

TAHE_{YOUTIAN}

塔河油田

石油工程技术与实践

林涛 侯子旭◎编著

中国石化出版社

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

塔河油田石油工程 技术与实践

林 涛 侯子旭 编著

中国石化出版社

图书在版编目(CIP)数据

塔河油田石油工程技术与实践 / 林涛, 侯子旭编著.
—北京: 中国石化出版社, 2011. 12
ISBN 978 - 7 - 5114 - 1167 - 9

I. ①塔… II. ①林… ②侯… III. ①塔里木盆地 -
碳酸岩油气田 - 石油工程 IV. ①TE344

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2012)第 002586 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 19.5 印张 480 千字
2012 年 2 月第 1 版 2012 年 2 月第 1 次印刷
定价: 78.00 元

序

塔里木盆地是我国最后进入大规模油气勘探、开发的大型沉积盆地。20 世纪 80 年代, 沙参 2 井在下奥陶统碳酸盐岩中喜获高产油气流, 实现了古生代海相油气首次重大突破, 经过多年不断的研究与实践, 先后在塔北、塔中和塔西南发现了一批油气田(藏), 建成了我国又一个石油工业生产基地。进入新的世纪, 随着中国石化西北油田分公司的成立, 塔河油田的勘探、开发工作取得了飞速的发展, 探明和控制地质储量已超过十亿吨(当量), 油气产量突破了 $700 \times 10^4 \text{ t/a}$, 为我国能源工业的发展做出了重大贡献!

塔河油区是以缝洞型油藏为主要类型的复合型油田区, 我国不仅缺乏特大型缝洞油藏的开发地质、油藏工程的理论和实践, 更没有开发工程的配套技术。面对十分特殊、复杂的油藏地质条件和极为恶劣的自然环境对开发工程提出的挑战, 西北油田分公司工程技术人员依靠科技进步和艰苦奋斗, 坚持产、学、研相结合, 自主创新、引进创新、集成创新相结合的科技发展思路, 不断开拓、实践和总结, 取得了一系列石油工程技术成果, 攻克了生产中的道道技术难关, 基本形成了缝洞型油藏开发的多系列配套工程技术, 为塔河油田的发展做出了巨大的贡献。

经过近十年的拼搏, 特别是“十一五”以来, 塔河油田的开发工程技术取得了长足的进展, 成果丰硕。在钻井工程技术方面, 形成了塔河地区快速钻进配套技术, 缩短施工周期 30% 以上; 创钻井完钻井深达 8408m 的亚洲纪录; 超深侧钻水平井造斜点 6589m、水平位移 1384.5m、完钻井深 7270.24m 的新纪录。在储层改造技术方面, 研发形成了针对不同地层特点的耐高温胶凝酸、变黏酸、冻胶酸和转向酸等酸液体系; 低伤害压裂液、超高温压裂液和加重压裂液体系; 并形成了前置液酸压、多级交替注入酸压、转向酸暂堵酸压、复合酸压等酸压工艺。在缝洞型碳酸盐岩油藏堵水方面, 形成了以可溶性硅酸盐堵剂和不同密度可固化颗粒堵剂的堵剂系列; 探索形成了“多轮次封堵”和“堵酸一体化”堵水工艺方法。在举升工程技术方面, 通过抽油杆优化和地面配套, 多次刷新国内

外有杆泵深抽纪录，最深泵挂达到了 5312m；采用水溶性、油溶性等化学降黏综合技术，满足 $60 \times 10^4 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ (50°C) 以下稠油井筒降黏采油生产。近十年来取得的诸多开发工程技术的创新、突破，领先于国内，位于国际同类油田开发工程技术的前列，为塔河人争了光，为中国石化添了彩！

《塔河油田石油工程技术与实践》一书内容涉及广泛，包括钻井、完井试油、储层改造、稠油开采、深抽工艺、凝析气藏采气工艺、堵水技术、动态监测、地面工程建设及油气田腐蚀与防护。本书是中国石化西北油田分公司首次对塔河油气区石油工程技术成果进行全面系统的总结，凝聚了广大石油工程技术人员的心血，他们是一支年轻的团队，有着敢于创新、勇于实践的精神，相信在今后塔河油区的增产、稳产工作中将取得更多的创新成果。

愿塔里木的油气勘探、开发事业在“十二五”取得更大的成就。



2011 年 12 月

前言

自1984年沙参2井获得油气突破以来,经过20多年的探索与实践,中国石化西北油田分公司在塔里木盆地的油气勘探及以塔河油田为主的各油气田的开发取得了丰硕的成果。到“十一五”末,西北油田分公司已探明油气田七个,原油产量持续快速增长,由“十五”末的 $472 \times 10^4 \text{ t/a}$ 上升到 $700.02 \times 10^4 \text{ t/a}$ 。随着油气勘探、开发领域的不断扩大与深化,对石油工程技术提出了新的挑战,我们充分依靠企业内部广大科技人员和工人技术骨干,借助社会同行技术人才资源,加大科技投入,加快科技攻关节奏,使开发工程技术不断创新、完善、配套及发展,在钻井、完井、储层改造、采油气、油气集输与处理、腐蚀与防护等方面,取得了一系列技术成果并获得了显著的效益。我们认为对多年来石油工程技术成果进行系统总结,将进一步明确今后发展的方向,同时也可以对同类型油气田的勘探、开发工程起到积极的借鉴作用。

塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏埋深5300~7000m,储层段从几米到几百米不等。储集体空间主要由大小不等的溶洞、裂缝带、溶蚀孔隙和微裂缝组成,储层非均质性严重,溶洞是最有效的储集空间,裂缝是次要的储集空间,基质部分不具有储油能力。油藏以缝洞单元为基本组成,具备独立油气水系统,纵横向叠加呈似层状展布。油藏流体性质及分布十分复杂,平面上,由东南到西北,油气性质具有凝析气-正常油-重质油变化的特点,西北部超稠油密度 $0.9452 \sim 1.0050 \text{ g/cm}^3$,属含硫、含 CO_2 、含蜡、低凝点、高黏度的重质原油。

塔河油田三叠系碎屑岩油藏埋深4200~4500m,由三套正旋回的沉积体组成,上、中、下油组均为中等-较好的储层,储层敏感性差异较大。油组间、层内均具有较强的非均质性。平面上孔隙度分布都较为均匀,而渗透率分布变化相对较大。原油密度范围 $0.82 \sim 0.90 \text{ g/cm}^3$;总矿化度 $20 \times 10^4 \sim 22 \times 10^4 \text{ mg/L}$,属高矿化度卤水,呈弱酸性。地层温度 108°C 。驱动类型为天然水驱、岩石和流体的弹性驱等,能量较为充足。

塔河油田复杂地质条件和油藏特征，给油田开发工程技术及工艺带来了更多、更难、更高的要求与挑战：

(1) 地质条件复杂，储层埋藏深，导致钻井周期长，施工难度大，钻井投资高。

(2) 深井、高温、高破裂压力梯度储层的完井与储层改造难度大。

(3) 利用水平井开发碎屑岩油藏存在出水井段判别和控水技术难题。

(4) 稠油油品性质、胶质沥青质含量差异大，部分区块尚未形成有效降黏开采方法。

(5) 油藏能量递减快，机械采油排量与泵挂深度之间的矛盾突出。

(6) 对高压、复杂流体组分的凝析气田开采、处理技术不配套。

(7) 复杂流体特征导致地面系统面临稠油集输、油气处理、污水处理与腐蚀防护等方面的难题。

针对存在的技术难题，通过多年来广大科技人员持续攻关研究、技术引进与应用实践，工程技术水平有了长足的进步，基本形成了以下主要工程技术系列：

(1) 针对各区块的不同地质特征和工艺需要，分别研究配套了优快钻井技术、水平井钻井技术、超深中短半径侧钻水平井钻井技术、盐膏层钻井技术、超深井钻井技术。

(2) 针对不同储层特征，形成了缝洞型易漏储层完井技术，形成了底水油藏水平井变密度射孔完井技术和 ICD 调流控水完井技术。

(3) 探索形成了缝洞型储层酸压、压裂选井选层方法，逐步形成了适应不同油藏类型的储层改造工艺技术。

(4) 在稠油降黏开采方面，逐步形成了以掺稀降黏技术为主、化学降黏技术为辅的稠油降黏技术系列。

(5) 在机械采油方面，形成了以稀油深抽、稠油举升及深抽配套为核心的三大技术系列。

(6) 在堵水方面，初步形成了机械卡堵、定点挤堵及化学堵剂笼统堵水的碎屑岩水平井堵水技术系列，建立了井筒卡堵和储层深部堵水两种碳酸盐岩缝

洞型油藏堵水技术方法。

(7) 集成了开采复杂凝析气田采气工艺和特殊组分的处理技术。

(8) 建成了较为完善的油气集输、储运、污水处理等生产系统,形成了较为完善的油气水密闭集输处理技术。

(9) 初步形成了腐蚀监测技术、缓蚀剂防腐技术、阴极保护技术、典型治理等防腐技术系列。

本书在编写过程中,得到了中国石化原副总工程师何生厚教授、中国石化西北油田分公司刘中云总经理、中国石油大学(北京)张士诚教授、储层改造专家袁子光和中国科学院金属研究所陈家坚研究员的精心指导,同时得到了西北油田分公司工程技术研究院蔡雨田、杨兰田、李子甲副院长的技术把关,在此一并表示由衷的感谢!

本书是中国石化西北油田分公司“十一五”期间石油工程技术的结晶,凝聚了所有工程技术人员的辛苦与付出。

本书第一篇第一章由李双贵、侯子旭、董秀民、贾晓斌编写,第二章由李冬梅、徐刚、杜春朝编写;第二篇第一章由张烨、林涛、黄燕飞编写,第二章由陈朝刚、任波、杨祖国编写,第三章由邓洪军、刘樵、张建军编写,第四章由王雷、曾文广、姚丽蓉编写,第五章由吴文明、何龙、李亮编写,第六章由龙武、马立新、陈定斌编写;第三篇第一章由杨静、郝芸、马培红编写,第二章由刘冀宁、张志宏、孙海礁编写;全书由林涛、侯子旭统稿。

由于内容多,水平有限,书中不足之处敬请读者批评指正。

编者

2011年12月

目 录

第一篇 钻井、完井工程技术

第一章 钻井工程	(3)
第一节 塔河油田优快钻井技术	(3)
第二节 水平井钻井技术	(17)
第三节 超深中短半径侧钻水平井钻井技术	(26)
第四节 盐膏层钻井技术	(33)
第五节 超深井钻井技术	(37)
第二章 完井试油	(43)
第一节 碎屑岩水平井完井技术	(43)
第二节 碳酸盐岩储层完井试油技术	(60)
第三节 射孔技术	(66)
第四节 储层保护技术	(71)

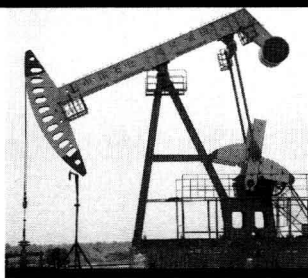
第二篇 采油气工艺技术

第一章 储层改造	(81)
第一节 压前效果定量预测辅助决策系统	(81)
第二节 储层改造工作液体系	(84)
第三节 碳酸盐岩油藏储层改造技术	(92)
第四节 碎屑岩油藏水力压裂技术	(104)
第五节 水力压裂配套工艺技术	(109)
第六节 缝洞型储层改造综合评价技术	(111)
第二章 稠油降黏	(121)
第一节 稠油的基本特征	(121)
第二节 不同降黏工艺技术适应性评价和优选	(126)

第三节 稠油掺稀降黏工艺技术	(127)
第四节 稠油化学降黏工艺技术	(135)
第三章 深抽工艺	(147)
第一节 稀油深抽技术	(147)
第二节 稠油深抽技术	(157)
第三节 深抽配套技术	(161)
第四章 凝析气藏采气工艺	(164)
第一节 高压气井井下节流技术	(164)
第二节 排液采气技术	(168)
第三节 水锁解除工艺技术	(175)
第五章 堵水技术	(179)
第一节 碎屑岩水平井堵水技术	(179)
第二节 缝洞型碳酸盐岩油藏堵水技术	(196)
第六章 动态监测	(205)
第一节 动态监测工艺技术	(205)
第二节 动态监测资料解释技术	(223)

第三篇 地面工程及腐蚀与防护技术

第一章 地面工程	(237)
第一节 稠油集输处理技术	(237)
第二节 天然气处理技术	(258)
第三节 油气田自控技术	(264)
第二章 油气田腐蚀与防护	(268)
第一节 腐蚀机理与影响因素	(268)
第二节 腐蚀监测技术	(273)
第三节 腐蚀控制技术	(284)
第四节 管道修复技术	(297)
参考文献	(301)



第一篇

钻井、完井工程技术

第一章 钻井工程

钻井工程投资大、风险高，提高钻井速度是加快油气田勘探、开发进程，提高经济效益的关键。“优快钻井”是国内外钻井工程技术人员追求的目标，“优”体现了钻井施工的质量，“快”反映了钻井施工的效率，“优快钻井”综合反映了某个地区钻井技术水平的高低。

“十一五”期间，西北油田分公司勘探、开发的主要阵地是塔北油气区，钻遇新生界、中生界及古生界地层，主要目的层为奥陶系，埋藏深度 5500 ~ 7000m。油气区内钻井工程面临的复杂情况有：井深，钻井周期长；侧钻水平井轨迹难控制，深部泥岩地层井壁易坍塌；部分区域盐膏层发育，厚度大、埋藏深、蠕变快。

针对地质、钻井复杂情况，开展钻井技术攻关与工艺配套研究，取得了显著的效果。同“十一五”前期相比，取得了多项深井、超深井钻井技术指标。

(1) 奥陶系直井优快钻井平均机械钻速 9.24m/h，提高 1.01 倍，钻井周期缩短 65.1d，周期缩短 48.8%，减少套管 73.8t，单井节约钻井投资 342.3 万元。

(2) 碎屑岩直井平均机械钻速 13.24m/h，最短钻井周期 16.9d；水平井最短钻井周期 36.25d，台月效率 3999 米/月。

(3) 奥陶系超深侧钻水平井最大水平位移 1384.5m，最深造斜点 6589m，最大完钻井深 7270.24m。

(4) 穿盐井最短钻井周期 82.4d。

(5) 超深井完钻井深达 8408m，创亚洲纪录。

第一节 塔河油田优快钻井技术

“十一五”前期，奥陶系碳酸盐岩油气井与三叠系碎屑岩油气井常规井身结构方案钻井成本高、周期长。随着勘探、开发规模的不断扩大，工区内钻机数量远远满足不了原油产量快速增长的需求，提高钻井速度、降低成本的优快钻井技术成为西北油田急需的技术。

通过优快钻井技术应用，取得的钻井技术指标见表 1-1-1-1、表 1-1-1-2。

表 1-1-1-1 “十一五”前期与“十一五”末钻井指标对比表

阶 段	完钻井深/m	平均机钻/(m/h)	台月效率/(米/月)	钻井周期/d	备注
“十一五”前期平均	6156.37	4.59	1441.08	133.26	奥陶系直井
“十一五”末平均	6077.00	9.24	2695.86	68.23	
指标对比/%		↑101.31	↑87.07	↓48.80	

表 1-1-1-2 单井最优钻井技术指标

油藏类型	井号	完钻井深/ m	钻井周期/ d	平均机钻/ (m/h)	纯钻时效/ %	台月效率/ (米/月)	备注
碎屑岩	W4	4270	26.99	20.81	31.7	4745.67	取心 3 回次
	T2	4295	19	18.29	50.80	6726.19	取心 3 回次
	FI40	4642	24.75	20.17	38.27	5557.09	取心 2 回次
	H2	4450	26.64	17.87	38.17	4935.28	取心 5 回次
碳酸盐岩	GJ204	5891	47.1	12.62	41.27	3752.23	
	GL117	5981	50.9	10.42	47.02	3518.24	
	G222	6551	70.6	10.95	35.04	2766.38	

一、钻井基本情况

塔河油田奥陶系目的层与上覆地层分属两套压力系统，奥陶系以上地层地层压力当量密度 $1.07 \sim 1.24 \text{g/cm}^3$ ，破裂压力当量密度 $1.88 \sim 2.01 \text{g/cm}^3$ 。奥陶系目的层地层压力当量密度 $1.09 \sim 1.10 \text{g/cm}^3$ ，破裂压力当量密度 $1.65 \sim 1.85 \text{g/cm}^3$ 。钻遇地层中，康村组以上地层成岩性差、胶结疏松，易发生井壁坍塌、缩径和卡钻事故；吉迪克组石膏易污染钻井液；苏维依组～上白垩统砂岩发育，胶结疏松，易发生缩径、卡钻；侏罗系砂泥岩、三叠系泥岩、石炭系泥岩及志留系泥岩易垮塌；奥陶系碳酸盐岩溶洞、裂缝发育，钻井液密度窗口窄，易发生井漏、井涌等复杂情况(表 1-1-1-3)。

针对塔河油田钻井技术难点，奥陶系油藏主要采用 $\phi 444.5 \text{mm} \times \phi 339.7 \text{mm} + \phi 311.2 \text{mm} \times \phi 244.5 \text{mm} + \phi 215.9 \text{mm} \times \phi 177.8 \text{mm} + \phi 149.2 \text{mm}$ 的“四开四完”井身结构方案(表 1-1-1-4，图 1-1-1-1)。

表 1-1-1-3 塔河油田钻井地质层序图

地 层						井深/ m	岩性简述	孔隙压力/ (g/cm^3)	破裂压力/ (g/cm^3)	故障提示
界	系	统	群	组	代号					
新生界	第四系				Q	100	粉砂层、黏土	$1.07 \sim 1.09$	$1.85 \sim 1.96$	胶结较松散，易扩径、垮塌
	上第三系	上新统		库车组	N ₂ K	1389	泥岩、粉砂岩	1.10	$1.89 \sim 1.96$	泥岩易吸水膨胀；砂岩易缩径，防阻卡
		中新统		康村组	N ₁ K	3135	砂岩、泥岩	1.13	$1.89 \sim 1.96$	防塌、跳钻，防膏侵、阻卡
				吉迪克组	N ₁ j	3692	泥岩、粉砂岩	1.14	$1.87 \sim 1.94$	砂岩易缩径、易阻卡
	下第三系	渐新统		苏维依组	E ₃ S	3755	泥岩、砂岩	1.14	$1.87 \sim 1.94$	砂泥岩易缩径、易阻卡
		姑～古新统	库姆格列木群		E ₁₋₂ km	3816	粉砂岩、砂岩	1.14	$1.87 \sim 1.94$	砂泥岩易缩径、易阻卡

续表

地 层						井深/ m	岩性简述	孔隙压力/ (g/cm ³)	破裂压力/ (g/cm ³)	故障提示
界	系	统	群	组	代号					
中生界	白垩系	下统	卡普沙良群	巴什基奇克组	K ₁ bs	4428	泥岩、粉砂岩	1.14 ~ 1.16	1.87 ~ 1.94	泥岩易塌 易跳钻
				巴西盖组	K ₁ b	4476	粉砂岩、砂岩			
				舒善河组	K ₁ s	4848	泥岩、粉砂岩			
				亚格列木组	K ₁ y	4902	砂岩、砂岩			
	侏罗系	下统			J ₁	5028	砂岩、泥岩			易井涌、 易压差卡钻
	三叠系	上统		哈拉哈塘组	T ₃ h	5180	砂岩、泥岩			
		中统		阿克库勒组	T ₂ a	5397	泥岩、细粒砂岩			
古生界		下统		柯吐尔组	T ₁ k	5449	灰黑色泥岩夹砂岩			
	二叠系	中统			P ₂	5553	凝灰岩、英安岩、玄武岩	1.14 ~ 1.16	1.87 ~ 1.94	易漏、易塌
	石炭系	下统		卡拉沙依组	C ₁ kl	5872	泥岩、砂岩	1.21 ~ 1.24	1.87 ~ 1.98	易剥落、掉块、 糖葫芦井眼、 易盐水侵、井涌
				巴楚组	C ₁ b	6090	泥岩、砂岩			
	泥盆系	上统		东河塘组	D ₃ d	6230	泥岩、石英砂岩	1.12	1.87 ~ 1.98	易压差卡钻
	志留系	下统		柯坪塔格组	S ₁ k	6320	泥岩、石英砂岩			
	奥陶系	上统		桑塔木组	O ₃ s	6445	泥岩、灰岩	1.08 ~ 1.10	1.65 ~ 1.85	易漏、易塌
				良里塔格组	O ₃ l	6500	灰岩			
				恰尔巴克组	O ₃ q	6578	灰岩			
		中统		一间房组	O ₂ yj	6715	灰岩			易漏、易涌
				鹰山组	O ₁₋₂ y	6800	灰岩			

表 1-1-1-4 碳酸盐岩油藏常规井身结构数据表

程序 序号	钻头尺寸/ mm	钻井深度/ m	套管外径/ mm	下深/ m	水泥返高/ m	备 注
导管	660.4	50	508	50	地面	视情况是否回接 或 127mm 尾管
一开	444.5	500	339.7	499	地面	
二开	311.2	3900	244.5	3898	200	
三开	215.9	5495	177.8	3750 ~ 5493	3650	
四开	149.2	6000	裸眼			

井身结构设计思路:

(1) 导管: $\phi 508\text{mm}$ 导管封过第四系地层, 封住上部疏松地层, 建立钻井液循环, 设计下深 50m。

(2) 一开: $\phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻进, 库车组井深约 300m 存在流砂层, 为提高井口控制能力, $\phi 339.7\text{mm}$ 表层套管设计下深 499m。

(3) 二开: $\phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻进, $\phi 244.5\text{mm}$ 套管下入白垩系上部, 封固吉迪克组石膏

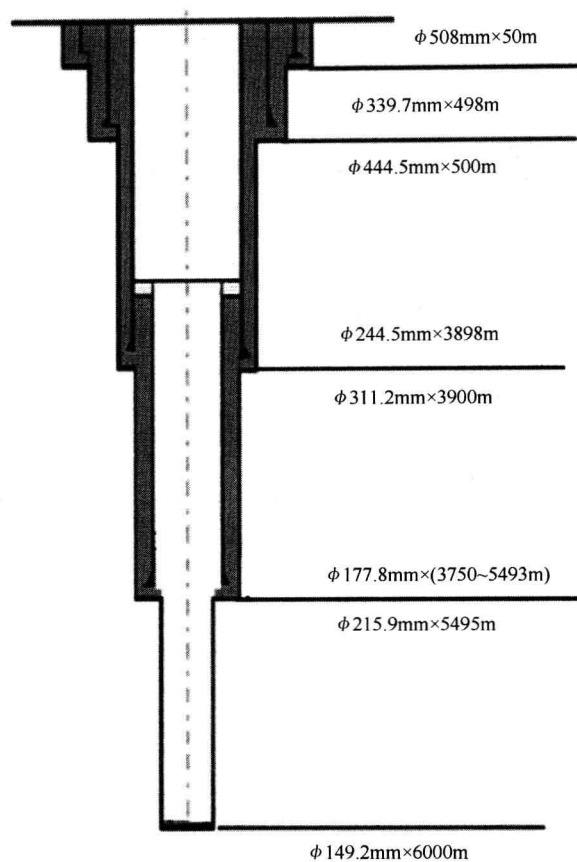


图 1-1-1-1 碳酸盐岩油藏常规井身结构示意图

层及苏维依组、白垩系上部易膨胀缩径的泥岩地层，设计下深 3898m。

(4) 三开： $\phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻进， $\phi 177.8\text{mm}$ 套管下至奥陶系产层之上。

(5) 四开： $\phi 149.2\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深，裸眼完井或视情况下 $\phi 127\text{mm}$ 尾管。

碎屑岩油藏常规钻井工艺主要采用 $\phi 444.5\text{mm} \times \phi 339.7\text{mm} + \phi 311.2\text{mm} \times \phi 244.5\text{mm} + \phi 215.9\text{mm} \times \phi 177.8\text{mm}$ 的“三开三完”井身结构方案(表 1-1-1-5、图 1-1-1-2)。

表 1-1-1-5 碎屑岩油藏常规井身结构数据表

序 号 \ 程 序	钻头尺寸/ mm	钻井深度/ m	套管外径/ mm	下深/ m	水泥返高/ m	备 注
导管	660.4	50	508	50	地面	
一开	444.5	500	339.7	498	地面	一级固井
二开	311.2	3300	244.5	3298	地面	一级固井
三开	215.9	4650	177.8	4647	3048	一级固井尾管重叠 150m

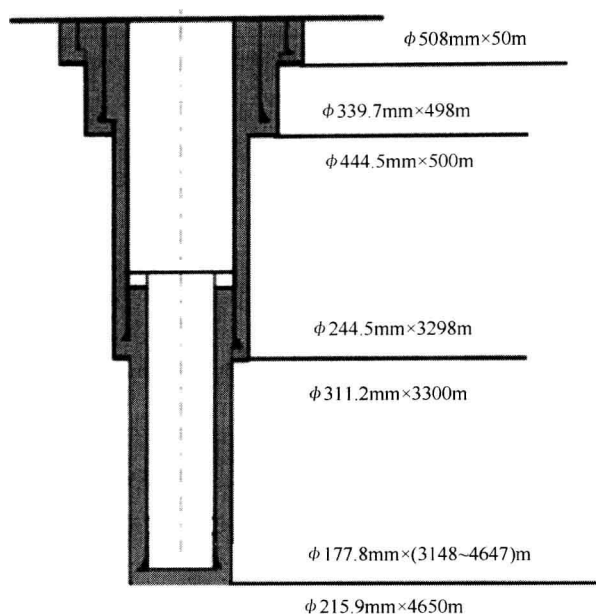


图 1-1-1-2 碎屑岩油藏常规井身结构示意图

井身结构设计思路:

- (1) 导管: $\phi 508\text{mm}$ 导管封过第四系地层, 封住上部疏松地层, 建立钻井液循环, 设计下深 50m。
- (2) 一开: $\phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻进, $\phi 339.7\text{mm}$ 表层套管封隔第四系与浅表流砂层, 设计下深 498m。
- (3) 二开: $\phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻进, 为提高井控能力, $\phi 244.5\text{mm}$ 技术套管设计下深 3298m。
- (4) 三开: $\phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深, 下 $\phi 177.8\text{mm}$ 尾管封隔油气水层, 套管射孔完井。

二、井身结构优化技术

(一) 碳酸盐岩井身结构优化技术

在钻井、完井技术及配套工艺发展的基础上, 针对塔河油田地质特征开展了井身结构优化技术研究。通过对已钻井资料分析, 认为奥陶系以上地层存在的主要问题是第三系地层的缩径和三叠系、石炭系地层的井壁稳定问题。通过对钻井液技术的研究和投入、提高井控安全意识、加强现场监控与协调组织、卡准奥陶系风化壳地层等, 可将原有的“四开四完”井身结构优化为“三开三完”结构, 该井身结构方案减少一个钻井开次, 少下一级套管, 缩短了钻井周期, 降低了作业成本。通过开发井推广应用, 取得了较好的效果, 为油田高效开发作出了贡献。井身结构优化经历了两个阶段, 由方案一进一步优化为方案二。

1. 井身结构优化方案一

井眼与套管程序为: $\phi 444.5\text{mm} \times \phi 339.7\text{mm} + \phi 241.3\text{mm} \times \phi 177.8\text{mm} + \phi 149.2\text{mm} \times$ 裸眼(表 1-1-1-6、图 1-1-1-3)。