 31 号, 100083

电 话:(010) 82324508 (邮购部); (010) 82324565 (编辑部)

网 址:<http://www.gph.com.cn>

电子邮箱:zbs@gph.com.cn

传 真:(010) 82310759

印 刷:北京印刷学院实习工厂

开 本:787 mm × 1092 mm 1/16

印 张:13.75

字 数:350 千字

印 数:1—1000 册

版 次:2007 年 11 月北京第 1 版·第 1 次印刷

定 价:36.00 元

书 号:ISBN 978-7-116-05520-9

(如对本书有建议或意见,敬请致电本社;如本书有印装问题,本社负责调换)

前 言

川东北地区天然气资源丰富，具有浅层陆相（三叠系—侏罗系）、中深层海相（石炭系—三叠系）及深层海相（震旦系—志留系）等三套勘探目的层系，已获得一系列天然气重大突破，勘探、开发规模随之迅速扩大。川东北地区已成为我国天然气增储上产的主战场。

钻井工程是油气勘探开发的关键环节之一。由于川东北地区客观存在的复杂地表和地质条件，对钻井装备、钻井工程与施工技术都提出了更高的要求。川东北地区地质条件十分复杂：目的层埋藏深；岩石可钻性差；地层倾角大并存在各向异性的高地应力；孔隙、裂缝、溶洞发育；井下存在多个压力体系且差异悬殊。钻井施工难度大、风险大、周期长、成本高，作业中经常出现井漏、井喷、井塌、卡阻和硫化氢、二氧化碳气侵污染等问题，固井环空气窜问题突出，质量难以保证。面对这样复杂的地质环境和诸多的工程技术难题，近几年来川东北地区的施工队伍和科技人员通过研究、实践，积极推广应用先进的工艺技术，在解决现场实际问题、发展深层海相天然气钻井技术方面创造了很多成功的经验，为川东北地区提高钻井速度、降低钻井成本、加快勘探开发进程做出了贡献。

为了推进川东北地区深层海相天然气钻井技术集成和系统配套步伐，充分利用钻井新技术指导现场施工，2006年中石化西部石油工程技术服务中心受集团公司油田企业经营管理部的委托，组织了一批长期在中国西部和南方从事钻井工程技术的研究人员、工程技术人员和相关专家编写了《钻井配套技术在川东北的应用与实践》一书。本书较为详细地总结了川东北地区应用的主要钻井技术，介绍了各项技术的核心内容，重点论述了应用方法和应用实践，并就实际施工中发现问题提出了有针对性的可行建议。

本书共分十二章。依次介绍了：井身结构优化设计技术，包括川东北地区天然气井井身结构设计的特点分析、优化井身结构设计方案及应用实践；钻头优选与合理使用技术，包括四川盆地地层与岩石钻进特性分析、国内外钻头选型方法综述、钻头选型与钻进技术参数的推荐等；常规防斜打快技术，包括常用防斜打快工艺技术介绍、防斜技术措施、应用实践和问题分析等；空气钻井技术，包括空气钻井技术及作业方法介绍、空气钻井特性分析、空气钻井技术的现场应用；垂直钻井系统技术的应用，包括垂直钻井系统简介、垂直钻井系统技术的现场应用及使用评价等；钻井液技术，包括川东北地区

地层特点与钻井液技术难点分析、钻井液配方和性能维护处理方法、钻井过程中储层保护措施等；防漏与堵漏技术，包括川东北地区井漏分布规律及漏失特点的论述、井漏的预防措施和处理方法等；定向井、水平井钻井技术，包括国内外定向井和水平井技术现状介绍、川东北地区定向井钻井特点分析与施工推荐做法、水平井技术概念化方案；套管磨损问题及防磨对策，包括套管磨损问题现状及成因分析、国内外套管防磨技术介绍、套管防磨接头现场应用实践等；钻井取心技术，包括国内外钻井取心技术现状和取心工具的结构原理介绍、钻井取心工艺方法及在川东北地区的应用实例等；钻井扩孔技术，包括钻井扩孔技术意义的论述、扩孔技术与扩孔工具介绍、扩孔工艺与措施、扩孔作业应用实践等；固井技术，包括川东北地区固井难点分析、国内外固井技术现状、保证固井质量和气井寿命的技术措施、高压防气窜等固井工艺的设计和计算要点。

本书第一章由边培明编写；第二章由李祖魁编写；第三章由李增科编写；第四章由王宝新、侯树刚编写；第五章由王宝新编写；第六、七章由刘四海编写；第八章由牛洪波编写；第九、十一章由吴仲华编写；第十章由杨玉坤、许俊良编写；第十二章由丁士良编写。全书由孟伟、杨玉坤、王宝新主编并审定，毛克伟、苏长明、赵金海、马清明、孙明光、童伏松、杨明金、侯树刚参与了本书的校审。

本书编写过程中参考了许多国内外科技工作者的论著和成果报告，谨此诚表谢意。

由于资料来源及编审人员的业务、技术水平有限，书中疏漏和不足难免，敬请读者提出批评指正。

编 者

2006 年 12 月于四川

目 次

前 言

第一章 井身结构优化设计	(1)
第一节 概述	(1)
第二节 川东北地区深层气井的井身结构设计特点	(3)
第三节 井身结构优化设计系列及应用实践	(6)
第四节 其他井身结构设计系列	(12)
第五节 结论与研究方向建议	(15)
第二章 钻头优选与合理使用	(16)
第一节 国内、外相关钻头选型方法综述	(16)
第二节 四川盆地的地层特征与岩石的钻进特性	(20)
第三节 钻头选型与钻进基础技术参数推荐	(24)
第四节 钻头合理选择与使用注意事项	(29)
第三章 常规防斜打快技术	(31)
第一节 防斜打快工艺技术	(32)
第二节 防斜技术及措施	(38)
第三节 认识与建议	(43)
第四章 空气钻井技术	(44)
第一节 空气钻井技术简介	(44)
第二节 空气钻井作业方法	(54)
第三节 空气钻井特性分析	(56)
第四节 空气钻井技术的现场应用	(64)
第五章 垂直钻井系统技术的应用	(72)
第一节 垂直钻井系统简介	(72)
第二节 垂直钻井系统技术的现场应用	(80)
第三节 垂直钻井技术使用评价	(84)
第六章 钻井液技术	(86)
第一节 钻遇地层特点	(86)
第二节 钻井液技术难点	(87)
第三节 钻井液完井液配方、性能和维护处理措施	(92)
第四节 钻井储层保护技术措施	(99)
第五节 认识与建议	(99)
第七章 防漏与堵漏技术	(108)
第一节 概述	(108)

第二节	川东北地区井漏分布规律、漏失通道特征和漏失特点	(109)
第三节	井漏的预防	(110)
第四节	井漏的处理	(111)
第五节	提高地层承压能力的防漏、堵漏技术	(116)
第六节	认识与建议	(119)
第八章	定向井、水平井钻井技术	(121)
第一节	国内外定向井、水平井钻井技术现状	(121)
第二节	川东北地区定向井钻井技术情况分析	(125)
第三节	川东北地区定向井施工推荐做法	(134)
第四节	川东北地区水平井钻井技术概念化方案	(140)
第九章	套管磨损问题及防磨对策	(144)
第一节	套管磨损问题现状及成因分析	(144)
第二节	国内、外的套管防磨技术	(147)
第三节	FM 系列套管防磨接头的现场应用	(154)
第十章	钻井取心技术	(155)
第一节	国内外钻井取心技术现状	(155)
第二节	钻井取心工具的结构原理	(159)
第三节	钻井取心工艺	(163)
第四节	川东北地区典型钻井取心实例	(168)
第十一章	石油钻井扩孔技术	(173)
第一节	石油钻井扩孔技术的工程意义	(173)
第二节	石油钻井扩孔技术概述	(174)
第三节	国内外扩孔工具简介	(176)
第四节	石油钻井扩孔工艺技术与措施	(180)
第五节	扩孔作业应用实例	(185)
第十二章	川东北地区固井配套技术	(190)
第一节	川东北地区的固井难点	(190)
第二节	国内外固井技术现状	(193)
第三节	保证固井质量和气井寿命的技术措施	(195)
第四节	固井工艺设计	(197)
第五节	内插管固井、双级固井、旋转尾管固井技术的设计计算要点	(205)
第六节	对今后固井技术工作的建议	(210)
参考文献及引用资料		(212)

第一章 井身结构优化设计

第一节 概 述

钻井工程设计是钻井施工作业必须遵循的原则，是组织生产和技术协作的基础，亦是做好单井施工预算和决算的重要依据。钻井工程设计的科学性及先进性程度，关系到油气井施工作业的成败和效益，且直接影响到油气井的质量乃至长期安全生产的可靠程度，并对提高钻井工艺技术的水平，有着十分重要的意义。

井身结构设计是钻井工程设计的重要内容之一。合理的井身结构设计既能最大限度地避免漏、喷、塌、卡等工程事故的发生，保证各项钻井作业得以安全顺利进行；又能最大程度地降低工程成本，取得良好的经济效益。

井身结构设计的合理性在很大程度上依赖于设计者对钻井地质环境（包括岩性、复杂地层的分布、地层压力特性、地层稳定性、地下流体特性等）的认识程度、合理选用钻井装备条件（钻头、套管、井口防喷装置、钻具等）以及钻进工艺技术（钻井液工艺、固井完井工艺、井眼轨迹控制技术、钻进安全措施等），亦即需要有科学的设计思想和方法。

随着人们对钻井地质客观规律的不断深入认识、钻井装备条件的日益改善以及钻进工艺技术的迅速发展，固有的经验性的井身结构设计及模式，已不能适应实际的多样性钻井条件，需要不断地改进和完善。

一、川东北地区钻井的地质特征及主要钻井技术难点

川东北地区的地质条件十分复杂，不确定性因素较多，从而给油、气井的钻探作业带来了许多困难，主要体现在：

1. 目的层较深、地层岩性变化大、多压力层系共存、地层压力预测及检测的准确性差

川东北地区的深井、特别是深探井的地质设计难以提供准确的全井地层孔隙压力曲线和破裂压力曲线，难以提供准确的地层层序和复杂地层井段的准确深度和厚度，如：本区的 MB1 井飞仙关组预测压力系数为 1.15 ~ 1.25，实际压力系数为 1.90；SM1 井在嘉陵江二段预测地层压力系数为 1.15，实际压力系数为 1.88，飞仙关组预测地层压力系数最高为 1.25，实际压力系数高达 2.00 左右；河坝、双庙等构造，嘉陵江、雷口坡、飞仙关组等井段均存在异常高压，同时部分井段仍为常压且承压能力差，此外，钻井液密度调整的窗口窄，故在施工中难以控制。SM1 井由于裸眼中有多处漏失层，承压能力较低，即使多次通过封堵提高地层承压能力后，钻进过程中仍然出现了喷、漏同存的复杂问题。

由于地层压力难以准确预测，施工中同一裸眼井段内存在不同的压力体系，仅依靠钻井液技术，无法同时实现平衡地层压力与地层漏失压力的目的。钻井液密度安全窗口极小，加之目前现实供应条件的限制，使井身结构及钻井液密度设计存在着相当大的难度。

2. 漏失地层多

由于川东北地区地质条件的特殊性，防漏和堵漏工作几乎贯穿于整个钻井施工过程。

低压层以孔隙渗透性漏失与微裂缝漏失为主，主要目的层既为高压储层同时又为漏层，钻井液密度安全窗口极窄，海相碳酸盐岩地层常见于垂直、大倾角裂缝漏失、孔隙和溶洞漏失等。如 PG1 井在井深 89.00 ~ 154.00m（地层：上沙溪庙组，岩性：紫红色泥岩、粉砂质泥岩、灰色粉砂岩、细砂岩）井段，钻进中共漏失泥浆达 164.00m³，平均漏失速度为 2.73m³/h；MB2 井、HB1 井、SM1 井都曾在目的层井段发生不同程度的井漏。

3. 陆相地层硬，可钻性低

上部陆相地层特点是砂泥岩互层，软硬变化大；泥岩易水化剥蚀掉块、垮塌；砂岩多为硅质胶结，岩性致密、硬度大、研磨性强，岩层可钻性极差，钻头型号的选择性很小。随着井深的增加，其岩性越来越硬，即使钻具中带有减震器，蹩跳钻仍十分突出，极易造成钻头、钻具的先期破坏。因钻头断齿多，常造成井底落物，给下部施工增加了困难；钻铤丝扣损伤，断钻具时有发生；钻进时间长、套管损坏严重，MB1 井在二开钻进过程中，曾磨断表层套管。

4. 地层坍塌严重

侏罗系上、下沙溪庙组岩性多为棕红色泥岩、紫红色泥岩、灰绿色泥岩及泥质粉砂岩，由于施工时间长、钻井液长时间浸泡井壁，多处泥岩易出现大段垮塌。下部须家河组地层二、四、六段以砂岩（局部含砾石）为主，夹灰黑色泥岩、页岩；须家河组三、五段以大段黑、黑灰色泥岩、页岩为主夹厚层砂岩；一段多为黑色页岩或泥岩，厚度不均，与雷口坡组灰岩或白云岩呈假整合接触，地层极易发生垮塌且承压能力差。

5. 地层倾角大、岩石成岩性差

钻井施工中常见“斜、漏、塌、卡、喷”等复杂问题，井身质量控制难度大、钻进速度慢、周期长、投资多，这些问题在很大程度上直接影响着油、气勘探进度的提高。一些常规钻井方法难以满足钻井的安全生产和勘探开发需要。

6. 地层含盐膏层和其他腐蚀性流体

钻井中钻井液密度高、性能难以控制、油气层保护效果差，井眼不规则、井下复杂问题多、套管磨损甚至挤毁等问题并不少见。HB1 井在二开钻井过程中，表层套管磨损严重，在钻至 2187.00m 时，因井下复杂被迫提前下入 $\phi 339.7\text{mm}$ 技术套管。由于没有按设计要求封过下沙溪庙组和千佛崖组的易漏失地层，三开后的承压堵漏不能满足钻开下部高压层的需要，又提前下入 $\phi 244.5\text{mm}$ 技术套管（下深至 4335.92m）。钻进中由于飞仙关组四段地层承压能力差，采取扩眼下入膨胀管措施也没有完全达到封隔地层的目的，致使施工困难重重。

二、井身结构优化设计的原则及依据

井身结构优化设计的主要任务是：合理确定套管的下入层次、下入深度、套管与钻头尺寸及配合等。

1. 设计原则

（1）符合“安全第一、科学先进、保护环境、实用有效”的原则，满足安全、环境与健康体系的要求。

（2）科学有效地保护和发现油、气层。

（3）尽可能避免“喷、漏、塌、卡”等复杂情况产生，为全井顺利钻进、试气、采

气创造条件。

- (4) 钻头、套管及主要工具易配套,有利于生产作业的组织与运行。
- (5) 钻井成本的经济合理性。
- (6) 采用先进的钻井工艺、工具,体现井身结构设计的科学性与先进性。

2. 设计依据

- (1) 根据平衡地层压力钻井原则,确定钻井液密度。
- (2) 钻下部地层采用的钻井液,产生的井内压力不致压破上层套管鞋处地层以及裸露带破裂压力系数最低的地层。
- (3) 下套管过程中,井内钻井液柱压力与地层压力之差值,不致产生因压差卡套管问题。
- (4) 考虑地层压力的设计误差,限定一定的误差增值,井涌压井时在上层套管鞋处所产生的压力应不大于该处地层破裂压力。
- (5) 依据钻井地质设计和邻井实钻有关资料,参考川东北地区钻井所采用的井身结构,井身结构设计的层次与深度应留有余地。
- (6) 含硫化氢地层、严重坍塌地层、塑性泥岩层、严重漏失层、盐膏层和暂不能建立压力曲线图的裂缝性地层,应根据实际地质情况确定各层套管的必封点深度。

第二节 川东北地区深层气井的井身结构设计特点

一、国内外深井套管程序应用特点

1. 国内深井套管程序应用特点

目前,我国深井钻井中普遍采用 $\phi 508\text{mm}—\phi 339.7\text{mm}—\phi 244.5\text{mm}—\phi 177.8\text{mm}—\phi 127\text{mm}$ 系列的套管程序;少数陆地深井和海洋钻井中则采用 $\phi 762\text{mm}—\phi 508\text{mm}—\phi 339.7\text{mm}—\phi 244.5\text{mm}—\phi 177.8\text{mm}—\phi 127\text{mm}$ 的套管程序。这种套管结构包括六层套管,即:导管、表层套管、两层技术套管和两层目的层(套)尾管。

国内现有的套管程序在地质条件不太复杂的地区是适用的,这已为钻井实践所证明。但在复杂地层条件下,在钻遇多个压力层系或复杂层位时,这种单一的套管程序,对钻井液的依赖性太强,很难满足复杂地层内深井钻进的要求。

从现场的实际情况看,常用的套管程序主要存在以下几个方面的问题:

- (1) 套管层数少,不能满足封隔多层复杂地层的要求。
- (2) 现有深井的套管程序设计中,上部井段套管柱之间的间隙大,钻井成本高、机械钻速低。目的层套管与井眼的间隙小,易发生套管阻卡,固井质量也难以保证。
- (3) 下部井眼尺寸小,不能完全满足采气和井下作业的要求,不利于快速、优质、安全的钻进,也不利于探井加深钻进。

2. 国外深井套管程序应用特点

国外以随钻扩孔工艺、膨胀管等技术做支持,在深井及超深井(或超深井探井)的井身结构设计中,广泛采用非常规的井身结构设计技术。

在国外深井中,在终井深处常采用较大井眼尺寸,具有以下几个突出的优点:

- (1) 全井都能用 $\phi 127\text{mm}$ 或更大尺寸钻杆,可使用性能适合的配套钻井设备及工具,

使水力参数、钻头选型等得以优化，故钻具事故大大减少。

(2) 有利于取心作业、打捞作业、生产测试等。

(3) 套管程序留有一定余地，在遇到较大的钻井问题时可以多下一层套管柱。

长期钻井实践已证明， $\phi 215.9 \sim 241.3\text{mm}$ 直径是最理想的钻头尺寸。其主要特点是：

(1) 钻头的轴承相对较大，钻头寿命长。

(2) 可以使用标准钻铤组合来提供足够的钻压，获得满意的转速，故钻进速度快。

(3) 可以使用常规 $\phi 127\text{mm}$ 钻杆及常用的配套工具。

(4) 钻柱与井眼的环隙比较合适，有利于井眼净化和提高钻头的水功率。

因此，在设计井眼尺寸时，尽可能让更多的井段使用 $\phi 215.9 \sim 241.3\text{mm}$ 钻头钻进为宜。

大井眼 ($\phi 311.2\text{mm}$ 及以上) 的钻进效率较低，大尺寸钻头的选择范围也比较窄，成本较高。井眼尺寸过大，使用的钻井液量将增加，很多钻机由于受泵功率的限制，井眼可能达不到充分净化。大井眼各项工作效率均有下降，因此对于上部大井眼，应尽量选用比较小的标准尺寸钻头。对 $\phi 152.4\text{mm}$ 以下小井眼钻井，钻探行家一直有争议，钻小井眼的目的之一是降低钻井成本，但从现场实践情况看，由于钻速低、事故多等原因，并未全部达到预期效果。基于以上问题的考虑，国外在深井、超深井的钻井设计中，通常以扩孔工艺、无接箍尾管技术为支撑，尽可能减小井眼结构的锥度，以避免过大或过小的井眼尺寸。

二、川东北地区深层气井的井身结构设计特点

(一) 因地质资料精度不高，故“不确定性”突出

川东北地区的深层气井（特别是深层探井）地质资料预测精度不高，主要表现在以下几个方面：

1. 地层压力的不确定性

井身结构和分段钻井液密度往往决定一口井的成败，提供准确的孔隙压力和破裂压力资料则是合理设计的关键。川东北地区，井深、地震分辨率低、地层变化大，地层压力预测及检测不准，特别是在探井地质设计中，难以提供准确的全井地层孔隙压力和破裂压力梯度曲线。

2. 地层状态和岩性的不确定性

对地层倾角的大小、裂缝发育的程度、泥页岩和岩膏层井段的厚度、范围等，难以作出准确预测。

3. 地层分层深度和完井深度的不确定性

这一不确定性，直接影响到各层套管下入深度与分段钻井液密度的合理设计。许多探井加深，常出现因钻机负荷不足而未能钻达目的层的情况。

(二) 传统设计方法的适应性

传统的设计方法是自下而上逐层确定每层套管的下入深度。每层套管下入的深度最浅，可使套管费用最少。上部套管下入深度的合理性取决于对下部地层特性了解的准确和充分程度。故应用于已探明地区的开发井的井身结构设计通常比较合理。

(三) 深井井身结构设计的改进方法

1. 套管下深设计

根据在裸眼井段安全钻进必须满足的压力平衡约束条件,在已确定了表层套管下深的基础上,从表层套管鞋处开始向下逐层设计每层技术套管的下入深度,直至目的层位。

套管的下深根据上部已钻地层的资料确定,不受下部地层的影响,有利于井身结构的动态设计。每层套管下入的深度最深,有利于保证实现钻探目的,顺利钻达目的层位。

与传统设计方法相结合,可以给出套管的合理下深区间。

2. 改进钻头、套管程序的途径及工程意义

利用随钻扩眼技术和膨胀套管技术是改进钻头、套管程序的有效途径。

膨胀管技术是将合适材质的管柱下入井底,用驱动头施加以液压或机械力的方法,使管材胀大、产生永久形变,从而达到增大采油管柱或井眼内径的目的。

膨胀管技术可使套管下到更深的层位,获得与上层套管尺寸相同(或相近)的尾管,从而可有效地解决漏失层及复杂地层的有效封隔问题。

在川东北地区,对同时存在多套压力系统的地层,特别是河坝构造、黑池梁构造、双庙构造、雷口坡、嘉陵江、飞仙关组地层,高压、常压并存,部分井段承压能力差,易出现喷、漏同存的复杂问题,给钻井施工带来了极大的困难。在井身结构限定的范围内(不增加套管层数、不增大上部套管尺寸、不增加套管下深),可在此井段内利用膨胀管技术,对相应井段扩眼后下入膨胀管固井,提前将相对高压层段或其他复杂井段封隔,然后使用原尺寸钻头钻进,钻过该井段后,用下一层套管将其封固。所以在某种程度上,膨胀管技术可以作为对井身结构优化方案的补充。

膨胀管技术、井下扩眼等配套的工艺技术,是实现现代井身结构的技术基础和必要条件。

三、川东北地区的井身结构系列、钻头与套管尺寸选择

1. 套管选择原则

(1) 开发井的生产套管尺寸,应以满足油田开发的需要为主,根据油(气)层的产能、增产措施、油管尺寸以及后期作业要求等确定。

目前,川东北地区主要开发区块是普光气田。其主要目的层为三叠系飞仙关组及二叠系长兴组储层,使用 $\phi 177.8\text{mm}$ 套管柱作为生产套管,可以满足设计产能的要求。

(2) 探井以钻穿主要设计目的层、顺利完井为原则,生产套管尺寸尽可能考虑后期开发的要求,不宜过小。

川东北地区探井不可预见因素较多,地质条件复杂,新区地层压力预测与实际有较大差异,钻井施工中可能钻遇的复杂情况较多。为完成钻探任务,必须预留一开次的井身结构余地,由此决定了生产套管尺寸。

(3) 中间套管尺寸的选择主要根据钻井工艺水平、地层压力梯度、地层特性和产层套管尺寸确定。

2. 钻头与套管尺寸的确定原则

(1) 开发井选择时由下而上,由里而外,确定各层套管和相应钻头的尺寸。

(2) 探井选择时由上而下,由外而里,确定各层套管和相应钻头的尺寸。

(3) 为保证固井质量, 钻头与套管间的间隙值宜大于或等于 19mm, 达不到要求时, 应对部分或全部裸眼井段进行扩眼。

3. 钻头与套管间隙设计

石油钻井行业很早就形成了选择套管和钻头尺寸的一般经验方法, 即油层套管通常采用 $\phi 127.0\text{mm}$ 、 $\phi 139.7\text{mm}$ 、 $\phi 177.8\text{mm}$ 三种尺寸。上层套管柱内径与下一层套管柱接箍之间的间隙一般至少为 15 ~ 20mm, 井眼直径则要比套管外径大 38.1 ~ 76.2mm, 被认为是注水泥的理想间隙。

(1) 固井对井眼与套管间隙的要求: ①避免形成水泥桥的最小间隙——美国的几家固井公司建议套管的最小环隙为 9.525 ~ 12.7mm, 最好为 19.05mm; ②水泥浆顶替效率与环隙的关系——研究表明: 要从窄边处把钻井液充分清除, 套管居中度必须大于或等于 67%, 在直井段 11.11mm 的环空间隙内, 仍可以获得界面胶结较好的水泥环; ③水泥环强度与间隙的关系——资料调研表明: 19.05mm 的环空间隙可以保证水泥浆的充分水化和具有足够的水泥环强度; 要达到要求的水泥环强度, 最小的环空间隙为 9.525 ~ 12.7mm。

(2) 波动压力对井眼与套管间隙的要求: 国外利用环空瞬态波动压力模型, 对一般工况下不同尺寸套管下入时的套管与井眼间隙要求进行了研究, 经计算结果表明:

下入 $\phi 339.7\text{mm}$ 套管的最小间隙可以为 16mm; 下入 $\phi 273.1\text{mm}$ 套管的最小间隙可以为 13mm; 下入 $\phi 244.5\text{mm}$ 套管的最小间隙可以为 12mm; 下入 $\phi 177.8\text{mm}$ 套管的最小间隙可以为 8.5mm。

上述钻头与套管间隙值仅为套管安全下入的合理需要。钻头与套管尺寸配合还必须能够同时为固井提供足够的井眼间隙, 以保证必需的水泥环厚度和固井质量, 为高压气井的长期安全生产创造良好的条件。

第三节 井身结构优化设计系列及应用实践

川东北地区勘探开发的重点是深层海相天然气资源, 由于地质条件复杂, 目的层埋藏较深, 普遍存在异常高压层系。由于对深层气井下部地层的了解不充分, 难以应用传统方法、传统的钻头与套管配合系列来合理地确定每层套管的下深。对深探井来说, 因对所在地区深层的地层资料掌握不清, 钻井的中心目标是切实保证钻达目的层, 提高钻井成功率。为保证深探井地质目的的实现和钻井成功率的提高, 并使主要目的层段的套管有足够的尺寸, 井身结构设计至少需要有一层套管和相应井眼的储备, 以便一旦钻遇未预料到的复杂层位能够及时封隔, 并为继续钻进和后续施工创造安全的井下环境。

目前, 国内现行套管、钻头系列所能提供的套管层次有限 (只能有 2 ~ 3 层技术套管), 难以满足要求。因此, 需要对传统的设计方法加以改进。

国内, 包括川东北地区, 以目的层套管柱尺寸为基准, 逐次向外确定每层套管尺寸, 并结合当前套管供应情况, 在传统井身结构系列 ($\phi 508\text{mm}$ — $\phi 339.7\text{mm}$ — $\phi 244.5\text{mm}$ — $\phi 177.8\text{mm}$ — $\phi 127\text{mm}$) 的基础上, 优化形成了以 $\phi 273.1\text{mm}$ 套管为主要技术套管的井身结构系列: $\phi 508\text{mm}$ — $\phi 339.7\text{mm}$ — $\phi 273.1\text{mm}$ — $\phi 193.7\text{mm}$ — $\phi 127\text{mm}$ (或 $\phi 139.7\text{mm}$ 无接箍)。这一套管系列在美国西得克萨斯、俄克拉何马州、密西西比—亚拉巴马等地区已有成功的应用, 国内也逐步推广并取得了较好的效果。

一、优化井身结构系列的特点

本书中的井身结构优化系列方案，主要特点是使用 $\phi 273.1\text{mm}$ 套管作为主要的技术套管。

在川东北勘探开发区域（特别是有异常高压或深层地质条件不明的区域）钻井时，可使用 $\phi 273.1\text{mm}$ 套管代替常规的 $\phi 244.5\text{mm}$ 技术套管，以封隔高压层以上破裂压力相对较低的井段，然后使用 $\phi 241.3\text{mm}$ 钻头揭示高压井段，完井后下入 $\phi 177.8\text{mm}$ 套管；若钻遇复杂层位或高压层段下伏为常压层系，则可增加下入 $\phi 193.7\text{mm}$ 尾管，并使用 $\phi 165.1\text{mm}$ 钻头完成下一层次的钻进，主要目的层使用 $\phi 127\text{mm}$ 套管完成。

优化井身结构系列的主要优点体现在：

(1) 相对扩大了完井管柱的尺寸，特别是使用 $\phi 241.3\text{mm}$ 钻头下入 $\phi 177.8\text{mm}$ 套管、使用 $\phi 165.1\text{mm}$ 钻头下入 $\phi 146.1\text{mm}$ 无接箍套管，可以为完井提供较大的管柱尺寸，保证套管与井眼间隙，提高固井质量，为天然气生产提供良好的井眼条件。

(2) 大尺寸井段（ $\phi 241.3\text{mm}$ 以上井眼）可使用 $\phi 139.7\text{mm}$ 钻杆钻进，大尺寸钻杆除可提高钻遇井下复杂问题的处理能力外，其最大效益是减少钻杆内水力能量的损失（图 1-1），有利于提高钻进排量与钻头的水力能量，这不仅有利于井下安全，也有利于提高钻井速度。

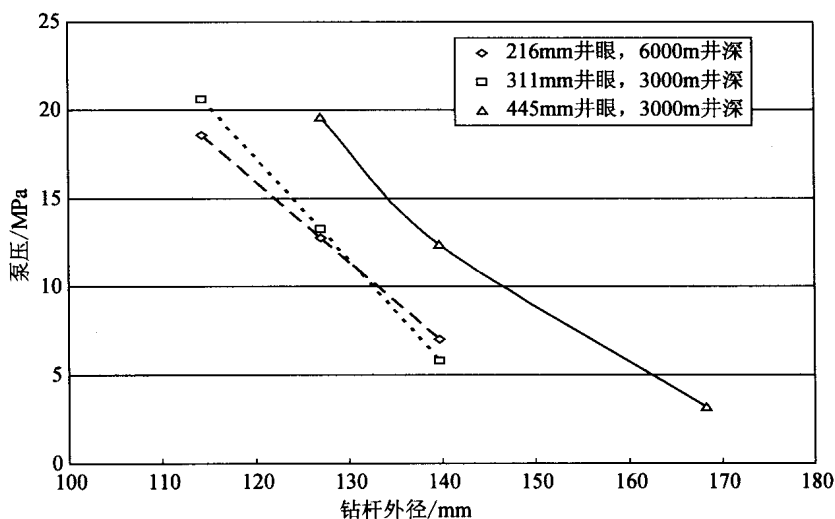


图 1-1 不同尺寸钻杆的适用泵压

从图 1-1 可以看出，如果将目前使用的 $\phi 127\text{mm}$ 钻杆换为 $\phi 139.7\text{mm}$ 钻杆，循环的沿程阻力损失明显减少，则钻头压降和水功率可以显著增加。如果在大尺寸井眼进一步采用 $\phi 168\text{mm}$ 钻杆，则效果更好。

(3) 在遇到井下复杂情况时，下部井段套管及钻头尺寸有充分选择和调整的余地，下部井眼可采用较大尺寸钻头钻进，有利于钻进、取心、打捞及下套管固井的施工。

(4) 国内已具备实现非常规井身结构设计的必要物资条件。

在优化井身结构系列使用初期，使用 $\phi 311.15\text{mm}$ 钻头下入 $\phi 273.1\text{mm}$ 标准套管（套管本体与井眼间隙为 19mm ），套管接箍处井眼间隙较小，在一定程度上存在着下套管困

难和固井质量方面的问题。后在充分调研国内外钻头生产技术的基础上,用 $\phi 314.1 \sim 316.5\text{mm}$ 钻头替代 $\phi 311.15\text{mm}$ 钻头,即在上层套管允许的最大下入直径内(外径 $\phi 339.7\text{mm}$ 、壁厚 9.65mm 套管的通径为 $\phi 320.4\text{mm}$)使用尽可能大尺寸的钻头,使这一问题得到基本解决。

同时,套管生产厂家也对 $\phi 273.1\text{mm}$ 套管接头进行了研制和改进,设计生产出小接箍系列(接箍外径为 $\phi 293\text{mm}$)和无接箍系列(接箍外径为 $\phi 281\text{mm}$)套管,并已投入现场实际使用。目前,国内天津钢管厂、西姆莱斯石油专用管制造有限公司都已具备生产 $\phi 273.1\text{mm}$ 、 $\phi 193.7\text{mm}$ 和 $\phi 127\text{mm}$ 套管和无(小)接箍套管的能力;江汉钻头厂、四川钻头厂也已生产出 $\phi 314.1 \sim 316.5\text{mm}$ 钻头,可以批量供应。

$\phi 314.1 \sim 316.5\text{mm}$ 钻头以及 $\phi 273.1\text{mm}$ 小接箍系列和无接箍系列套管的成功应用,使以 $\phi 273.1\text{mm}$ 套管为主要技术套管的优化井身结构系列,在川东北地区推广应用成为可能和必然。该系列井身结构的优势,也已逐渐在川东北地区勘探开发中得到了体现和验证。

二、井身结构优化系列 1

1. 井身结构及应用范围

目前,川东北地区已钻井井深平均在 5850m 左右。已探明的钻探构造主要集中在宣汉地区,计有:普光构造、毛坝构造、双庙构造、大湾构造和老君山构造;通南巴地区的有:河坝构造、马路背构造、黑池梁构造。随勘探区域的不断扩大,目的层埋藏深度逐渐加深。正在钻进的 YB1 井,其设计井深达 6920m ,显然,超深井钻井已成为川东北地区勘探开发的必然需求。

为保证复杂地质条件下超深井成功钻探,推荐使用优化井身结构系列 1(表 1-1)。

表 1-1 井身结构优化系列 1

开钻次序	井眼直径/mm	套管直径/mm	水泥返深
导管	800	720	地面
一开	558.8	457.2	地面
二开	406.4	339.7	地面
三开	314.1~316.5	273.1(小接箍或无接箍)	地面
四开	241.3	193.7	悬挂器/地面
五开	165.1	146.1(无接箍)/139.7	悬挂器

系列 1 主要推荐应用于川东北地区的元坝构造、河坝构造、黑池梁构造,钻探二叠系、石炭系深部目的层,且井深大于 6000m 的深探井,第一层技术套管封隔中生界侏罗系中上部,第二层技术套管封隔陆相地层(或封完侏罗系),第三层技术套管封隔深层不同压力层系的高压储层。

其中 $\phi 558.8\text{mm}$ 钻头、 $\phi 457.2\text{mm}$ 表层套管国内尚未投入使用(已在引进),目前可以使用常规系列中 $\phi 660.4\text{mm}$ 钻头、 $\phi 508\text{mm}$ 表层套管代替。

2. 应用实践——YB1 井

YB1 井是四川盆地川东北地区巴中低缓构造带元坝岩性圈闭第一口区域性探井,系采用井身结构优化系列 1 的设计。具体井身结构见表 1-2 所示。

表 1-2 YB1 井井身结构设计

开钻次序	井眼直径/mm	钻进深度/m	套管直径/mm	套管下深/m	备 注
导管	800	30	720	30	
一开	660.4	102	508	100	建立井口
二开	406.4	2002	339.7	2000	封过侏罗系上统
三开	314.1	4352	273.1 (小接箍)	4350	封过侏罗系
四开	241.3	6292	193.7	6290	封过三叠系嘉陵江组
五开	165.1	6920	139.7	6917	

YB1 井井身结构设计思路为:

(1) 上部地层为白垩系, 岩性为浅灰绿色、灰色细砂岩, 中砂岩间夹有棕紫、暗紫红色泥岩、粉砂质泥岩。地层不稳定, 易漏、易坍塌, 表层套管应封隔上部不稳定易垮层段, 以为开钻建立井口、安装防喷器创造良好的井眼条件。

(2) 因本构造陆相地层较厚, 侏罗系上统以棕紫色泥岩、粉砂质泥岩间夹灰紫色粉砂岩及细砂岩为主, 地层具不稳定性, 其地层压力相对较低, 承压能力差, 故第一层技术套管应封过侏罗系上统。

(3) 侏罗系中统及下统中发育有多套含气层, 非本井主要目的层段。自邻井实钻情况分析, 气侵、井涌、井漏等复杂情况多有发生, 且地层压力逐渐抬高, 故第二层技术套管应将侏罗系封隔。

(4) 须家河组陆相地层内的岩性以砂岩与泥岩互层为主, 地层软硬交错, 砂岩可钻性低, 泥岩易坍塌, 地层应力变化大, 地层不稳定。嘉陵江组二段是本区域主要产层, 地层压力高, 钻开前必须提高上部裸眼地层承压能力至密度 2.15g/cm^3 以上。钻穿嘉陵江组地层后, 应及时下入技术套管封隔。

(5) 飞仙关组及长兴组产层预测为同一压力体系, 且预测地层压力低于嘉陵江组产层压力, 但本区的 HB1 井实测地层压力飞三段产层压力高于嘉二段产层压力, 本井仍有在飞三段钻遇超高压气层的可能, 若无法于同一井眼钻穿飞仙关组及长兴组地层完井, 则中间可下入一层无接箍尾管。以下采用小尺寸钻头钻达设计井深, 并裸眼完井。

(6) 若五开开钻至嘉陵江组二段前, 地层承压能力无法达到密度 2.15g/cm^3 , 则必须在原井身结构基础上增加一层套管: 即于嘉陵江组三段下入 $\phi 193.7\text{mm}$ 套管, 并使用 $\phi 165.1\text{mm}$ 钻头 (扩孔至 $\phi 190.5\text{mm}$) 钻至嘉陵江组底部, 下入 $\phi 158.8\text{mm}$ 无接箍套管, 下次开钻使用 $\phi 127\text{mm}$ 钻头钻至井底, 并裸眼完井。

三、井身结构优化系列 2

1. 井身结构及应用范围

井身结构优化系列 2 (表 1-3) 主要推荐应用于川东北地区河坝构造与黑池梁构造 (陆相地层深度不大于 4000m)、普光构造与老君山构造 (陆相地层深度大于 4500m)、双庙构造中钻探二叠系目的层、且井深小于 6500m 的探井。此时表层套管应封过侏罗系中上部 (河床附近井应封过河床底部以深 100m); 第一层技术套管封隔陆相地层 (或封完侏罗系); 第二层技术套管封隔深层不同压力层系的高压储层。