

Casing Program Optimization & Application of Lian103 Block Conventional Well

Lu Cui¹, Xiaodong Zhang², Siyang Li³, Wenli Luo¹, Xiao Fu¹, Ziqiang Qin²

¹Bohai Drilling Engineering Co. Ltd., Renqiu Hebei

²Nanfang Oil Exploration and Development Cooperation Co. Ltd., Haikou Hainan

³China Petroleum Materials Corporation, Beijing

Email: cuilu01@cnpc.com.cn

Received: Jun. 29th, 2017; accepted: Jul. 15th, 2017; published: Jul. 18th, 2017

Abstract

The Lian103 block is located in Bailian Tectonic belt of Fushan sag. Reservoir buried depth is 2800 m. The average well depth is about 3200 m. Drilling indicated that there were lost circulation, sticking and logging blocking etc in the block. In order to accelerate the construction of productivity, reduce drilling cost of investment, we researched theoretical basis of casing program optimization, analyzed real drilling circumstance of adjacent well, bit personalized optimization, strengthened test of mud etc. Ensuring Geological purpose, we case program optimization, briefly analyze application condition of the three sections well changing in two sections well. In order to drill safety, we shorten drilling cycle, and improve ROP, summarize construction of adjacent well, to carry two steps. It is an important reference for application of similar fault block in Fushan Oilfield.

Keywords

Lian103 Block, Casing Program, Optimize, Drilling Duration, Safety, Speed Investment

莲103断块常规井井身结构优化设计及应用

崔露¹, 张晓东², 李嗣洋³, 罗文丽¹, 付潇¹, 秦自强²

¹渤海钻探工程研究院, 河北 任丘

²南方石油勘探开发有限责任公司, 海南 海口

³中国石油物资公司, 北京

Email: cuilu01@cnpc.com.cn

收稿日期: 2017年6月29日; 录用日期: 2017年7月15日; 发布日期: 2017年7月18日

摘要

莲103断块位于福山凹陷白莲构造带, 油藏埋深2800 m, 平均井深3120 m左右, 钻探表明该区块主要

发生井漏、卡钻及完井电测遇阻等井下复杂事故[1]。为了加快推进产能建设,进一步降低钻井投资成本,剖析井身结构优化设计理论基础[2],总结分析邻井实钻情况、开展钻头个性优选设计及加强钻井液入井材料检测等措施。在保证能够实现地质目的的前提下,针对井身结构优化方案,对将三开井身结构调整二开井身结构的可行性进行了简述,结合施工情况,分两步走实施,确保安全顺利钻井,提高钻井速度,缩短钻井周期,取得了显著效果。对福山油田类似断块推广应用具有重要的参考借鉴意义。

关键词

莲103断块,井身结构,优化,钻井周期,安全,提速,投资

Copyright © 2017 by authors and Hans Publishers Inc.

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

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



Open Access

1. 引言

莲 103 断块位于福山凹陷白莲构造带,勘探含油面积 2.0 km²,油藏埋深 2800 m,油藏幅度 50 m,探明石油地质储量 200 × 10⁴t,预测油层厚度 15 m。先期部署钻探莲 103 井主要钻遇层位分别为第四系、上第三系望楼港组、灯楼角组、角尾组、下洋组,下第三系濠洲组及流沙港组流一段,流一段 2937.1~2946.7 m 测试试油,采用 6 mm 自喷,日产油 18.01 m³,日产气 1066 m³。测井解释评价分析:下第三系流沙港组一段岩性为灰色含砾砂岩,褐灰色、深灰色泥岩,灰色安山岩;砂岩厚度较薄,单层厚度最大 10.0 m,最小 1.0 m,平均为 2.0~5.0 m,电测有效孔隙度 8.7%~17.8%,渗透率 0.15~31.92 × 10⁻³ μm²左右,为中孔、中渗型储集层。

莲 103 断块地表属丘陵地带,对钻井施工环保要求标准高、钻井液废弃物排放规定标准严,主要目的层为流一段,兼探流三段,平均井深为 3500 m 左右。为了提高产出比,节约投资成本,采用丛式井组布井开发,进行整体规划,完善井网,前期设计一个钻井平台,新钻 6 口定向井,对其进行整体评价开发。

2. 莲 103 断块及相邻断块原井身结构简介

莲 103 断块及相邻断块原井身结构设计方案采用三层套管,完钻层位为流一、二及三段,完钻井深为 3060~3898 m,钻头×套管系列为 φ444.5 mm × φ339.7 mm + φ311.2 mm × φ244.5 mm + φ215.9 mm × φ139.7 mm (见表 1)。一开表层套管 φ339.7 mm 下深 200 m 左右封固上部松软地层,安装井口,保证表层套管具有足够能力悬挂技术套管和油层套管悬重[3];二开技术套管 φ244.5 mm 下入濠一段,封隔上部易塌、易漏地层,提高井控风险能力;三开井段采用 φ215.9 mm 钻至完钻井深,下入 φ139.7 mm 油层套管完井。

本套三开井身结构方案属于常规标准配比尺寸,各环节配套技术成熟,易实施[4],针对莲 103 断块开发钻井安全系数也较高。完井后产层采用套管封隔、井控风险低,便于后期的产层进行酸化压裂改造作业。缺点是多采用一层 φ244.5 mm 技术套管,钻井工序增多,作业周期长,整体费用相对偏高。

3. 莲 103 断块及相邻断块已完钻井技术指标及事故复杂统计

3.1. 已完钻井技术指标

莲 103 断块及相邻断块目前已完成 8 口井预探井(见表 2),平均井深为 3529 m,平均钻井周期为 38.35 d,

平均月速为 2452.56 m/台月, 平均机械钻速为 8.27 m/h, 事故复杂时率为 3.58%, 8 口井中 4 口井复杂事故 5 井次, 单井最长事故复杂处理时间为 100.75 h, 平均事故复杂处理为 35 h。

3.2. 事故复杂情况

根据事故复杂情况统计分析, 4 口井复杂事故 6 井次(见表 3), 主要为一开表层井漏, 三开后流二段卡钻。

从地质岩性分析判断, 上部望楼港组、灯楼角组、角尾组、下洋组, 岩性主要以生物碎屑岩、含砾粗砂岩, 粗砂岩, 细砂岩夹绿灰色泥岩为主, 并时伴有玄武岩及贝壳类化石, 钻井过过程易发生井漏; 流二段岩性主要为灰黑色硬脆性泥岩, 钻井过程中易掉块剥落、垮塌。

4. 莲 103 断块井身结构优化及技术措施

4.1. 理论基础分析

井身结构设计主要是依据地层三压力预测剖面及数据、地质岩性剖面、井筒岩石物理化学应力垮塌周期及邻井实钻井下情况等综合因素为原则, 并考虑尽可能降低施工难度, 避免喷、漏、塌、卡等井下复杂情况[5], 保证安全高效钻井, 同时控制和节约钻井成本, 实现地质目的和满足后期采油生产工艺。针对莲 103 断块, 通过采集莲 103 井测井数据(井深、自然伽玛、纵波时差、井径、体积密度), 应用地层压力预测软件声波时差法, 利用莲 103 井流一段实测试油压力数据(井段垂深 2840 m, 实测压力 22.54 MPa)进行校核, 分析地层三压力趋势线, 属于正常压力曲线; 其莲 103 井实测地层破裂压力当量密度 1.45 g/cm³ (层位为溇洲组, 井段垂深 1016 m)。地层三压力预测数据(见表 4)。

Table 1. Early casing program

表 1. 原设计井身结构

开次	钻头尺寸(mm)	套管外径(mm)	套管下深(m)	水泥返高(m)
一开	444.5	339.7	200~220	地面
二开	311.2	244.5	1000~1100	封固段大于 800 m
三开	215.9	139.7	3046~3632	封固段大于全井井深 1/3, 封固段大于 800 m, 水泥返高在油气顶 300 m 以上

Table 2. Technical index analysis

表 2. 技术指标分析表

井数	完钻层位	平均完钻井深(m)	平均钻井周期(d)	平均钻机月速(m/台月)	平均机械钻速(m/h)	纯钻时间(h)	钻井液密度(g/cm ³)
3	流一段	3140	30.51	2707.01	8.83	1066	1.24
1	流二段	3730	32.06	2770	14.18	263	1.26
4	流三段	3771	45.79	2182.34	7.24	2082.33	1.31~1.52

Table 3. Accident complex statistics

表 3. 事故复杂统计

开次	井段	层位	事故、复杂类型	发生井次
一开	60~70	第四系	井漏	3
三开	3200~3470	流二段	卡钻	2
	3715	流三段	完井电测遇阻	1

Table 4. Formation pressure prediction of lian103 block**表 4.** 莲 103 断块地层三压力预测

地层	底界垂深 m	孔隙压力当量密度 g/cm ³	坍塌压力当量密度 g/cm ³	破裂压力当量密度 g/cm ³
灯楼角组	500	1.00~1.01	1.05~1.10	>1.64
角尾组	600	1.00~1.02	1.06~1.10	>1.66
下洋组	940	0.98~1.01	1.03~1.12	>1.69
濶一段	1150	0.99~1.02	1.05~1.14	>1.70
濶二段	2040	0.98~1.02	1.10~1.20	>1.74
濶三段	2620	1.00~1.06	1.10~1.22	>1.79
流一段	3100▽	1.00~1.08	1.11~1.26	>1.82

Table 5. Caliper data analysis of Completed well bore**表 5.** 已完钻井井径数据统计

井号	开次	井眼尺寸(mm)	钻井液		最大井径(mm)	最小井径(mm)	平均井径(mm)	井径扩大率(%)
			体系	密度(g/cm ³)				
莲 103 井	二开	311.2	聚合物	1.08	351 (400 m)	315 (223 m)	336.3	8.05
	三开	215.9	硅基	1.23	330 (1025 m)	190.5 (2100 m)	228.2	5.70
莲 104 井	三开	215.9	聚合物	1.24	272.28 (1125 m)	195.83 (3175 m)	219.28	1.57
莲 5-2x 井	二开	311.2	聚合物	1.08	504.6 (200 m)	308.5 (950 m)	377.4	21.26
	三开	215.9	硅基	1.37	312.7 (1100 m)	197.9 (2350 m)	227.8	5.51

为了确保井身结构优化设计合理性, 保证安全钻进[6], 由于生产需求, 未能开展岩石力学、井壁稳定性研究[7], 只通过对已完钻井径分析(见表 5), 该断块采用聚合物和硅基钻井液体系, 下部井段井眼规则, 井壁稳定。

4.2. 优化方案思路

本着钻井工程投资成本最优的原则, 同时确保钻井安全顺利的前提下, 结合生产实际, 进行了井身结构优化设计方案, 具体执行思路: 第一步是三开制井身结构简化为二开制井身结构($\phi 444.5 \text{ mm} \times \phi 339.7 \text{ mm}$ (下深 400 m) + $\phi 215.9 \text{ mm} \times \phi 139.7 \text{ mm}$), 试钻两口井, 若钻井过程中出现复杂情况, 实施应急预案, 采用 $\phi 311.2 \text{ mm}$ 钻头扩眼钻进至濶洲组后, 下深 $\phi 244.5 \text{ mm}$ 技术套管(福山油田已应用过), 或者填井侧钻; 第二步是试钻两口井无任何井下复杂, 后续施工井二开制井身结构为 $\phi 311.2 \text{ mm} \times \phi 244.5 \text{ mm}$ (400 m) + $\phi 215.9 \text{ mm} \times \phi 139.7 \text{ mm}$, 进一步降低成本。

4.3. 技术措施

1、强化工程管理, 实现责任共担: 为了保证在二开制井身结构前提下, 钻井顺利安全实施, 投资方超前谋划, 加强与施工方沟通, 并进行技术交底, 要求施工各工序紧密衔接, 对特殊地层井段及钻井过程中出现的井下突发工况, 可以采取必要的措施[8]。

2、个性化钻头优选设计: 施工方与钻头厂家加强合作, 针对莲 103 断块地层岩性及邻井钻头使用情况进行分析, 优选 PDC 钻头, 增加单只钻头的行程钻速, 切削齿具有更强抗研磨性, 争取实现“四合一、两趟钻”完钻, 以钻井提速保证井下安全, 减少钻井液浸泡井筒时间[9]。

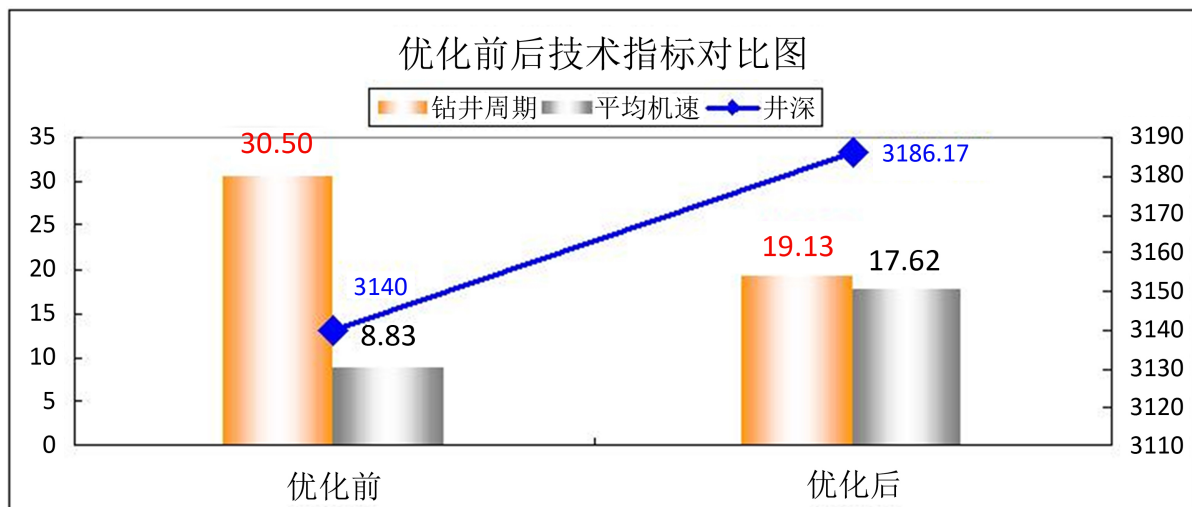


Figure 1. Technical indexes Comparison Before and after optimization

图 1. 优化前后技术指标对比

3、加强现场钻井液入井材料检测：采取第三方检测机制，对钻井承包商钻井液入井材料进行性检验，施工过程中共计检测样品 17 种钻井液材料，其中合格样品 10 种，不合格样品 7 种，样品合格率 58.8%；检测指标 136 项，其中指标合格项 122 项，不合格项 14 项，指标合格率 89.7%。并对钻井液用乳化沥青、低荧光乳化沥青、聚丙烯酰胺干粉及高温高压降滤失剂进行复检。

5. 现场应用及效果分析

优化后的井身结构方案应用于 6 口井，从完井实钻情况看，无任何井下复杂情况，在安全钻井、缩短钻井周期，特别降本增效方面效果显著。为了确保对比的可靠性，采用同完钻层位井对比分析。

5.1. 提速效果

该断块完钻层位为流一段井共完成 4 口井，总进尺 12,744 m，平均完钻井深为 3186 m (见图 1)，相比优化前井深多 46.17 m；平均钻井周期 19.13 d (见图 1)，相比优化前缩短了 11.38 d，提高了 37.3%；平均月速由 2452.56 m/台月提高到 3920 m/台月；平均机械钻速为 17.62 m/h (见图 1)，相比优化前机速提高了 99.5%。测井数据分析井径平均扩大率为 11.62%。其中优选 $\phi 215.9$ mm PDC 钻头 S1655FGA2，井段为 600~2265.32 m，进尺 1665.32 m，纯钻时间 139 h，机速 22.23 m/h。

5.2. 经济效益

通过井身结构优化，主要节省技术套管用量及固井费用，套管头、缩短钻井周期等，从投资方角度考虑成本计算，单井大概节约成本为 770,607.20 元。从目前断块整体节约投资概算，以莲 103 断块整体已完钻井 6 口井次计算，大概共节约投资成本为 4,623,643.20 元。经济性显著。

6. 结论及认识

(1) 对于常规井，地层压力预测趋势属正常压力曲线，井身结构优化设计很大程度上取决于对所钻区地质岩性的认识程度、相邻已完钻井实钻情况的深入分析，可不必开展针对岩石力学、井壁稳定性的研究。

(2) 应用优化的井身结构后，减少了套管用量，缩短了钻井周期，加快了油田产能建设进度，同时大幅节约钻井投资成本，提高效率，经济性高，对于类似断块可以推广应用。

参考文献 (References)

- [1] 郭南舟, 张伟, 王国斌. 非常规井身结构在准噶尔南缘超深井的应用[J]. 钻采工艺, 2014, 37(2): 23-25.
- [2] 郑有成, 刘素君, 常洪渠. 再论采用非常规套管程序改进深井超深井井身结构设计[J]. 钻采工艺, 2010, 33(3): 1-3.
- [3] 杨玉坤. 非常规套管系列井身结构设计技术现状与在准噶尔盆地应用前景[J]. 钻采工艺, 2005, 28(2): 1-3.
- [4] 刘伟, 蒋祖军, 李丽. 元坝超深水平井井身结构设计与应用[J]. 石油规划设计, 2012, 23(2): 29-32.
- [5] 程万, 郭锐, 赵丁楠. 井身结构安全评价技术研究与应用[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(3): 122-126.
- [6] 郑有成, 钱浩东, 常洪渠. 关于采用非常规套管程序改进四川深井井身结构设计的探讨[J]. 钻采工艺, 2008, 31(1): 7-11.
- [7] 牛達, 曹杉杉, 苗向阳. 井身结构设计不确定因素分析[J]. 广东化工, 2013, 40(23).
- [8] 张向前, 王军平, 太金鱼. 莫 116 井区优化井身结构安全提速钻井技术[J]. 新疆石油科技, 2012, 22(4): 1-5.
- [9] 陈明, 冯希忠, 于承明. 普光气田大湾区块井身结构优化设计[J]. 天然气勘探与开发, 2011, 34(3): 66-68.

期刊投稿者将享受如下服务:

1. 投稿前咨询服务 (QQ、微信、邮箱皆可)
2. 为您匹配最合适的期刊
3. 24 小时以内解答您的所有疑问
4. 友好的在线投稿界面
5. 专业的同行评审
6. 知网检索
7. 全网络覆盖式推广您的研究

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: me@hanspub.org