

新疆工区瘦身井身结构优化与跟踪评价

陈 明

中石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院, 山东 东营

收稿日期: 2026年6月18日; 录用日期: 2026年7月26日; 发布日期: 2026年9月10日

摘 要

随着提速工艺方面的持续优化, 在新疆工区内通过常规提速、工序优化等措施降本逐渐接近瓶颈。为保证稳产增产, 从设计源头出发, 针对工区碳酸盐岩储层井开展井身结构的优化评价, 根据采油完井需求确定井身结构优化方向, 并进行钻井工艺配套、现场应用跟踪评价。提高钻井综合效益、降低钻井直接成本、实现油田节能降耗开发总目标。

关键词

碳酸盐岩, 井身结构, 工艺配套, 应用评价

Optimization and Follow-Up Evaluation of Slim-Hole Wellbore Structure in Xinjiang Operation Block

Ming Chen

Drilling Technology Research Institute, SINOPEC Shengli Petroleum Engineering Co., Ltd.,
Dongying Shandong

Received: June 18, 2026; accepted: July 26, 2026; published: September 10, 2026

Abstract

With the continuous optimization of drilling speed-up technologies, the cost reduction potential brought by conventional speed-up measures and process optimization in the Xinjiang operation area has gradually reached a bottleneck. To guarantee stable and increased oil production, this study starts from the source of well design and carries out optimization evaluation of wellbore structures for wells targeting carbonate reservoirs in the operation area. The optimization orientation of wellbore

文章引用: 陈明. 新疆工区瘦身井身结构优化与跟踪评价[J]. 矿山工程, 2026, 14(5): 1272-1283.

DOI: 10.12677/me.2026.145126

structures is determined based on production and completion requirements, matched supporting drilling technologies are developed, and tracking evaluation is conducted for field applications. The overall objectives of boosting comprehensive drilling benefits, cutting direct drilling costs, and realizing energy-saving and consumption-reduced oilfield development can be achieved.

Keywords

Carbonate Reservoir, Wellbore Structure, Matching Process, Application Evaluation

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

国外针对深井复杂地层已形成丰富的套管系列。美国 Washita Creek 油田采用五级套管程序；墨西哥湾深水区针对巨厚盐膏层主要采用七开至十一开井身结构，配合扩眼与膨胀管技术实现结构拓展。国内超深井主要以四备五结构为主，技术相对成熟，五备六开结构次之，目前形成四大系列六套结构，深部井段随钻扩眼、膨胀管技术还不成熟。

小尺寸井眼钻井提速是瘦身结构降本的重要配套方向。国外小井眼技术发展较早，采用常规钻机可实现 20%~41% 成本降幅，井下工具已基本配套[1]。含 H_2S 环境下套管选材方面，NACE MR0175/ISO 15156 标准为酸性油气田材质选择提供指导，低合金钢在硬度不超过 Rockwell 22C 条件下可适用于含 H_2S 环境。已有研究多聚焦于单一技术环节，在将井身结构优化、小井眼提速与腐蚀选材进行系统性一体化集成方面尚显不足。本研究以新疆工区碳酸盐岩储层为对象，差异化设计两类瘦身井身结构以满足不同完井与侧钻需求，并一体化集成套管选材、下深优化与小井眼提速配套，形成从设计源头到现场应用的完整技术链条。

2. 新疆工区地质概况与钻井地质难点

新疆工区奥陶系碳酸盐岩岩溶缝洞型油气藏由北向南岩溶作用逐渐减弱，断裂破碎作用逐渐增强，导致南北岩溶类型差异分布，整体以桑塔木组尖灭线为界，呈现以北为风化壳岩溶区(缝洞呈似层状展布，纵横向连通性较好，沿残丘连片富集)，以南为断控岩溶区(储集体沿断裂带状展布，不同级次断裂溶蚀、富集差异明显)的岩溶特征。

(1) 目的层、深度

碳酸盐岩目的层以奥陶系中统一间房组、鹰山组为主，上统良里塔格组储层发育较少。主要目的层埋藏垂深：6000~7100 m。

(2) 地质分层

工区目前钻井揭示地层自上而下为第四系，新近系库车组、康村组、吉迪克组，古近系苏维依组、库姆格列木群，白垩系巴什基奇克组、巴西盖组、舒善河组、亚格列木组，侏罗系，三叠系哈拉哈塘组、阿克库勒组、柯吐尔组，二叠系，石炭系卡拉沙依组、巴楚组，泥盆系东河塘组，志留系塔塔埃尔塔格组、柯坪塔格组，奥陶系桑塔木组、良里塔格组、恰尔巴克组、一间房组、鹰山组。

(3) 压力系数

碳酸盐岩井钻遇地层多，岩性复杂，非目的层段属常压系统，压力系数 1.08~1.25，奥陶系目的层层段压力系数普遍在 1.08~1.12 左右。

(4) 流体性质

受多期油气充注的影响，油藏流体性质变化大，碳酸盐岩储层以稠油油藏为主，部分区域为非稠油。整体原油密度 0.79~1.07 g/cm³、粘度 138~180 × 10⁴ mPa·s/50℃，硫化氢含量 5000~40,000 mg/m³，地层水平均密度 1.15 g/cm³，矿化度 16~22 × 10⁴ mg/m³，为高矿化度地层水。

(5) 地质复杂及工程难点

① 二叠系火成岩发育，中、上部灰绿色英安岩，下部黑色玄武岩，英安岩易漏，需做好防漏堵漏工作，同时玄武岩井段应加强防塌技术措施，防止井塌卡钻。

② 石炭系、志留系及上奥陶系桑塔木组地层为水敏性泥岩地层，泥岩含量高、微裂缝发育、坍塌压力相对较大，易水化剥落掉块，造成阻卡。

③ 奥陶系碳酸盐岩储层溶蚀孔洞、裂缝发育，常出现放空、井漏、井涌等，并伴随稠油上返，对井控要求较高，做好防漏防喷工作同时防止稠油凝管。

3. 新疆工区井身结构应用现状

中石化新疆某工区是以奥陶系碳酸盐岩岩溶缝洞型油气藏为主体，其上叠加了石炭系、三叠系、白垩系和古近系等碎屑岩次生油气藏的多层系复式油气田。目的层以奥陶系中统一间房组、鹰山组为主，主要目的层埋藏垂深：6300~7500 m。在地面条件允许情况下，部署井型以直井为主；兼顾一井多靶实施需求时，以大斜度定向井、水平井为主。目的层段均为裸眼完井，根据储层物性相应配合酸压、酸化等开采方式，井身结构发展历程主要分为 4 个阶段。

第一阶段：初期采用“安全成井”结构(四开制) (表 1)，虽然确保了安全钻井，但开次多、周期长、费用高。

Table 1. Safe wellbore structure
表 1. 安全成井井身结构

开次	钻头尺寸 mm	钻深 m	套管外径 mm	套管下深 m	套管顶深 m	水泥封固段 m	工程目的
导管	660.4	60	508	60	地面	地面-60	建立一开井口
1	444.5	500	339.7	499	地面	地面-499	封隔第四系和新近系上部松散地层
2	311.2	4500	244.5	4499	地面	地面-4499	封隔三叠系砂岩地层
3	215.9	油层顶部	177.8	油层顶部	地面	地面 - 油层顶部	封隔目的层以上地层
4	149.2	完钻井深				裸眼	

第二阶段：突破长裸眼井壁稳定和 PDC 高效破岩 2 项技术，井身结构优化为“优快钻井”结构(三开制，表层 273.1 mm 套管下深 1200~1500 m、177.8 mm 技术套管下至储层顶)(表 2)，钻井周期由 120 d↘80 d，由于侧钻技术限制，后期两开次开窗侧钻需随钻扩孔，周期长、费用高，无法满足多次侧钻需求。

Table 2. Wellbore structure of high-speed drilling
表 2. 优快钻井井身结构

开次	钻头尺寸 mm	钻深 m	套管外径 mm	套管下深 m	套管顶深 m	水泥封固段 m	工程目的
导管	660.4	60	508	60	地面	地面-60	建立一开井口
1	346.1	1200	273.1	1199	地面	地面-1199	封隔第四系和新近系上部松散地层
2	241.3	油层顶部	177.8	油层顶部	地面	地面 - 油层顶部	封隔目的层以上地层
3	149.2	完钻井深				裸眼	

第三阶段：为有效利用现有井筒，满足后期不扩孔两开次侧钻开发，开展井身结构序列及钻井技术配套研究，优化出 193.7 mm 技术套管直下的“高效建井”结构(三开制) (表 3)及配套工艺[2]，满足多次侧钻需求，降低侧钻成本，但初次成井周期与费用依旧较高。

Table 3. High-efficiency wellbore structure
表 3. 高效建井井身结构

开次	钻头尺寸 mm	钻深 m	套管外径 mm	套管下深 m	套管顶深 m	水泥封固段 m	工程目的
导管	660.4	60	508	60	地面	地面-60	建立一开井口
1	346.1	1200	273.1	1199	地面	地面-1199	封隔第四系和新近系上部松散地层
2	250.8	油层顶部	193.7	油层顶部	地面	地面 - 油层顶部	封隔目的层以上地层
3	165.1	完钻井深				裸眼	

第四阶段：强化地质工程一体化，结合后期侧钻潜力点位置及次数，针对性使用“优快钻井”与“高效建井”两种井身结构(表 4)，进一步优化表层下深至 800 m。加强超短半径侧钻与二开一趟钻提速技术攻关，尽可能使用“优快钻井”结构降本，但整体提速与降本力度遇到瓶颈。

Table 4. Optimized wellbore structure
表 4. 优化后井身结构

开次	钻头尺寸 mm	钻深 m	套管外径 mm	套管下深 m	套管顶深 m	水泥封固段 m	工程目的
导管	660.4	60	508	60	地面	地面-60	建立一开井口
1	346.1	800	273.1	799	地面	地面-799	封隔第四系和新近系上部松散地层
2	250.8 241.3	油层顶部	193.7 177.8	油层顶部	地面	地面 - 油层顶部	封隔目的层以上地层
3	165.1 149.2	完钻井深				裸眼	

4. 套管与井眼配套优化

4.1. 井身结构优化分析

(1) 生产套管尺寸优选

根据采油、完井生产需求，确定生产套管尺寸。为满足后期储层改造及采油生产需要，对生产套管内径、承压能力要求如下：

井口泵压需控制在 94 MPa 左右，环空备压需控制在 56 MPa 以内，计算套管抗内压强度需在 70 MPa 以上；根据塔河油田完采情况统计调研，按照区块油品性质以及日产液量，人工举升选定泵型及尺寸见下表 5。

Table 5. Survey of block completion demand
表 5. 区块完采需求调研

油品性质	主要举升方式	区块混合液量 (m ³ /d)	目前主要泵径 (mm)	泵最大外径 (mm)	下泵深度 (m)
超稠油	抗稠油电泵	80 以上	排量 80 m ³ /d 以上电泵	147	≤3500
稠油	70/32 mm 及以上抽稠泵	47-80	70/32 mm 及以上	149	
稠油	70/44 mm 及以下抽稠泵	47	56/38、70/44	114	
稀油	杆式泵和管式泵	77.5 以下	38、44、56	114	

177.8 mm 套管通径 151.6~153.9 mm，满足完井、采油需求。对于非超稠油井，考虑泵挂深度要求，3500 m 以深可采用 142.88 m 生产套管进一步降低成本。

(2) 井眼尺寸配套优选

根据优选生产套管尺寸，选用相匹配的井身结构系列，优化思路如下：

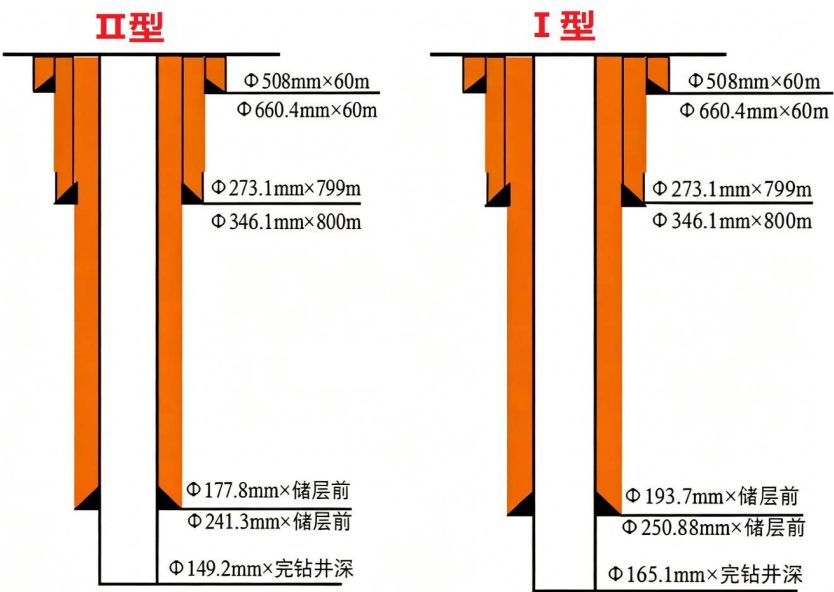


Figure 1. Schematic diagram of a commonly used three-stage wellbore structure
图 1. 常用三级井身结构示意图

目前大规模应用的井身结构以“优快钻井”和“高效建井”为主。后文将“优化钻井”结构统称为“II型”结构，将“高效建井”结构统称为“I型”结构(图 1)。为满足瘦身降本的需求，根据井位油品性质，后期是否有侧钻需求以及侧钻靶点位移确定井身结构优化方向。

A 有侧钻需求的井

常用 177.8 mm 套管最小通径 151.60 mm，满足常用分体式斜向器(外径 146 mm)下入及坐挂要求。若原井未进行大规模注水注气，且油品性质为非稠油，也可使用一体式斜向器(外径 144 mm，复式开窗铣锥外径 150 mm)进一步缩短井筒作业周期[3]。若侧钻靶点进山浅，位移大，导致轨道穿行泥岩段较长，采用套管开窗二开次侧钻，177.8 mm 套管满足 139.7 mm 墩粗直连扣套管(接箍外径 143.5 mm)下入要求。

“II型”井身结构相比下入“I型”井身结构能在套管费用、三开井眼尺寸上具有更好的经济效益，且能满足大部分有侧钻需求的碳酸盐岩井的生产需要。因此，可以全面实行“II型”代替“I型”井身结构。

B 无侧钻需求、非超稠油、且三开位移较小井

考虑泵挂深度应控制在 3500 m 以上，若后期无侧钻需求，可进一步缩小 3500 m 以深套管尺寸。该井身结构系列可优化为：导管 $\Phi 444.5\text{ mm}/\Phi 339.7\text{ mm} +$ 一开 $\Phi 311.2\text{ mm}/244.5\text{ mm} +$ 二开 $\Phi 215.9\text{ mm}/(\Phi 177.8\text{ mm} \times 3500\text{ m} + \Phi 142.88\text{ mm}) +$ 三开 $\Phi 120.65\text{ mm}$

因三开 120.65 mm 小井眼施工打捞难度较大，且施工效率较低，仅推荐在非超稠油且位移较小的井使用该井身结构，将该井身结构命名为“III型”(图 2)。

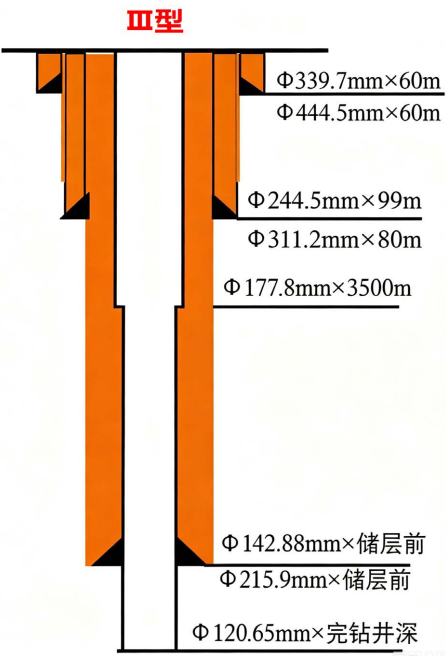


Figure 2. Schematic diagram of Type III well-bore structure
图 2. III 型井身结构示意图

综上所述，对于有侧钻需求的井，侧钻穿储层上覆泥岩段长 $\geq 800\text{ m}$ 可采用“I型”结构，穿储层上覆泥岩段长 $< 800\text{ m}$ 可采用“II型”结构。对于无侧钻需求、位移 $< 300\text{ m}$ 非稠油井，可采用“III型”结构(图 3)。

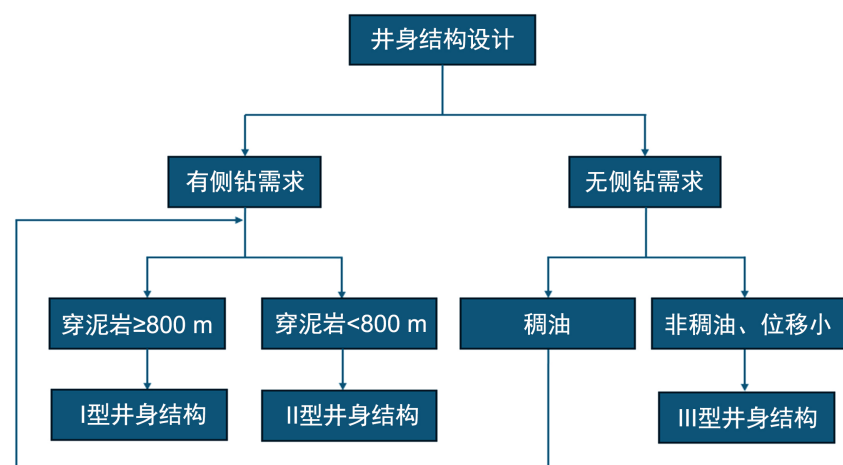


Figure 3. Schematic diagram of well structure design process
图 3. 井身结构设计流程示意图

4.2. 套管选材优化分析

硫化氢(H₂S)腐蚀主要以阴极析氢导致氢脆及硫化物应力开裂(SSC)为主，二氧化碳(CO₂)腐蚀则表现为“甜性”腐蚀引起的局部点蚀和垢下腐蚀。二者在共存的腐蚀环境中往往存在协同效应，显著影响材料的适用性，但腐蚀速率严格受气体分压和温度控制。实验室评价表明，在低含硫化氢环境下(分压 0.01 MPa)，90S 钢级腐蚀速率与 110S 钢级相当[4]。现场 110S 管柱在高含硫化氢条件下腐蚀严重(表 6)。目前正开展高含硫化氢条件下、注水、注氮气伴水等苛刻腐蚀工况实验评价，并跟进评价现场起出 90S 油管腐蚀情况。

Table 6. On-site corrosion status of 110S oil pipe
表 6. 110S 油管现场腐蚀情况

井名	CO ₂ 分压 MPa	H ₂ S 分压 MPa	井深 m	穿孔根数	服役年限 a	腐蚀速率 mm/a
已钻井 A	1.2	0.01	4500~5000	8	7	0.86
已钻井 B	1.6	0.03	5000	3	4	1.5
已钻井 C	1.3	0.01	3500~4500	2	7.7	0.78
已钻井 D	1.0	1.18	1600-5300	3	7	0.92
已钻井 E	0.73	0.45	400-500	2	4	1.6

目前已在预测硫化氢含量<5000 ppm 的部分井 4000 m 以浅设计 90S 钢级套管。对比常规高含硫井 4000 m 以浅设计 110S 钢级套管，平均单井节约套管费用 45.05 万元。

4.3. 各开次下深原则优化

碳酸盐岩工区生产套管下深原则为进入 T₄ 界面 2 m，无优化空间，因此主要考虑一开表层套管下深原则优化。

根据工区内浅部地层声波时差测井、邻区地破试验数据(图 4)，分析判断工区浅部 500~800 m 地层压实程度相当。

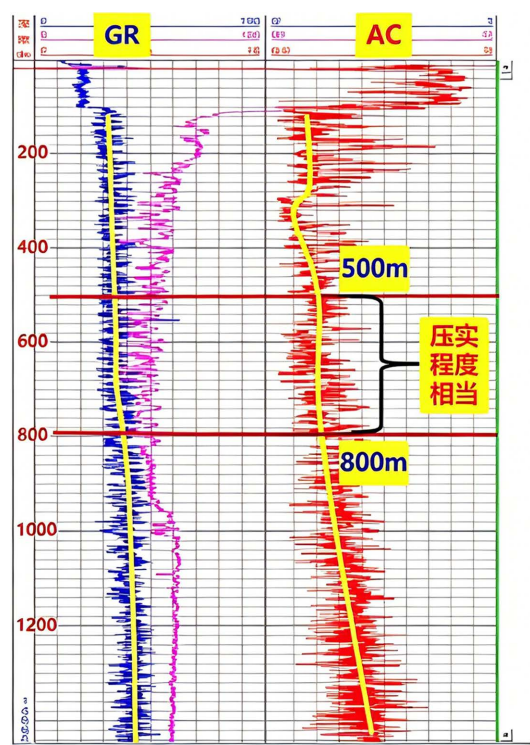


Figure 4. Schematic diagram of the compaction of the strata in the adjacent area
图 4. 邻区地层压实情况示意图

将一开表层套管下深由 800 m 优化至 500 m，进一步优化套管费用与固井水泥浆费用。套管总重由 48.2 t 优化至 29.7 t，水泥浆用量由 56.61 m³ 优化至 27.31 m³。优化下深后，一开钻井周期由 2 天优化至 1 天，中完周期由 5 天优化 3 天。

5. 瘦身结构钻井工艺配套优化

5.1. 提速配套措施优化

针对 III 型结构 120.65 mm 井眼，结合现场实际应用案例，提速配套优化如下：
对于 120.65 mm 井眼，基于提速工具调研和工区钻井实践，优选 95 mm 振荡螺杆和工区成熟 PDC 钻头，螺杆寿命较工区常用螺杆提高 1 倍[5]。

Table 7. Survey of conventional screws
表 7. 常规螺杆调研

工具类型	扭矩/N·m	抗温/℃	寿命/h	费用/万元	应用案例
BICO 88.9 mm 大扭矩螺杆	2712	150	150	50	海外某井，进尺 828 m， 纯钻 108 h
95 mm 振荡螺杆	2700	150	170	8	东部工区某井，单趟进尺 904 m， 循环 175 h，纯钻 127 h
国产 95 mm 螺杆	2160	150	70-80	4	西北工区某井调整：单趟进尺 236 m，寿命 67 h

进口 BICO 螺杆费用较国产螺杆高 46 万元，寿命为国产螺杆的 1.7 倍振荡螺杆费用较国产螺杆高 4 万元，寿命为国产螺杆的 2 倍(表 7)。

Table 8. Survey of high-performance screws
表 8. 高性能螺杆调研

工具类型	扭矩/N·m	抗温/℃	寿命/h	费用	应用案例
95 mm 涡轮钻具	400	300	300	10 万元/天	无应用案例
89 mm 全金属螺杆	1350	300	300	4.5 万元/天	应用较少，墨西哥湾，扫塞 279 m

95 mm 涡轮钻具应用较少，费用高，不推荐采用涡轮钻具。全金属螺杆在水基泥浆应用寿命短，不推荐采用全金属螺杆(表 8)。

5.2. 打捞配套措施

可退式卡瓦打捞筒工作原理为受轴向压力后卡瓦直径增大，可引入落鱼，受轴向拉力使卡瓦直径减小，可收紧并抓捞落鱼。该打捞工具抓捞可靠，提升能力强，可脱手，满足 120.65 mm 井眼。

120.65 mm 井眼常用钻杆外径为 72.02 mm (内径 54.6 mm，接箍外径 88.9~111.1 mm)、88.9 mm 钻杆(内径 70.2 mm，接箍外径 108~127 mm)。若钻杆本体断裂需打捞，可采用 LT-T115 可退式卡瓦打捞筒，可选卡瓦类型为螺旋式与篮状式，根据提升能力有限选择篮状式，若尺寸受限则选用螺旋式(表 9，图 5)。

Table 9. Performance parameters of LT-T115 retractable slip salvage tube
表 9. LT-T115 可退式卡瓦打捞筒性能参数

型号	外径 mm	内径 mm	卡瓦类型	打捞范围 mm	提升能力 t
LT-T115	115	90	螺旋式	76~89	60
			篮状式	50~76	120

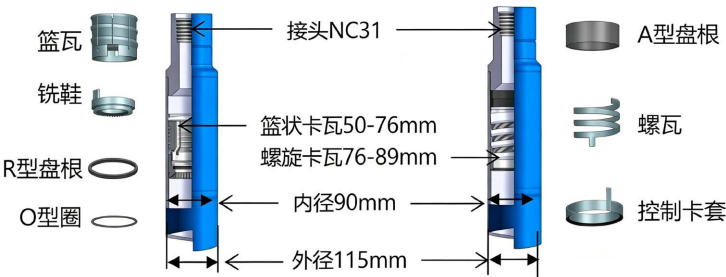


Figure 5. LT-T115 retractable slip salvage cylinder
图 5. LT-T115 可退式卡瓦打捞筒

120.65 mm 井眼常用螺杆外径 95 mm，若需打捞，可采用特殊加工薄壁型 LT-T115 可退式打捞筒进行打捞[6]。若尺寸受限，备选可采用 115 mm 母锥，母锥打捞原理为采用高强度打捞齿造扣后打捞(表 10，图 6)。

Table 10. Performance parameters of 115 mm mother cone
表 10. 115 mm 母锥性能参数

型号	外径 mm	打捞范围 mm	提升能力 t
115 母锥	115	80~100	120

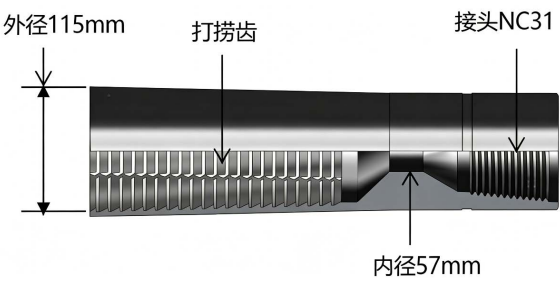


Figure 6. Schematic diagram of type 115 mother cone
图 6. 115 型母锥示意图

钻杆接头处断裂，共有 3 种打捞方式，105 mm 公锥、105 mm 可退式卡瓦打捞矛头进行内捞，RCT 火炬切割接头后采用 LT-T115 可退式卡瓦打捞筒打捞钻具本体(表 11，图 7、图 8)。

Table 11. Performance parameters of LT-T115 retractable slip fishing spear
表 11. LT-T115 可退式卡瓦打捞矛性能参数

打捞工具	外径 mm	打捞范围 mm	提升能力 t	打捞原理
公锥	105	48~73	80	高强度打捞齿造扣后打捞，内孔打捞，打捞范围大
可退式卡瓦打捞矛	105	54~70	45	受轴向压力后卡瓦直径减小，引入落鱼，受拉力时卡瓦直径增大，抓捞落鱼，抓捞可靠，提升能力强，可脱手

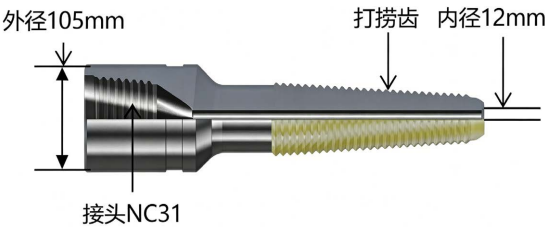


Figure 7. Male cone retrieval tool
图 7. 公锥打捞工具

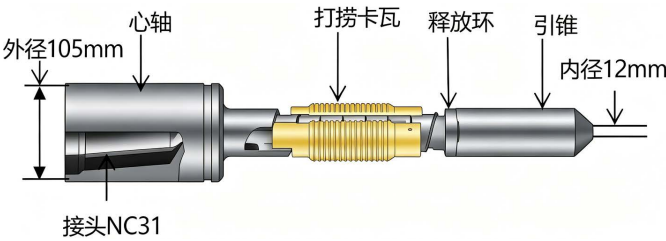


Figure 8. Retractable dredging spear
图 8. 可退式卡瓦打捞矛

6. 经济性分析

从瘦身结构相对于常规结构所产生的套管费用、固井费用、钻井液用量、固废产生量着手进行经济性分析，进一步论证瘦身结构的可行性。以 2025 年实际数据进行相关计算分析(表 12)。

Table 12. Comparison of wellbore structure costs
表 12. 井身结构费用对比

井身结构	开次	钻头外径 mm	套管外径 mm	套管下深 m	套管费用 万元	固井水泥 浆用量 m ³	固井水泥 浆费用 万元	钻井液 用量 m ³	固废量 m ³	一开 + 中完周期 天
I 型	导管	660.4	508	60	7.00	13.31	5.40	25	21	
	一开	346.1	273.05	599	27.66	61.27	9.19	84	70	
	二开	241.3	193.7	5998	305.59	163.64	57.27	288	238	2 + 5
	三开	165.1	裸眼	6500		/		13	11	
	合计		/		340.25	238.22	71.86	410	340	
II 型	导管	571.5	406.4	30	1.84	4.66	5.40	9	8	
	一开	346.1	273.1	599	21.12	46.52	6.98	65	54	
	二开	241.3	177.8	5998	258.30	192.41	67.34	299	247	1 + 4
	三开	149.2	裸眼	6500		/		11	9	
	合计		/		281.26	243.59	79.72	384	318	
III 型	导管	444.5	339.7	30	1.44	3.04	5.40	6	5	
	一开	311.2	244.5	599	20.86	37.57	5.63	52	43	
	二开	215.9	177.5 142.88	3500 5998	171.19 60.79	136.56	47.80	239	198	1 + 4
	三开	120.65	裸眼	6500	/	/	/	7	6	
	合计		/		254.28	177.17	58.83	304	252	

根据费用测算结果：

(1) II 型结构因二开井眼与套管环空间隙增大，水泥浆费用相比 I 型结构多花费 7.86 万元；套管费用相比 I 型结构节约 58.99 万元；一开钻井周期、中完周期减少 2 天，节约费用 22.85 万元；钻井液用量相比 I 型结构减少 26 m³。总计：II 型结构相比 I 型结构可节约刚性投资 88.28 万元，固废产生量相比 I 型结构减少 22 m³；若预测硫化氢含量满足 4000 m 以浅下入 90S 钢级套管，则刚性投资可进一步节约至 133.33 万元。

(2) III 型结构水泥浆费用相比 I 型结构节约 13.03 万元。套管费用相比 I 型结构节约 85.97 万元。一开钻井周期、中完周期减少 2 天，节约费用 22.85 万元。钻井液用量相比 I 型结构减少 106 m³。总计：III 型结构相比 I 型结构可节约刚性投资 180.15 万元，固废产生量相比 I 型结构减少 88 m³。若预测硫化氢含量满足 3500 m 以浅下入 90S 钢级套管，则刚性投资可进一步节约至 219.57 万元。

7. 结论

(1) 本次针对西北某工区碳酸盐岩储层开展的井身结构瘦身优化与配套研究,通过套管尺寸优选、井眼尺寸匹配及各开次下深优化,形成Ⅱ型、Ⅲ型两类瘦身井身结构。现场测算表明,Ⅱ型、Ⅲ型瘦身结构整体实现显著降本,有效突破工区常规提速与降本瓶颈,为油田稳产增产提供技术支撑。

(2) 优化后的瘦身结构在降低钻井液消耗、减少固废产生量等方面优势明显,符合油田节能降耗、绿色开发的总体目标,兼具经济效益与环保效益,可在工区同类型井中推广应用。

(3) Ⅲ型瘦身结构作为工区井身结构优化的重点方向,降本空间更大、综合效益更优,但受三开小井眼施工风险高、后期侧钻作业受限、储层段钻进效率偏低等因素制约,暂不具备全面推广条件。建议优先开展先导性试验,持续完善小井眼提速、打捞及安全钻井配套工艺,逐步实现成熟应用与规模推广。

参考文献

- [1] 周煜辉, 赵凯民, 沈宗约. 小井眼钻井技术[J]. 石油钻采工艺, 1994, 16(2): 16-24.
- [2] 钟大虎. 塔河油田三级结构井 $\Phi 250.88\text{ mm}$ 井眼优快钻井技术[J]. 钻采工艺, 2015, 38(3): 118-120.
- [3] 易浩, 杜欢, 贾晓斌, 罗发强. 塔河油田及周缘超深井井身结构优化设计[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(1): 75-81.
- [4] 杨海平. 涪陵平桥与江东区块页岩气水平井优快钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(3): 13-19.
- [5] 王成岭, 李作宾, 蒋金宝. 塔河油田 12 区超深井快速钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(3): 17-21.
- [6] 王磊, 郭永强. 塔河油田超深井钻井提速技术[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2013, 33(13): 106+185.