

doi:10.11911/syztjs.2024121

引用格式: 汪海阁, 张佳伟, 黄洪春, 等. 墨西哥湾万米级特深井钻完井实践与启示 [J]. 石油钻探技术, 2024, 52(2): 12-23.

WANG Haige, ZHANG Jiawei, HUANG Hongchun, et al. Inspiration and practice of drilling and completion in 10 000-meter ultra-deep wells in the Gulf of Mexico [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(2): 12-23.

墨西哥湾万米级特深井钻完井实践与启示

汪海阁, 张佳伟, 黄洪春, 纪国栋, 郝 晨

(中国石油集团工程技术研究院有限公司, 北京 102206)

摘 要: 目前, 我国陆上钻井能力已达 9 000 m 水平, 且随着深地塔科 1 井钻深突破万米, 成为全球第二个实现陆上万米钻探的国家, 初步具备万米深地油气资源勘探开发能力。但是, 目前我国仅完钻 5 口井深超过 9 000 m 的特深井, 万米深地钻完井技术仍处于起步与探索阶段。美国墨西哥湾是世界上超深特深井数量最多的地区, 并在钻井-完井-开发一体化设计理念、井身结构优化与拓展、关键装备与工具仪器、强化钻井参数提速和井下事故复杂防控等方面已形成先进理念与成熟做法。为此, 系统总结分析了美国墨西哥湾万米级特深井钻井周期、钻完井成本、原油产量、钻完井方案、成熟应用装备、工艺技术等, 认为我国在地质条件、地层可钻性等方面存在差异, 万米级特深井的数量、钻井周期及机械钻速与美国墨西哥湾相比仍存在一定差距。结合我国万米深地油气资源钻探面临的工程难题与挑战, 提出了万米深地钻探工程技术及装备发展方向及建议, 为实现我国万米深地油气资源勘探开发, 推动钻完井关键技术装备迭代升级提供参考借鉴。

关键词: 万米级特深井; 墨西哥湾; 工程技术; 钻井实践; 发展方向; 发展启示

中图分类号: TE245

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2024)02-0012-12

Inspiration and Practice of Drilling and Completion in 10 000-Meter Ultra-Deep Wells in the Gulf of Mexico

WANG Haige, ZHANG Jiawei, HUANG Hongchun, JI Guodong, HAO Chen

(CNPC Engineering Technology R&D Company limited, Beijing, 102206, China)

Abstract: Currently, China's onshore drilling capability has reached the level of 9 000 m in depth. In addition, the drilling depth of Well Take-1 has successfully exceeded 10 000 m, making China the second country in the world to achieve onshore drilling depths of over 10 000 m, indicating the ability to explore and develop oil and gas resources at 10 000 m in depth. However, at present, only five ultra-deep wells over 9 000 m have been drilled in China, and the drilling and completion technology for wells over 9 000 m is still in the initial exploratory stage. The Gulf of Mexico in the United States has the largest number of ultra-deep wells in the world, and advanced concepts and mature practices have been formed in multiple areas including the design concept of drilling-completion-development integration, casing program optimization and expansion, key equipment and tools, drilling parameters strengthening for speeding up, and prevention and control of complex downhole situations. To this end, the drilling cycle, drilling and completion cost, crude oil production, drilling and completion scheme, mature application equipment, and technology of ultra-deep wells in the Gulf of Mexico were systematically summarized. It is concluded that due to differences in geological conditions and formation drillability, there are gaps in the number, drilling cycle, and rate of penetration of 10 000-meter ultra-deep wells in China compared with those in the Gulf of Mexico. In accordance with the engineering problems and challenges

收稿日期: 2024-03-08。

作者简介: 汪海阁 (1967—), 男, 河南南阳人, 1989 年毕业于石油大学 (华东) 开发系钻井专业, 1992 年获石油大学 (北京) 油气田开发工程专业硕士学位, 1995 年获石油大学 (北京) 油气井工程专业博士学位, 正高级工程师, 博士生导师, 主要从事钻井科研、规划与技术支持工作。系本刊编委。E-mail: wanghaigedri@cnpc.com.cn。

通信作者: 张佳伟, zhangjwdri@cnpc.com.cn。

基金项目: 中国石油集团关键核心技术攻关项目“万米超深层油气资源钻完井关键技术与装备研究” (编号: 2022ZG06) 及“智能钻完井控制理论与关键模型研究” (编号: 2023ZZ0601) 联合资助。

faced in drilling China's oil and gas resources over 10 000 m in depth, development directions and suggestions of 10 000-meter drilling engineering technology and equipment are introduced, so as to provide a reference for achieving the exploration and development of China's oil and gas resources over 10 000 m in depth and promoting the iterative upgrading of key drilling and completion technology and equipment.

Key words: 10 000-meter ultra-deep well; Gulf of Mexico; engineering technology; drilling practice; development direction; development inspiration

近 10 年的油气勘探结果表明, 深层超深层、深水超深水已成为未来全球油气增储上产的主战场^[1]。我国深层超深层油气资源丰富、潜力巨大, 预测油气资源量达 671×10^8 t 油当量, 占我国油气资源总量的 34%, 且我国 39% 的剩余石油和 57% 的剩余天然气资源分布在深层^[2], 高效勘探开发深层超深层油气已成为实现我国能源战略的重大需求^[3]。“十三五”以来, 我国研制了一批深井超深井重大装备、关键工具、高性能工作液和软件系统, 陆上深井超深井数量与钻井速度均取得显著提升, 实现了陆上 8 000 m 超深井常态化, 钻深能力迈上 9 000 m 台阶, 万米深井钻探正在实施中^[4-5]。2024 年 3 月, 深地塔科 1 井钻深突破万米, 使中国成为全球第二个具备陆上万米深地钻探能力的国家。然而, 我国陆上深井超深井钻完井作业安全风险高、周期长、成本高等问题依然严峻, 因断层、过渡带破碎层、高压盐水、地层倒转、高含 H_2S 等地质不确定因素导致难以钻达目的层, 甚至不能实现地质目标, 超高温超高压导致“打的成”但无法完成“测试改造”等问题, 严重制约了深层超深层油气资源的高效勘探开发和增储上产。例如, 四川盆地红星 1 井出现地层倒转 5 次, 青海翼探 1 井因地层重复导致目的层埋深滞后 1 000 m, 且因超高温导致无法钻达目的层。

美国墨西哥湾是世界上超深特深井数量最多的地区, 据统计该地区已完钻井深超过 9 000 m 的特深井(以下简称万米级特深井)达 260 余口, 万米级特深井的钻完井装备、工具、工艺技术均已成熟且规模化应用, 典型万米级特深井钻井周期达到 120~160 d^[6]。虽然在地质条件、地层可钻性等方面, 我国陆上与美国墨西哥湾存在一定差异, 但后者在钻井-完井-开发一体化设计理念、井身结构优化与拓展、关键装备与工具仪器、强化钻井参数提速、井下事故复杂防控等方面的先进理念与成熟做法, 对实现我国陆上万米级特深井“打成、打好、打快”, 助力万米深地油气资源高效勘探开发, 具有较好的启发与借鉴意义。

1 墨西哥湾超深特深井概况

墨西哥湾位于美国、墨西哥和古巴相环抱海域, 水深 10~3 100 m, 盐层厚度 200~6 000 m^[7-8], 目前盐下地区已成为其最大油气勘探开发区域, 包含 Mississippi Canyon、Atwater Valley、Walker Ridge、Keathley Canyon 等区域中上侏罗统 Norphle、上侏罗统 Akimpech 及古近系 Wilcox 等超深-特深油气藏^[9-10]。墨西哥湾盆地内低温区域广泛发育, 超深特深层油气藏的地温梯度为 1.50~2.00 °C/100m, 平均值仅为 1.74 °C/100m, 整体上盆地内油气藏温度低于 200 °C, 部分区域油气藏温度达到 230 °C。盆地普遍发育超高压地层, 且压力梯度横向变化较大, 不同区域同一深度油气藏地层压力差异明显, 区块地层压力梯度 10.0~16.4 MPa/km, 盆地中部及北部海域属于强超压地区, 储层压力 50~210 MPa^[10-13]。墨西哥湾盐下油气藏为次生盐下油气藏构造, 新生代时期沉积的 Wilcox 砂体为特深主力储集层^[14]。该构造超深特深井钻完井过程中面临浅层流体、沥青层、地层压力不确定性、窄密度窗口、盐层高压蠕变、盐下破碎带、井下高温高压和复杂构造应力等挑战, 井漏、溢流、井壁失稳、卡钻、沥青流入井筒等井下事故复杂频发^[15-19]。同时, 由于海水欠压实作用, 区域内纵向上地层岩石强度相对较小, 泥线、盐层及超深特深层岩石抗压强度分别为 2~5、15~35 和 50~100 MPa^[20-22], 低于国内四川、新疆及青海等地区同等埋深的地层, 但超深特深层岩石在超高围压下的可钻性更差, 是制约钻井提速的重要因素之一。

截至 2023 年 12 月末, 美国墨西哥湾已完钻超过 5.5 万口油气井, 其中, 井深(含水深)超过 4 500 m 的 7 950 余口, 占比 14.4%; 井深(含水深)超过 10 000 m 的 66 口(风险探井 64 口, 开发井 2 口)。统计结果表明, 美国墨西哥湾已完钻井中, 垂深(含水深)9 000~10 000 m 的特深井 120 口, 垂深(含水深)超过 10 000 m 的特深井 34 口, 其中最大水深 2 176 m, 最大井深(含水深)11 504 m, 最大垂深(含

水深)10 953 m。值得注意的是,该区域井深超过9 000 m的特深井完钻时间主要集中在2000年以后,其中2000—2015年特深井数量呈现波浪式递

增并于2015年达到顶峰,后受低油价及“页岩革命”的影响,特深井数量显著减少,近两年未见井深超过万米的特深井完钻(见图1)。

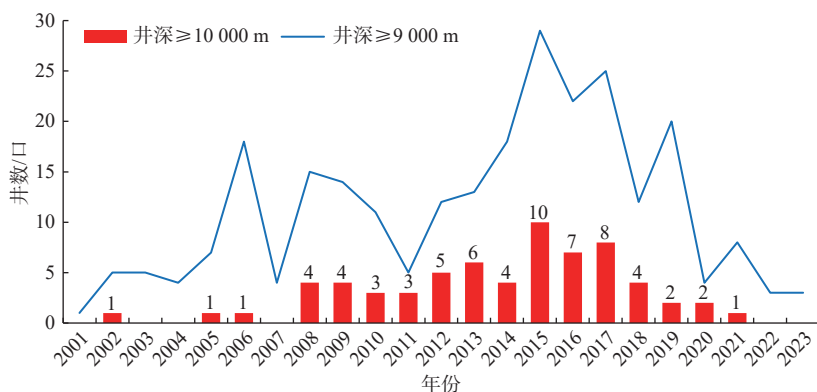


图1 21世纪墨西哥湾井深超过9 000 m的完钻井数量

Fig.1 Number of drilled wells over 9 000 m in depth in Gulf of Mexico

墨西哥湾特深油气藏开发属于典型的“高风险、高投入”工程。据统计,该区域万米级特深井单井钻完井成本高达2亿~3亿美元,平均钻井成本超过1亿美元。分析认为,当原油价格超过100美元/桶或钻完井技术能够大幅降低作业风险,

同时提高可靠性、实现储层最大程度开发时,该区域特深油气资源才能实现效益开发^[12]。虽然面临诸多钻井难题与挑战,该区域万米级特深井能够实现90~260 d完钻,典型万米级特深井能够实现120~160 d完钻(见图2)^[6]。

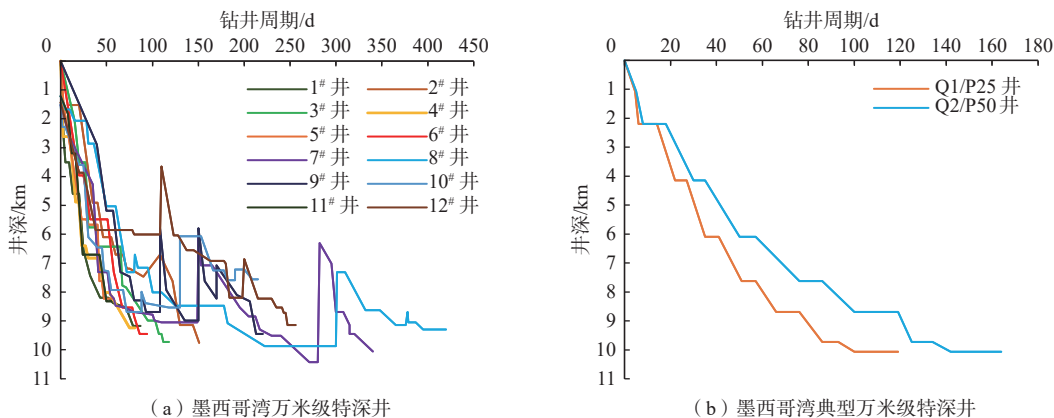


图2 墨西哥湾典型万米级特深井钻井进度统计结果

Fig.2 Statistical results of drilling progress of typical 10 000-meter ultra-deep wells in Gulf of Mexico

2 墨西哥湾万米级特深井钻井关键技术

2.1 钻井平台/钻井船等关键装备

墨西哥湾万米级特深井主要采用瑞士越洋钻探公司(Transocean)研发的深水海上钻井平台钻进,作业日费高达60~100万美金,最大作业水深2 438~3 657 m,最大作业井深9 144~12 192 m,配备NOV、Cameron等公司研制的适用于万米钻探的动力及井控装备(见表1)。针对钻井过程中可能出现的“溢

漏”同层、高温高压等挑战,配备了精细控压、钻井液循环降温等装置,相关装备与技术已实现成熟配套并规模化应用,正向智能化、自动化方向发展。

2.2 井身结构设计

20世纪90年代,墨西哥湾完钻井深(含水深)超过8 000 m的油气井极少,同时因未揭开盐下地层,井下事故复杂较少,主要采用五开至七开井身结构;进入21世纪后,随着井深持续增加,井身结构的开次逐渐增多(见图3)。为降低钻井成本、保障油气产量及开发效益,基于“保障完井管柱尺寸

表 1 越洋钻探公司深水钻井平台/钻井船关键装备性能参数

Table 1 Key equipment performance parameters of TransOcean Deepwater Drilling Platform/Ship

装备类型	设备名称	性能参数
动力装备	柴油	4~6台,总功率20 000~48 000 kW,配合直
	发电机	流发电机驱动,主动力 1~2台,总功率500~2 500 kW,配合直流发 电机驱动,应急动力
钻机装备	钻机大钩	主载荷9 060~12 700 kN,辅助载荷 0~12 000 kN
	绞车	1~2台,载荷10 000~12 500 kN
	顶驱	NOV TD-100或TD125型,1~2台,最大钩载 10 000~12 500 kN,最大转速250~280 r/min, 最大连续输出扭矩88~137 kN·m,冲管承压上 限51.6 MPa
		NOV 2200HP Triplex型,4~5 台,承压上限 51.6 MPa
	钻井泵	
	高压管汇	承压上限51.6 MPa
	固控设备	2~6台300目振动筛,除砂除泥一体机,中高 速离心机
防喷装备	闸板	NOV或Cameron公司五至七闸板防喷器
	防喷器	1台,压力等级105 MPa
	环形防喷器	NOV或Cameron公司环形防喷器2台,压力 等级70 MPa

前提下减小套管间隙,以缩小上部及表层套管尺寸”的井身结构设计理念,提出了利用井下工具扩大裸眼段尺寸的方法,以保证足够环空间隙便于携岩与固井,相继研发出双心钻头、偏心/同心扩眼器、随钻扩眼工具、可膨胀稳定器等井下工具^[23]。针对钻进中可能遇到的浅层气、低压易漏地层、井壁失稳等难题,采用套管/尾管钻井,以快速钻穿复杂地层并及时固井^[18-19,24]。为应对因复杂压力体系、盐下地层压力不确定性、盐下沥青层等导致的提前下套管、影响完井管柱尺寸及产量等难题,采用随钻扩眼工具扩大裸眼段尺寸,配合应用膨胀管

实现井身结构储备与拓展,以保障钻井安全^[25-30]。

墨西哥湾万米级特深井井身结构设计多从“试油—完井”出发,在确定完井管柱及目的层套管尺寸后,依据合理的“套管—井眼”间隙自下而上设计井身结构,目前主要采用七开至十一开井身结构,采用 $\phi 196.9\sim\phi 273.1$ mm大尺寸井眼完井(见图3)^[31]。为此,普遍采用“随钻扩眼工具+膨胀管”钻进,以实现套管下深与井身结构的调整与拓展^[6,32-34],采用随钻扩眼工具扩大裸眼段尺寸,可以降低裸眼段钻进时的钻井液当量循环密度(ECD)及水力循环压耗,达到降低漏失风险与地面泵压、提高固井质量、降低盐膏层缩径卡钻风险的目的。同时,主要采用同心扩眼器进行随钻扩眼作业^[35-36],例如斯伦贝谢、贝克休斯、哈里伯顿等公司研制的Rhino XC/XS、Gauge Pro XPR、XRTM等系列压差式、投球式随钻扩眼器。针对随钻扩眼过程中井下振动剧烈、扭矩波动大易导致钻具失效的难题,国外油服公司通过测量井下工程参数(钻压、扭矩、转速、弯矩和振动等)、钻具动力学仿真分析等方式,以提高钻头与随钻扩眼器破岩匹配性为目标,采取扩眼器个性化刀翼设计、优化钻具组合和钻井参数等技术措施,有效降低了随钻扩眼过程中钻具振动强度及失效风险^[24,37-38]。

墨西哥湾 Green Canyon 468 Pony 区块水深超过 1 000 m,盐下油藏埋深 8 543~9 450 m。2005—2010 年,美国 Hess 公司在该区块钻成一批万米级特深探井,为获取油藏地质、储层等关键参数,完成油藏经济与技术可行性评价提供有力支撑。该区块典型万米级特深井 A 井的井身结构如图 4 所示^[6]。该井完钻井深(含水深)9 592 m,垂深(含水深)9 449 m,采用七开井身结构(不含导管), $\phi 193.7$ mm 套管完井。因存在盐膏层(厚度 4 877 m),该井地层压力整体呈“中间高,两端低”的特征,泥线至盐膏层顶部、盐

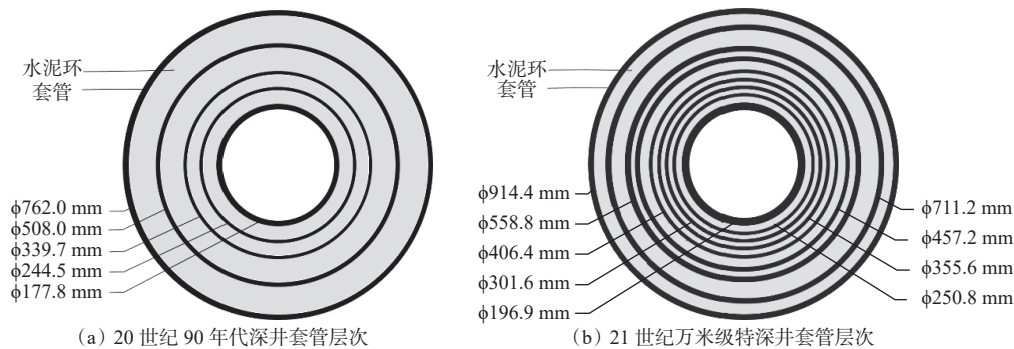


图 3 墨西哥湾深井及万米级特深井的套管层次
Fig.3 Casing level of deep wells and 10 000-meter ultra-deep wells in Gulf of Mexico

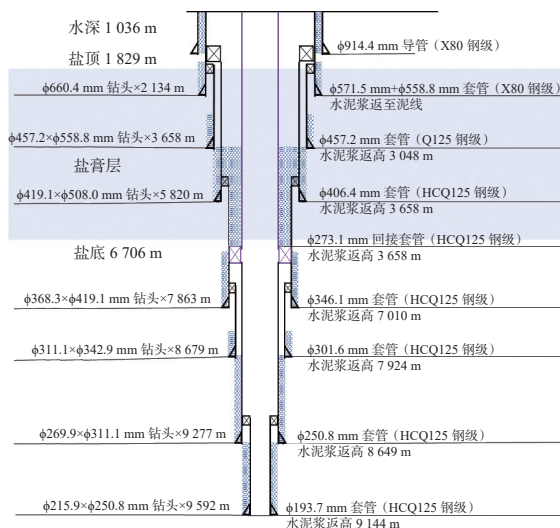


图 4 墨西哥湾 Green Canyon 468 Pony 区块典型万米级特深井 A 井身结构

Fig.4 Casing program of 10 000-meter ultra-deep well A in Green Canyon 468 Pony Area, Gulf of Mexico

膏层、盐膏层以下地层压力系数分别为 1.03~1.20, 1.67~1.74 和 1.20~1.50, 井底温度 43~130 ℃, 主要采用合成基钻井液钻进, 二开至七开井段使用随钻扩眼工具钻进。

2.3 钻具组合及钻井参数

鉴于深水钻井平台的钻井日费高昂, 墨西哥湾万米级特深井钻井普遍应用旋转导向(RSS)系统(见表 2)^[20], 在保障井身质量的前提下, 配合强化钻井参数, 实现钻井提速。在钻杆选型上, 上部井段主要采用 φ168.3 mm S135 钢级钻杆钻进, 8 000~10 000 m 井段先后采用 φ168.3 mm+φ149.2 mm 和 φ168.3 mm+φ149.2 mm+139.7 mm S135 钢级复合钻杆(见表 3)钻进^[39-40], 深部地层应用复合钻杆钻进, 在保障钻具受力不超过许用强度的同时, 能最大程度地降低钻进过程中的循环压耗与井底 ECD, 并在地面钻井泵及高压管汇承压能力一定的前提下, 有助于提高钻井液排量, 辅助井眼清洁与破岩提速。

墨西哥湾大量万米级特深井钻井实践表明, 在应用 φ241.3 mm 钻铤+φ215.9 mm 钻铤+φ168.3 mm 加重钻杆+φ168.3 mm 钻杆的常规钻具组合钻上部 φ406.4~φ914.4 mm 大尺寸井眼时, 存在因环空间隙过大导致稳斜效果差、井下振动剧烈导致钻具脱扣断裂等井下事故复杂频发的问题。为此, 试验了 φ285.8 mm 及更大尺寸钻铤, 以增加下部钻具组合的惯性与刚度, 同时降低钻铤与井筒的侧向力, 达到提高钻具稳斜效果和减小振动强度的目的。基于大量理论研究及实践总结, 形成了预防钻具失效的

表 2 典型万米级特深井应用的关键钻具

Table 2 Key drilling tools used in typical 10 000-meter ultra-deep wells

开次	井眼直径/ mm	垂深/m	关键钻具	最大 井斜/(°)	最大狗腿度/ ((°)·(30m) ⁻¹)
导管	762.0	0~2 224	螺杆	0.35	0.09
一开	660.4	2 224~2 771	旋导	1.22	0.82
二开	460.4×533.4	2 771~3 536	旋导+随钻 扩眼工具	0.09	0.10
三开	419.1×482.6	3 536~5 212	旋导+随钻 扩眼工具	0.17	0.17
四开	368.3×400.1	5 212~7 162	旋导+随钻 扩眼工具	0.37	0.53
五开	311.1×342.9	7 162~7 681	旋导+随钻 扩眼工具	0.31	0.40
六开	269.9	7 681~8 716	旋导	0.06	0.06

表 3 典型万米级特深井不同井段应用的钻杆

Table 3 Drill pipes used in typical 10 000-meter ultra-deep wells at different sections

开次	井眼直径/mm	井深/m	钻杆钢级	钻杆直径/mm
导管				
一开	660.4	2 743	S135	
二开	457.2×558.8	2 743~3 962	S135	168.3
三开	419.1×508.0	3 962~5 790	S135	
四开	368.3×419.1	5 790~7 620	S135	
五开	311.1×342.9	7 620~8 230	S135	168.3+149.2
六开	269.9×311.1	8 230~8 841	S135	
七开	215.9×250.8	8 841~10 360	S135	168.3+149.2+139.7

系列工艺措施^[41-42]:

1) φ406.4~φ914.4 mm 大尺寸井眼推荐使用 φ285.8 mm 及更大尺寸钻铤, 以提高钻具刚度。

2) 钻具中性点要避开转换接头及工具接头位置, 尽量落在大尺寸钻铤本体上。

3) 大量钻井案例证明, 大尺寸井眼钻进过程中, 震击器是整个下部钻具组合的薄弱点, 容易发生断钻具事故, 因此, 下部钻具组合中不推荐使用震击器。

4) 由于小尺寸钻杆不具备向下部大尺寸钻具传递扭矩所需的扭转刚度, 不同尺寸钻具接头位置容易发生断钻具事故, 因此, 推荐采用 φ168.3 mm 加重钻杆代替 φ149.2 mm 或 139.7 mm 加重钻杆。

5) 钻具接头、稳定器长度增加至 2.40~3.00 m, 以大幅度降低钻进过程中接头位置的钻具弯曲应力

比,降低转换接头断裂失效风险。

钻井参数方面,受地层岩石强度、井眼尺寸及井深的影响,在钻进泥线—盐上、盐膏层等上部地层时,钻压、排量及立压的取值范围较大(见表 4)^[43-45],但转速、扭矩较高,其中转速达到 110~180 r/min,

顶驱扭矩达到 20~67 kN·m,地面最大扭矩达到 $\phi 168.3$ mm 加重钻杆最大紧扣扭矩(84.7 kN·m)的 80%,机械钻速达到 30~90 m/h,远高于国内相同或相近尺寸井眼的机械钻速。可见,通过强化钻井参数,能够实现万米级特深井钻井提速。

表 4 多口典型万米级特深井不同尺寸井眼下的钻井参数

Table 4 Drilling parameters used in wellbore with different sizes of typical 10 000-meter ultra-deep wells

开次	地层	井眼直径/mm	钻具组合	井深/m	钻压/kN	转速/ (r·min ⁻¹)	扭矩/ (kN·m)	排量/ (L·s ⁻¹)	立压/ MPa	钻速/ (m·h ⁻¹)
一开	泥线—盐上	660.4	PDC钻头+旋导	2316~3383	40~70	150	13~23	82	28~30	25~33
一开	泥线—盐上	660.4	复合钻头+旋导	2073~2438	40~70	150	6~13	74~88	18~21	76~127
一开	盐膏层	660.4	复合钻头+旋导	2438~3048	260~280	150	40~47	75~88	21~25	38~40
二开	盐膏层	419.1×558.8	PDC钻头+旋导+随钻扩眼工具	3718~5669	170~250	180	47~68	75	34~40	76~96
二开	盐膏层	419.1	复合钻头+旋导	3048~6035	300~350	160	40~54	56	21~28	45~50
三开	盐膏层	469.9×533.4	PDC钻头+随钻扩眼工具	5943~6401	140~250	150~160	54~67			30~38
四开	盐下	250.8×269.9	复合钻头+随钻扩眼工具	7620~8839	130~250	130~180	20~50	30~33	30~35	12~20
四开	盐下	250.8×269.9	复合钻头+随钻扩眼工具	7620~9144	130~250	110~140	25~44	36	27~35	12~54

2.4 双梯度及控压钻井技术

与常规陆上及浅水区域相比,深水钻井面临的地质条件更加复杂。海底地层疏松,使泥线以下浅部地层的地层压力与破裂压力相差不大,应用常规隔水管系统钻进浅层气或裂缝性地层时,易因钻井液安全密度窗口窄而出现井涌、井漏等井下事故复杂,若采用增加套管层次来解决该问题,会导致完井尺寸过小,增加井身结构设计难度^[46]。为此,墨西哥湾万米级特深井广泛采用了双梯度钻井技术,以增大钻井液安全密度窗口、简化套管层次、提高钻井效率和降低钻井成本^[47-52]。

该地区纵向上存在多压力体系,且因地层压力衰竭、裂缝高度发育等导致出现窄压力及负压力窗口,为此,应用了精细控压钻井技术,实现了钻进、起下钻、下套管及固井等作业过程中的井筒压力精细控制,并结合地层压力测量、地层破裂压力试验数据确定地层压力剖面,配合随钻测压(PWD)数据优化水力学模型 ECD 模拟结果,以优化环空加压,解决窄窗口溢漏及井壁失稳等难题^[53-60]。

2.5 钻井提速技术

1) 选用高性能钻头。墨西哥湾万米级特深井钻井普遍采用旋转导向系统钻进,且在保障井身质量前提下通过强化钻井参数实现钻井提速。在提速工具及工艺技术方面,广泛应用了具有吃入深度自适应装置、抗冲击高耐磨非平面齿、混合布齿等创

新设计的 PDC 钻头^[61-64]。与常规 PDC 钻头相比,该钻头的振动幅度更小、破岩效率更高,更适用于强化钻井参数钻进。针对 PDC 钻头钻进泥线以下大段松软地层时振动剧烈、扭矩波动大而导致顶驱憋停、断钻具等井下故障复杂频发、钻头定向能力差等难题,优选应用了 PDC/牙轮复合钻头,有效降低了井下振动强度及扭矩波动幅度,提高了钻头破岩效率,延长了钻头寿命^[65]。

2) 减振破岩提速。采取减振措施来提高破岩效率也是墨西哥湾超深特深井钻井常用的提速技术。一是使用高性能井下减振工具^[66-67];二是钻前开展下部钻具组合动力学仿真模拟,优选钻头、钻具组合及钻井参数^[68-70];三是钻进过程中基于井下振动实时监测评估结果优化钻井参数^[71],以降低井下钻具振动强度,预防钻头先期磨损,延长钻头使用寿命与单趟钻进尺,降低井下仪器失效和钻具断裂风险。

3) 数字化钻井优化技术。随着石油工程技术数字化、智能化转型快速发展,形成了包括钻前优化设计、钻中监测分析与优化、钻后评价的数字化钻井优化技术。该技术融合邻井井史数据、地面实时工程数据和井下随钻测量参数,能够实现钻前钻头优选和钻具组合优化,随钻钻头破岩能耗、井下振动强度、钻柱摩阻扭矩、井眼清洁程度等井下工况实时监测分析,基于监测分析结果采取包含优化

钻井参数、延长循环携岩时间等措施,达到提高钻井机械钻速同时减少井下故障复杂的效果^[43]。

2.6 钻井液技术

受区域地质特征及海上环保要求的限制,墨西哥湾万米级特深井钻井普遍应用合成基钻井液^[72-73],少数高温井应用了油基钻井液^[74-75]。相比于水基钻井液,合成基钻井液能更有效地应对泥页岩、盐膏岩及井下高温带来的挑战,其流变性能受温度压力影响较小,在复杂环境中能够保证井眼清洁的同时,可预防加重材料沉降,降低因流变性能变化导致井眼ECD剧烈波动而诱发的井漏风险^[76]。

为满足墨西哥湾万米级特深井安全钻井需求,研制应用了高性能钻井液井壁稳定材料和纤维堵漏材料,解决了压力衰竭及易漏地层钻进时的井漏难题^[77-79]。为满足合成基钻井液的加重要求,研制应用了微粉化重晶石,确保钻井液流变性能能够同时满足悬浮致密加重剂和低流变性流体控制井下的需求,配合应用控压钻井技术,保障钻进窄密度窗口地层时井眼清洁,同时进一步降低井壁失稳及井漏风险^[80]。

2.7 固井技术

墨西哥湾万米级特深井固井面临泥线以下浅层低温、窄密度窗口、浅层流体(水或气)、压力衰竭及浅层疏松易漏地层、盐膏层、深部高温高压地层等带来的诸多挑战,为此,研制了低密度、泡沫、高密度抗高温、高抗盐等不同性能水泥浆体系,并研究应用了配套水泥浆顶替技术^[81],保障了万米级特深井的井筒完整性。

1)泥线以下低温易漏浅表层普遍采用低密度泡沫水泥浆固井,配合应用高性能低温分散剂,解决了低温条件下水泥浆黏度高、胶凝迟缓及早强的难题^[82-85],同时应用低频、低幅钻井液脉冲固井技术,降低因浅层流体侵入造成的环空带压风险^[86]。

2)根据盐膏层矿物类型、地质年代和溶解速率等参数,采用含不同质量分数KCl或NaCl的高抗盐水泥浆体系进行固井作业^[87]。针对盐膏层蠕变导致的套管挤毁问题,开展了盐膏层、套管及水泥浆相互作用过程、套管承受载荷及失效机理方面的理论及室内试验研究,提出了在水泥浆中添加早强剂,配合应用随钻扩眼、套管扶正器等工具,确保环空水泥浆快速形成具备一定强度的均质水泥环,可有效预防盐膏层蠕变对套管产生非均质载荷而导致的套管失效问题^[88-89]。

3)窄密度窗口地层通常采用控压固井技术,以

解决固井过程中溢漏的难题^[57]。同时,随着数字化、智能化技术的发展,固井设计与施工时也广泛应用水泥浆顶替过程仿真、基于井筒温压场的井筒水力学高精度模拟、基于数字孪生技术的固井过程监测与优化等技术^[90-92]。

2.8 盐底卡层及沥青处理措施

墨西哥湾超深特深油气藏开发需钻穿上覆盐膏层,准确的盐底卡层对于确定套管下深、及时调整合理的钻井液密度、规避井下风险至关重要^[93]。钻前若对盐底位置、盐下地层压力窗口认识不清,钻进盐下地层时易出现严重井漏、溢流及井壁失稳等井下事故复杂,若提前下入套管固井但未能完全封固盐膏层,则下一开次钻进时会出现溢漏同层、缩径卡钻等井下事故复杂,只能被迫再次提前下入套管固井,影响最终完井尺寸。为此,通过收集区块地震、构造、邻井测井及井史等多源数据,开展了待钻井盐底卡层、盐下地层压力窗口预测,对于没有邻井资料的预探井,采用随钻电阻率与伽马数据、随钻地震前探技术(VSP)进行盐底卡层、盐下地层压力预测,也具有较好的效果^[94-95]。

墨西哥湾部分区块盐膏层上部及下部地层中含有沥青(简称沥青层),钻遇沥青层后沥青易流入井眼污染钻井液,若处理不好,很可能会导致填井侧钻甚至全井报废。研究发现,盐上浅层沥青在水平应力作用下多以饼状或湖状分布,深层沥青在上覆地层应力作用下多以垂直或偏斜条状分布。对于浅层沥青,维持钻井液密度接近沥青层破裂压力当量密度,可减少沥青流入井眼,配合尾管/套管钻井,可最大限度提高钻穿沥青层的成功率;对于深层沥青,提高钻井液密度无法有效抑制沥青流入井眼,通常采用侧钻方式避开沥青层^[96-98]。

3 墨西哥湾万米级特深井完井关键技术

为满足墨西哥湾万米级特深井完井测试等需求,BP等公司研发了抗压207 MPa的射孔枪、井下测试压力计等试油测试工具^[99],但受海上钻井平台空间狭小、运输成本高昂、安全环保风险高等因素影响,万米级特深风险探井、评价井极少开展试油测试^[100]。同时,鉴于高昂钻完井成本,万米级特深井普遍采用压裂完井以提高储层产量,单井原油稳定产量超过1 000 t/d^[101-102]。

3.1 完井设计与理念

2011年以前,墨西哥湾已完钻的17口万米级

特深井投资回报率(ROI)为 7%~34%, 其中开发下三叠系 Wilcox 油藏的 8 口井投资回报率仅为 7%~11%。为提高万米级特深油气藏开发的投资回报率, 完井设计时综合考虑储层物性、生产/完井管柱及地面装备承载能力、储层产量衰减、原油价格波动等因素, 以实现最大生产净现值或投资回报率为目标, 对不同完井方案进行压裂、生产、油藏及经济性一体化模拟与评价^[12,103], 在保障完井-生产安全的前提下优选净现值或投资回报率最高的完井方案, 具体设计及优化流程见图 5。

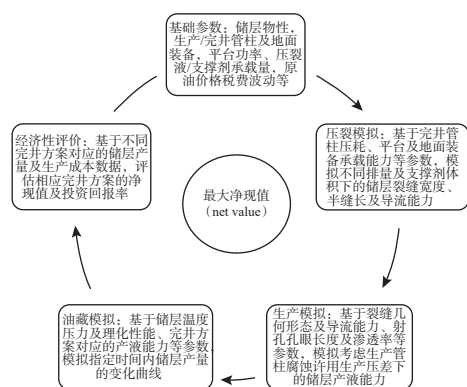


图 5 墨西哥湾万米级特深井完井方案优化设计流程

Fig.5 Optimization design process of completion plan for 10 000-meter ultra-deep wells in Gulf of Mexico

3.2 完井工艺及工具

墨西哥湾万米级特深井的射孔压裂改造储层厚度达到 100~300 m, 完井设计常将储层细分为多个小层, 射孔压裂设计时重点考虑了因管柱移动、射孔爆轰可能造成的完井管柱失效、地层破裂压力高和水力压耗沿程长等挑战, 设计采用大尺寸完井油管、低密度高性能胶黏压裂液, 以及 16/30 目、20/40 目和 30/60 目铝土矿等高强度支撑剂, 以降低压裂过程中完井管柱的水力压耗, 实现大排量储层压裂, 同时地面泵压不超过地面装备承压上限。典型万米级特深井压裂关键参数为: 地面装备承压能力 105 MPa, 完井套管直径 215.9~273.1 mm, 完井管柱为 $\phi 139.7$ mm+ $\phi 114.3$ mm 或 149.2 mm+ $\phi 101.6$ mm 油管, 生产管柱为 $\phi 139.7$ mm+ $\phi 101.6$ mm 油管, 压裂液密度为 1.03~1.48 kg/L, 压裂液排量 3~8 m³/min, 单层支撑剂注入量为 340~450 t。

为提高墨西哥湾下三叠系特深油藏完井作业效率, 哈里伯顿等公司研制应用了多层系一趟钻射孔工具、多层系一趟钻封隔压裂工具^[102,104-106]。设计完井管柱时, 针对高温、高压及含 H₂S 油气井, 优选质量更轻、强度更高的镍合金管柱, 形成了考虑温

度、压力及腐蚀环境对完井管柱强度影响的管柱全生命周期力学模拟与校核方法^[107-109], 实现区域内万米级特深井完井、生产管柱设计与校核。针对特深、高温及高压环境条件下因射孔爆轰压力冲击导致的完井管柱弯曲、断裂及封隔器失效等问题, 研发了射孔爆轰仿真软件、含有可压碎吸能元件的高性能减振器以及低冲击力低碎屑射孔弹, 实现了基于管柱安全性评价的完井管柱设计优化, 同时降低了射孔爆轰对管柱产生的冲击载荷^[110-112]。

4 启示与思考

与墨西哥湾深层特深层油气藏相比, 我国深层超深层油气藏在资源禀赋、地质条件、勘探开发难度等方面存在差异, 且我国陆上万米级特深井在数量、钻井周期、机械钻速及产量等方面差距较大, 万米深地油气资源钻探仍处于探索研究与试验阶段, 仍然存在极端工况超出关键装备、工具仪器、井筒工作液耐受极限, 地层压力体系复杂导致井身结构设计困难, 复杂硬质地层造成高效破岩与综合提速困难, 超高温高压环境中井下工具、钻完井流体及井壁稳定保障困难, 以及超高温高压储层测试改造困难等多重挑战。

基于美国墨西哥湾万米级特深井钻完井实践, 结合我国塔里木、四川等盆地万米深地油气资源钻完井面临的复杂多压力体系、压力窗口窄、高陡构造、巨厚砾石层、超硬强研磨地层、复合盐膏层、超高温、超高压、高地应力、含强腐蚀流体等难题, 从实现我国万米深地油气藏高效勘探开发、助力万米深地钻完井关键技术与装备迭代升级等方面, 进行了以下思考与建议:

1) 加强 15 000 m 智能钻机、超大排量钻井泵、175 MPa 以上特高压井口及配套装备研发, 提高万米深地钻探过程中对井眼超深、管柱超重、井眼清洁、井内超高温高压等难题的应对能力, 保障万米深地钻完井安全。

2) 采用钻井-完井-开发一体化设计理念, 以实现最大开发效益为目标优选完井方案, 根据“套管-井眼”间隙合理的原则, 自下而上一体化设计井身结构, 推荐采用 $\phi 215.9$ mm 及以上大尺寸井眼完井。针对可能钻遇的溢漏同层、地质不确定性等难题, 研发地层三压力高精度预测与风险预警、耐高温抗强震随钻扩眼工具、高钢级膨胀管等关键技术和工具, 形成万米级特深井井身结构优化技术。钻

井设计时主动纳入随钻扩眼+高钢级膨胀管,以实现井身结构拓展和提高溢漏同层等井下恶劣工况的应对能力;主动采用随钻扩眼技术降低井眼ECD,减小井漏风险,预防因井眼缩径导致卡钻。

3)开展上部大尺寸井眼钻头磨损机理、8 000 m以深强研磨地层岩石力学特性及破碎机理研究,研制超硬耐磨材料复合片、大尺寸井眼专用PDC钻头、大尺寸井眼双级钻压自适应钻头、长寿命高耐磨复合钻头、全金属螺杆钻具、长寿命涡轮钻具等系列破岩提速工具,提高全井段机械钻速;研发抗高温传感器、测量控制电路、超高压密封材料等多项仪器与材料,研制耐温200℃随钻工程参数测量系统、垂直钻井系统、智能钻头等,为井下地质工程参数的精准采集和防斜打直提供技术支持;攻关超高温井筒工作液流变性调控、井筒强化及减摩降阻等关键处理剂研制,构建抗温240℃以上的钻井液、水泥浆及完井试油井筒工作液,保障钻井安全、建井质量及完井效率。

4)加强上部大尺寸井眼及超深超长井段钻柱动力学特性、管柱疲劳失效机理、岩屑运移规律、井壁失稳机理等基础理论研究,攻关形成大尺寸井眼及超深超长井段钻柱动力学仿真分析、钻具振动监测与参数优化、高性能减振器、全工况钻柱动态强度校核与疲劳寿命监测预警、井眼清洁监测与高效携砂、工程地质力学与井壁稳定等技术,为万米深井全井段安全高效钻井提供关键技术支持。

5)持续改进提升大尺寸井眼关键装备工具仪器的可靠性和稳定性,积极开展大尺寸井眼“高效钻头+垂直钻井系统+井下动力钻具+随钻扩眼工具+强化钻井参数”日费制钻井提速实践与示范,全面提高大尺寸井眼机械钻速,降低井下事故复杂。

6)攻关175 MPa试油测试关键装备、175 MPa压裂装备、230℃/175 MPa测试工具、240℃/175 MPa多层系一趟钻射孔及压裂完井工具、240℃试油完井液及酸化液体系、超重低摩阻压裂液等,为万米深地油气安全高效测试及储层改造提供技术支持。

5 结束语

为满足深层超深层油气资源勘探开发需求,我国研制了一批关键钻完井工具和处理剂、攻关了系列关键钻完井工艺技术,初步形成了具有自身特色的深井超深井工程技术体系,有力支撑了塔里木盆地库车山前、四川盆地海相碳酸盐岩、新疆准噶尔

盆地南缘、青海柴达木盆地等重点地区深层超深层油气勘探开发。但是,我国目前陆上完钻井深超过9 000 m的特深井仅果勒3C井、蓬深6井、双鱼001-H6井、跃进3-3XC井和塔深5井等5口,钻完井过程中普遍存在钻速低、周期长、井下事故复杂多、成本高等难题,我国万米深地工程技术仍处于起步与探索阶段。为此,基于国外先进的万米级特深井钻完井技术实践与经验,结合我国万米深地油气储层特征及勘探开发需求,提出加快研制15 000 m智能钻机及其配套设备、万米深地钻完井关键工具,开展万米级特深井井身结构优化设计、井壁稳定、井眼清洁和超长钻柱动力学等理论与技术攻关研究,助力形成我国万米深地工程技术体系,实现万米深地油气资源的高效开发。

参考文献

References

- [1] 王兆明,温志新,贺正军,等.全球近10年油气勘探新进展特点与启示[J].中国石油勘探,2022,27(2):27-37.
WANG Zhaoming, WEN Zhixin, HE Zhengjun, et al. Characteristics and enlightenment of new progress in global oil and gas exploration in recent ten years[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(2): 27-37.
- [2] 赵文智,窦立荣.中国陆上剩余油气资源潜力及其分布和勘探对策[J].石油勘探与开发,2001,28(1):1-5.
ZHAO Wenzhi, DOU Lirong. Potential, distribution and exploration strategy of petroleum resources remained onshore China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(1): 1-5.
- [3] 苏义脑,路保平,刘岩生,等.中国陆上深井超深井钻完井技术现状及攻关建议[J].石油钻采工艺,2020,42(5):527-542.
SU Yinao, LU Baoping, LIU Yansheng, et al. Status and research suggestions on the drilling and completion technologies for onshore deep and ultra deep wells in China[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(5): 527-542.
- [4] 汪海阁,黄洪春,毕文欣,等.深井超深井油气钻井技术进展与展望[J].天然气工业,2021,41(8):163-177.
WANG Haige, HUANG Hongchun, BI Wenxin, et al. Deep and ultra-deep oil/gas well drilling technologies: progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 163-177.
- [5] 汪海阁,黄洪春,纪国栋,等.中国石油深井、超深井和水平井钻完井技术进展与挑战[J].中国石油勘探,2023,28(3):1-11.
WANG Haige, HUANG Hongchun, JI Guodong, et al. Progress and challenges of drilling and completion technologies for deep, ultra-deep and horizontal wells of CNPC[J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(3): 1-11.
- [6] WEATHERL M H. GOM deepwater field development challenges at Green Canyon 468 Pony[R]. SPE 137220, 2010.
- [7] 赵阳,卢景美,刘学考,等.墨西哥湾深水油气勘探研究特点与发展趋势[J].海洋地质前沿,2014,30(6):27-32.
ZHAO Yang, LU Jingmei, LIU Xuekao, et al. Oil and gas exploration in deep water area of Gulf of Mexico[J]. Marine Geology Frontiers, 2014, 30(6): 27-32.

- [8] TAYLOR S, HINER M. Permanent borehole seismic in ultra deep offshore appraisal wells[R]. OTC 22580, 2011.
- [9] CUNHA J C, MOREIRA O, AZEVEDO G H, et al. Challenges on drilling and completion operations of deep wells in ultra-deepwater zones in the Gulf of Mexico[R]. SPE 125111, 2009.
- [10] 张兴文. 墨西哥湾盆地深部油气藏地质特征、形成条件及成藏模式 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.
ZHANG Xingwen. Geological characteristics, formation conditions and accumulation models of deep and ultra-deep oil and gas in the Gulf of Mexico Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2021.
- [11] 张兴文, 庞雄奇, 李才俊, 等. 深层—超深层高孔高渗碎屑岩油气藏地质特征、形成条件及成藏模式: 以墨西哥湾盆地为例 [J]. 石油学报, 2021, 42(4): 466–480.
ZHANG Xingwen, PANG Xiongqi, LI Caijun, et al. Geological characteristics, formation conditions and accumulation model of deep and ultra-deep, high-porosity and high-permeability clastic reservoirs: a case study of Gulf of Mexico Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(4): 466–480.
- [12] CHAVEZ M A, GARCIA G A, POGOSON O, et al. Lower tertiary: a fully comprehensive well completion design methodology to overcome reservoir challenges[R]. SPE 165062, 2013.
- [13] 卢景美, 张金川, 严杰, 等. 墨西哥湾北部深水区 Wilcox 沉积特征及沉积模式研究 [J]. 沉积学报, 2014, 32(6): 1132–1139.
LU Jingmei, ZHANG Jinchuan, YAN Jie, et al. Study on depositional characteristics and model of Wilcox in the deep waters of northern Gulf of Mexico[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(6): 1132–1139.
- [14] 何保生, 张钦岳, 冷雪霜. 墨西哥超深水盐下钻井技术及实践 [J]. 中国海上油气, 2021, 33(6): 101–109.
HE Baosheng, ZHANG Qinyue, LENG Xueshuang. Ultra deepwater pre-salt drilling technologies and their practices in Mexico[J]. China Offshore Oil and Gas, 2021, 33(6): 101–109.
- [15] 张星星, 黄小龙, 严德, 等. 墨西哥湾深水岩膏地层钻井实践 [J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(1): 99–102.
ZHANG Xingxing, HUANG Xiaolong, YAN De, et al. Drilling practices of deepwater salt rock stratum in Gulf of Mexico[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(1): 99–102.
- [16] MALDONADO B, ARRAZOLA A, MORTON B. Ultradeep HP/HT completions: classification, design methodologies, and technical challenges[R]. OTC 17927, 2006.
- [17] MATHUR R, SEILER N, SRINIVASAN A, et al. Opportunities and challenges of deepwater subsalt drilling[R]. SPE 127687, 2010.
- [18] KUNNING J, WU Yafei, THOMSON I J, et al. Non-retrievable rotating liner drilling system successfully deployed to overcome challenging highly stressed rubble zone in a GOM ultra-deepwater sub-salt application[R]. SPE 124854, 2009.
- [19] ALI T H, MATHUR R, SHARMA N. Build-to-suit technologies for wellbore construction in deepwater and ultradeepwater Gulf of Mexico[R]. SPE 136840, 2010.
- [20] CHAMAT E, ISRAEL R. Efficient and reliable vertical drilling of top holes with RSS in deepwater GOM[R]. SPE 151395, 2012.
- [21] PRASAD U, ROY CHOWDHURY A, ANDERSON M. Drilling mechanics analysis of record hybrid drill bit runs in Gulf of Mexico salt formation and its correlation with rock-mechanical properties of salt[R]. SPE 195860, 2019.
- [22] UBARU C, THOMSON I, RADFORD S. Drilling and under-reaming in the GOM deepwater ultradeep lower tertiary: history of a record run in the world's deepest oil or gas well[R]. SPE 145259, 2011.
- [23] BARKER J W. Wellbore design with reduced clearance between casing strings[R]. SPE 37615, 1997.
- [24] ROSENBERG S M, GALA D M. Liner drilling technology as a tool to reduce NPT-Gulf of Mexico experiences[R]. SPE 146158, 2011.
- [25] YI Xianjie, CORBIN K, DAVIS J, et al. Solving deepwater GoM pore pressure puzzle: multiple activation reamer eliminates trip prior to running coring bottomhole assembly[R]. SPE 167916, 2014.
- [26] FILIPPOV A, MACK R, COOK L, et al. Expandable tubular solutions[R]. SPE 56500, 1999.
- [27] BULLOCK M, RUZIC N, PEREZ M, et al. High performance solid expandables for deepwater[R]. SPE 170257, 2014.
- [28] TOUBOUL N, WOMBLE L, KOTRLA J, et al. New technologies combine to reduce drilling costs in ultradeepwater applications[R]. SPE 90830, 2004.
- [29] NYLUND J, FLAMING S, MITRUSHI K. Power of design: solid expandable installation sets multiple new records in deepshelf HP/HT well[R]. SPE 128366, 2010.
- [30] CRUZ E J, BAKER R V, YORK P, et al. Mitigating sub-salt rubble zones using high collapse, cost effective solid expandable Monobore systems[R]. OTC 19008, 2007.
- [31] SIDDIQUI A A, KARIMI M. Including enabling technologies in the wellbore construction basis of design: smart strategy to benefit from casing while drilling, open-hole expandable liners, and liner drilling[R]. OTC 24089, 2013.
- [32] WHITSON C D, MCFADYEN M K. Lessons learned in the planning and drilling of deep, subsalt wells in the deepwater Gulf of Mexico[R]. SPE 71363, 2001.
- [33] MOYER M C, LEWIS S B, COTTON M T, et al. Challenges associated with drilling a deepwater, subsalt exploration well in the Gulf of Mexico: Hadrian prospect[R]. SPE 154928, 2012.
- [34] SHAUGHNESSY J, DAUGHERTY W, GRAFF R, et al. More ultra-deepwater drilling problems[R]. SPE 105792, 2007.
- [35] WILLIAMS C, MASON J S, SPAAR J. Operational efficiency on eight-well sidetrack program saves \$7.3 million vs historical offsets in MP 299/144 GOM[R]. SPE 67826, 2001.
- [36] SOARES C, ARMENTA M, PANCHAL N. Enhancing reamer drilling performance in deepwater Gulf of Mexico wells[J]. SPE Drilling & Completion, 2020, 35(3): 329–356.
- [37] ROY CHOWDHURY A, SERRANO R, RODRIGUE W. Pilot bit and reamer matching: real-time downhole data differentiates hybrid drill bit's suitability with concentric reamer in deepwater, Gulf of Mexico application[R]. SPE 194060, 2019.
- [38] EDWARDS H, VAN NOORT R, CLAIRMONT B, et al. Modeling system improves salt drilling technique with concentric reamer/RSS, deepwater GoM[R]. SPE 158920, 2012.
- [39] JELLISON M, CHANDLER R B, LANGDON S, et al. Deepwater and critical drilling with new connection technology: case histories and lessons learned[R]. SPE 133857, 2010.
- [40] ROHLER S A, SANDERS W W, WILLIAMSON R N, et al. Challenges of drilling an ultra-deep well in deepwater: Spa Prospect[R]. SPE 79810, 2003.
- [41] D'AMBROSIO P, PROCHASKA E, BOUSKA R, et al. Cost effective ultra-large diameter PDC bit drilling in deepwater Gulf of Mexico[R]. SPE 163448, 2013.
- [42] RAMIREZ S, AGUILAR R, GONZALEZ L F, et al. Evolution of rotary steerable BHA designs in Mexico offshore: solution to stop multiple drillstring failures in high-vibration environment[R]. SPE

- 138963, 2010.
- [43] DYKSTRA M W, ARMENTA M A, AIN F A M, et al. Converting power to performance: Gulf of Mexico examples of an optimization workflow for bit selection, drilling system design and operation[R]. OTC 29065, 2018.
- [44] CHOWDHURY A R, CALLAIS R, ROTHE M, et al. Mitigating salt and sub-salt drilling challenges using hybrid bit technology in deepwater, Gulf of Mexico[R]. SPE 180342, 2016.
- [45] HAVARD K, DURAIRAJAN B, STITH S, et al. Collaborative bit and reamer design solution for performance drilling in salt and high durability in challenging subsalt interval in one run, deepwater Gulf of Mexico[R]. OTC 29783, 2019.
- [46] 韩天旺. 双梯度钻井条件下深水井身结构设计优化研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
- HAN Tianwang. Optimal design of deepwater well structure with dual gradient drilling technology[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020.
- [47] HARIHARAN P R, JUDGE R A. The economic analysis of a two-rig approach to drill in deepwater Gulf of Mexico using dual gradient pumping technology[R]. SPE 84272, 2003.
- [48] SCHUBERT J J, JUVKAM-WOLD H C, CHOE J. Well-control procedures for dual gradient drilling as compared to conventional riser drilling[J]. SPE Drilling & Completion, 2006, 21(4): 287–295.
- [49] ZIEGLER R, SABRI M S, IDRIS M R, et al. First successful commercial application of dual gradient drilling in ultra-deepwater GOM[R]. SPE 166272, 2013.
- [50] DOWELL J D. Deploying the world's first commercial dual gradient drilling system[R]. SPE 137319, 2010.
- [51] STAVE R. Implementation of dual gradient drilling[R]. OTC 25222, 2014.
- [52] ZIEGLER R. Dual gradient drilling is ready for primetime: the benefits of a retrofit system for better well control, enhanced water depth capability and flat time reduction[R]. OTC 25267, 2014.
- [53] CHUSTZ M J, MAY J, WALLACE C, et al. Managed-pressure drilling with dynamic annular pressure-control system proves successful in redevelopment program on auger TLP in deepwater Gulf of Mexico[R]. SPE 108348, 2007.
- [54] RAMIREZ S, AGUILAR R, HERRERA R, et al. First MPD automated system application in offshore Gulf of Mexico well confirms method, huge benefits[R]. SPE 138907, 2010.
- [55] SAMUEL N, SANTOS H, VALLURI S. First deepwater MPD operation in the Gulf of Mexico: challenges and lessons learned[R]. SPE 180324, 2016.
- [56] HERNANDEZ J, ARNONE M, VALECILLOS J, et al. Using managed pressure drilling and early kick/loss detection system to execute a challenging deepwater completions job in the Gulf of Mexico[R]. SPE 194554, 2019.
- [57] TEOH M, MOGHAZY S, SMELKER K, et al. Managed pressure cementing MPC within a narrow pressure window, deepwater Gulf of Mexico application[R]. SPE 194536, 2019.
- [58] VACZI K, MORALES D, CHIMA C. Implementation of MPD systems in the deepwater Gulf of Mexico to drill highly depleted reservoir sections[R]. SPE 208771, 2022.
- [59] TUCKWELL N, NABIYEV A, PARKER M, et al. MPD during the global pandemic in the Gulf of Mexico: how virtual meetings, planning, and communication facilitated a safe and successful implementation of CBHP MPD[R]. SPE 206392, 2021.
- [60] TUCKWELL N, ARNONE M. Real-time downhole pressure environment determination during managed pressure drilling, tripping, and cementing operations to improve well construction safety standards in deepwater Gulf of Mexico[R]. SPE 210541, 2022.
- [61] ARMENTA M, DYKSTRA M, MUESEL J, et al. Delivering best in class ROP performance by pushing the operational envelope with novel advanced bit designs[R]. SPE 191730, 2018.
- [62] RAHMANI R, OMIDVAR N, HANLEY C. Novel drill bit technology combined with system matcher increases torque efficiency and reduces stick-slip and vibrations[R]. SPE 189671, 2018.
- [63] ROY CHOWDHURY A, SERRANO R, MARTIN B, et al. Self-adaptive depth of cut control technology: a path-breaking approach to address torsional dysfunction and securing drilling performance gain in challenging deepwater Gulf of Mexico well[R]. SPE 191510, 2018.
- [64] RODRIGUE W, CALLAIS R, ROY CHOWDHURY A. Self-adjusting PDC bits reduce drilling dysfunction, increase drilling efficiency in Gulf of Mexico wells[R]. SPE 194128, 2019.
- [65] CHOWDHURY A R, CALLAIS R, RODRIGUE W, et al. Meeting the large-diameter drilling challenges and securing sustainable performance gains using hybrid bit technology in deepwater Gulf of Mexico[R]. SPE 187052, 2017.
- [66] MCCARTHY J, KABBARA A, BURNETT T, et al. Careful planning and application of an asymmetric vibration damping tool dramatically improves underreaming while drilling performance in deepwater drilling[R]. SPE 156164, 2012.
- [67] GAINES M, MORRISON R D, HERRINGTON D. Step change drilling technology modifies drill string dynamics and results in reduced drilling vibrations[R]. SPE 166445, 2013.
- [68] AMORIM D, HANLEY C, LEITE D J. BHA selection and parameter definition using vibration prediction software leads to significant drilling performance improvements[R]. SPE 152231, 2012.
- [69] COMPTON M, VERANO F, NELSON G, et al. Managing downhole vibrations for hole-enlargement-while-drilling in deepwater environment: a proven approach utilizing drillstring dynamics model[R]. SPE 139234, 2010.
- [70] ALGU D R, DENHAM W, NELSON G, et al. Maximizing hole enlargement while drilling (HEWD) performance with state-of-the-art BHA dynamic analysis program and operation road map[R]. SPE 115607, 2008.
- [71] PLUTT L A J, PERE A L, PARDO N O, et al. Achieving improved performance through drilling optimization and vibration management at a GoM development project[R]. SPE 119299, 2009.
- [72] PEREIRA R, CARDOZO J, BOGAERTS M, et al. Use of surfactant in cement slurry to mitigate compatibility with synthetic-based drilling fluids[R]. OTC 27902, 2017.
- [73] DIEFFENBAUGHER J, DUPRE R, AUTHEMENT G, et al. Drilling fluids planning and execution for a world record water depth well[R]. SPE 92587, 2005.
- [74] JAIMES J P, CROY S, BOUGUETTA M, et al. Drilling fluids design and field deployment for the first HTHP deepwater production project in the US Gulf of Mexico[R]. SPE 208668, 2022.
- [75] MCBEE J, EVANS B, UMBHER K. Lessons learned on Gulf of Mexico gas wells drilled with OBM and completed with heavy brine[R]. SPE 109589, 2007.
- [76] VAN OORT E, LEE J, FRIEDHEIM J, et al. New flat-rheology synthetic-based mud for improved deepwater drilling[R]. SPE 90987, 2004.
- [77] CLAPPER D K, SZABO J J, SPENCE S, et al. One sack rapid mix and pump solution to severe lost circulation[R]. SPE 139817, 2011.
- [78] DARUGAR Q A, SZABO J J, CLAPPER D K, et al. Single-sack

- fibrous pill treatment for high fluid loss zones[R]. SPE 149120, 2011.
- [79] VAN OORT E, FRIEDHEIM J, PIERCE T, et al. Avoiding losses in depleted and weak zones by constantly strengthening wellbores[J]. SPE Drilling & Completion, 2011, 26(4): 519–530.
- [80] OAKLEY D, CONN L. Drilling fluid design enlarges the hydraulic operating windows of managed pressure drilling operations[R]. SPE 139623, 2011.
- [81] KAMGANG S, PIERRE A, NEUPANE R, et al. Cement evaluation case studies; application of multiphysics measurements to address different challenges in deepwater Gulf of Mexico environment[R]. OTC 31601, 2022.
- [82] O'LEARY J, FLORES J C, RUBINSTEIN P, et al. Cementing deepwater, low-temperature Gulf of Mexico formations prone to shallow flows[R]. SPE 87161, 2004.
- [83] DIARRA R, BOGAERTS M, ANDREWS H, et al. Low-temperature dispersant improves cement slurry properties in deepwater operations[R]. OTC 27534, 2017.
- [84] FULLER G A, BOLADO D, HARDY F, et al. A Gulf of Mexico case history: benefits of foamed cementing to combat a SWF[R]. SPE 128160, 2010.
- [85] FAUL R, REDDY B R, GRIFFITH J, et al. Next-generation cementing systems to control shallow water flow[R]. OTC 11977, 2000.
- [86] ASLAKSON J, DOHERTY D, SMALLEY E. Preventing annular flow after cementing, one pulse at a time: offshore Gulf of Mexico cement pulsation field results[R]. SPE 94230, 2005.
- [87] VALLEJO V, OLIVARES A, SALINAS D, et al. Ultra deepwater salt zone cementing in Gulf of Mexico wells[R]. OTC 27960, 2017.
- [88] ZHANG Jincai, STANDIFIRD W, LENAMOND C. Casing ultradeep, ultralong salt sections in deep water: a case study for failure diagnosis and risk mitigation in record-depth well[R]. SPE 114273, 2008.
- [89] HUNTER B, TAHMOURPOUR F, FAUL R. Cementing casing strings across salt zones: an overview of global best practices[J]. SPE Drilling & Completion, 2010, 25(4): 426–437.
- [90] BOGAERTS M, CARDOZO J, FLAMANT N, et al. Novel 3D fluid displacement simulations improve cement job design and planning in the Gulf of Mexico[R]. SPE 196077, 2019.
- [91] DOOLY M, SIANIPAR S, RODRIGUEZ F, et al. Overcoming tight annulus cementing design challenges: Gulf of Mexico case study[R]. SPE 189687, 2018.
- [92] CONTRERAS J, BOGAERTS M, GRIFFIN D, et al. Real-time monitoring and diagnoses on deepwater cement barrier placement: case studies from the Gulf of Mexico and Atlantic Canada[R]. OTC 27797, 2017.
- [93] DUSSEAU M B, MAURY V, SANFILIPPO F, et al. Drilling through salt: constitutive behavior and drilling strategies[R]. ARMA-04-608, 2004.
- [94] SALEH S, WILLIAMS K E, RIZVI A. Rubble zone below salt: identification and best drilling practices[R]. SPE 166115, 2013.
- [95] VICEER S, ALBERTIN M L, VINSON G, et al. Improving drilling efficiency using a look-ahead VSP to predict pressure, exiting salt: five Gulf of Mexico examples[R]. OTC 18262, 2006.
- [96] HAN Gang, HUNTER K C, OSMOND J, et al. Drilling through bitumen in Gulf of Mexico: the shallower vs the deeper[R]. OTC 19307, 2008.
- [97] HAN Gang, HUNTER K, RESSLER J, et al. Deepwater bitumen drilling: what happened downhole?[R]. SPE 111600, 2008.
- [98] HAN Gang, OSMOND J, ZAMBONINI J. A \$100MM “rock” : Bitumen in the deepwater Gulf of Mexico[R]. ARMA-09-010, 2009.
- [99] RICH D, ROGERS B, DYSON W, et al. GoM deepwater completions: the devil is in the details[R]. OTC 20399, 2010.
- [100] MILLHEIM K, WILLIAMS T E, YEMINGTON C R. Evaluation of well testing systems for three deepwater Gulf of Mexico (GOM) reservoir types[R]. SPE 145682, 2011.
- [101] SANFORD J R, CORDEDDU C, EDWARDS W J, et al. Subsea slimhole completions in deepwater Gulf of Mexico: case histories[R]. SPE 110359, 2007.
- [102] TECHENTIEN B, GRIGSBY T, FROSELL T. Current state of the one-trip multizone sand control completion system and the conundrum faced in the Gulf of Mexico lower tertiary[R]. OTC 27183, 2016.
- [103] DUSTERHOFT R, STROBEL M, SZATNY M. An automated software workflow to optimize Gulf of Mexico Lower Tertiary Wilcox sand reservoirs[R]. SPE 151754, 2012.
- [104] BURGER R, GRIGSBY T, ROSS C, et al. Single-trip multiple-zone completion technology has come of age and meets the challenging completion needs of the Gulf of Mexico's deepwater lower tertiary play[R]. SPE 128323, 2010.
- [105] TECHENTIEN B, INGRAM S, GROSSMANN A. The future state of completions for the lower tertiary in the Gulf of Mexico[R]. OTC 27203, 2016.
- [106] OGIER K S, HADDAD Z, MOREIRA O, et al. The world's deepest frac-pack completions using a single-trip multi-zone system: a Gulf of Mexico case study in the Lower Tertiary Formation[R]. SPE 147313, 2011.
- [107] 刘岩生, 张佳伟, 黄洪春. 中国深层—超深层钻完井关键技术及发展方向[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 312–324.
LIU Yansheng, ZHANG Jiawei, HUANG Hongchun. Key technologies and development direction for deep and ultra-deep drilling and completion in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 312–324.
- [108] 陈宗琦, 刘湘华, 白彬珍, 等. 顺北油气田特深井钻完井井技术进展与发展思考[J]. 石油勘探技术, 2022, 50(4): 1–10.
CHEN Zongqi, LIU Xianghua, BAI Binzhen, et al. Technical progress and development consideration of drilling and completion engineering for ultra-deep wells in the Shunbei Oil & Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(4): 1–10.
- [109] HAHN D, ATKINS M, RUSSELL J, et al. Gulf of Mexico shelf deep ultra HPHT completions-current technology gaps[R]. SPE 97560, 2005.
- [110] SANDERS W, BAUMANN C E, WILLIAMS H A R, et al. Efficient perforation of high-pressure deepwater wells[R]. OTC 21758, 2011.
- [111] BAUMANN C, BARNARD K, WILLIAMS H. Gunshock risk evaluation when perforating high pressure wells[R]. SPE 159119, 2012.
- [112] BRINDEN M, GAVRIC Z, LE C, et al. Perforating the largest high-pressure wells in the Gulf of Mexico[R]. OTC 26644, 2016.