

元坝气田大尺寸非标准尾管固井技术

蒲洪江¹, 张林海², 侯跃全², 周小飞¹, 刘 建²

(1. 中国石化西南油气分公司元坝气田开发建设项目部, 四川阆中 637400; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘 要:为解决元坝气田开发井三开技术尾管安全下入和提高封固质量的技术难点,在分析总结元坝气田陆相地层固井技术难点的基础上,根据套管悬重与悬挂器坐挂后的过流面积选择合理的非标准尾管悬挂器,确定了尾管悬挂器的性能参数;根据固井防气窜与提高固井质量的要求,选择了合适的水泥浆与前置液体系;为保证套管安全下入和提高水泥环胶结质量,制定了针对性的通井、承压及循环洗井等井眼准备措施;为提高水泥浆顶替效率,设计了合理的入井管串结构与固井工艺措施,形成了可以提高陆相复杂地层固井质量的综合固井技术。该技术在元坝气田现场应用后,固井质量合格率达 100%,优质率达 54.5%。研究结果表明,大尺寸非标准尾管固井技术可以解决元坝气田陆相地层的固井技术难点。

关键词:固井 下套管 尾管悬挂器 元坝气田 元坝 29-1 井

中图分类号:TE256⁺.4 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2014)04-0064-05

Large Size Nonstandard Liner Cementing Technique in Yuanba Gas Field

Pu Hongjiang¹, Zhang Linhai², Hou Yuequan², Zhou Xiaofei¹, Liu Jian²

(1. Department of Yuanba Gas Field Development and Construction Project of Sinopec Southwest Oil Gas Company, Langzhong, Sichuan, 637400, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: In order to solve the difficulties of running casings safely and increasing the cement quality of liners in Yuanba Gas Field, on the basis of analyzing the factors affecting the cementing quality, the parameters of hanger are confirmed by casing weight and flow area; the performances of cement slurry and ahead fluid are optimized to satisfy the requirements of preventing gas breakthrough in cementing and increase the cementing quality. Besides, the borehole preparation is strengthened, including running gauge cutter, pressuring and cleaning well. In order to improve the efficiency of displacing, the specific string structure and the technologic measures for cementing are designed. Consequently, the qualification rate rises to 100% and the high quality rate reaches 54.5%. The technology has successfully solved the difficulties of cementing technology from continental facies in Yuanba Gas Field.

Key words: cementing; casing running; liner hanger; Yuanba Gas Field; Well Yuanba 29-1

元坝气田是一个海相和陆相多层系叠合的大型气田,其陆相地层垂深一般在 3 200.00~5 400.00 m,海相地层垂深一般在 6 700.00~7 100.00 m。开发井采用五开井身结构,其三开井段要封隔下沙溪庙至须家河组的陆相地层,在 $\phi 14.1$ mm 井眼中下入 $\phi 282.6$ mm (或 $\phi 282.6$ mm + $\phi 273.1$ mm) 或 $\phi 279.4$ mm (或 $\phi 279.4$ mm + $\phi 273.1$ mm) 无接箍厚壁

技术尾管,固井工艺采用尾管悬挂固井封固裸眼段后

收稿日期:2013-12-16; **改回日期:**2014-06-17。

作者简介:蒲洪江(1964—),男,四川盐亭人,1987年毕业于西南石油学院钻井工程专业,2007年获西南石油大学石油与天然气工程硕士学位,高级工程师,主要从事含硫气井钻完井工程技术管理及相关复杂问题的技术研究工作。

联系方式:(0817)6274915, puhongjiang@163.com。

再回接套管至井口。其尾管段主要封固 3 050.00~5 400.00 m 井段, 封固段长 2 000.00 m 以上, 存在环空间隙小、套管下入困难、循环摩阻大及固井防窜、防漏和压稳共存等难题^[1-2]。目前, 国内外其他区块针对这种复杂井况一般设计多开次井身结构, 缩短封固段长度, 降低固井难度; 同时, 其他区块气层压力系数较低, 钻井液性能调控容易, 对下套管与固井影响较小^[3-4]。笔者对元坝气田的大尺寸长尾管固井技术进行了研究^[5-6], 形成了提高元坝气田 $\phi 14.1$ mm 井眼固井质量的综合固井技术, 解决了元坝气田大尺寸非标准尾管固井技术难题, 确保了元坝气田陆相复杂地层的固井质量, 满足了四开海相地层继续钻进的要求。

1 三开陆相地层主要固井难点

1.1 封固段地层复杂

下沙溪庙组至须家河组的陆相地层存在井眼稳定性差、井壁坍塌严重等复杂情况。地层压力梯度自上而下在 1.75~2.37 MPa/100m 内分布, 自流井组和须家河组地层存在高压裂缝气层, 为压稳气层, 钻井液密度甚至达到地层漏失压力当量密度, 导致固井施工时安全密度窗口窄, 压稳与防漏矛盾突出。

1.2 封固段长、环空间隙小, 下套管风险大

元坝气田 $\phi 14.1$ mm 井眼的平均井径扩大率一般为 5%~7%, 套管尺寸一般为 $\phi 282.6$ mm (或 $\phi 282.6$ mm + $\phi 273.1$ mm) 或 $\phi 279.4$ mm (或 $\phi 279.4$ mm + $\phi 273.1$ mm), 裸眼段环空间隙较小。

考虑到大尺寸井眼椭圆度较大, 短径方向的间隙可能更小, 增大了下套管的风险。另外, 尾管段长度超过 2 000.00 m, 长封固段不仅使套管下入困难, 还增大了循环摩阻、限制了循环排量, 不能有效清洗井眼, 导致顶替效率低和胶结质量差^[7-8]。同时, 由于封固段长, 水泥浆上下温差大, 可能影响上部水泥浆强度的发展。

1.3 油气显示活跃, 井控及压稳风险大

须家河组地层存在高压气层和不稳定地层, 气层显示活跃, 压稳困难, 易发生环空气窜^[9-10]。如元坝 10-1H 井用密度为 2.05 kg/L 的钻井液钻至井深 4 369.58 m 时发生溢流; 套管下至设计井深后钻

井液入井和返出密度差达 0.16 kg/L。这样的井况不仅增大了井控风险, 对固井压稳也提出了挑战。

1.4 高密度钻井液不利于水泥浆顶替

元坝气田主要采用钾离子聚磺防塌防卡钻井液钻进陆相地层, 钻井液密度普遍大于 2.00 kg/L, 最高 2.50 kg/L。由于钻井液密度高, 固相含量高, 循环摩阻大, 井眼难以实现高效清洗, 造成水泥浆顶替效率低^[11-12]。同时, 元坝气田由于陆相地层油气显示活跃, 固井前的钻井液密度甚至接近地层漏失压力当量密度, 水泥浆密度选择范围较小。

1.5 不能安放套管扶正器, 套管居中无保障

因井眼因素全部使用无接箍套管, 为了能安全下入套管, 考虑裸眼段不安放套管扶正器, 仅在重叠段加入少量扶正短节或扶正器, 导致裸眼段的套管居中度无法保证, 影响固井顶替效率^[9,13]。

1.6 尾管载荷大, 对尾管悬挂器性能要求高

由于元坝地区所使用的尾管为非标准尾管, 国内外与该尺寸尾管相对应的尾管悬挂器极少。同时, 悬挂尾管长 2 000.00 m 以上, 累计重量超过 2 200 kN, 浮重达 1 500 kN 以上, 尾管悬挂器负荷大, 对其悬挂能力要求高。另外, 上层套管内径为 320.4 mm, 如采用常规管串结构, 悬挂器本体外径最大处与上层套管环空间隙较小, 悬挂器坐挂后过流面积变小, 导致循环压力增加, 影响水泥浆的顶替效率^[14]。

2 大尺寸、非标准尾管固井技术

2.1 大尺寸非标准尾管悬挂器选型

综合考虑尾管悬挂器的负荷能力、坐挂后的过流面积等因素, 德州大陆架公司的 SSX-C 型大尺寸尾管悬挂器具有承载能力大、过流面积大的特点 (见图 1), 因此选择该尾管悬挂器进行固井施工。

该尾管悬挂器的结构特点为: 1) 采用卡瓦和锥套侧面承载的方式, 改变卡瓦和锥套间挤压力的方向, 减小了锥套所受的径向力; 2) 侧面承载结构可以增大卡瓦的长度, 减小卡瓦和套管间的接触应力, 可避免外层套管的应力集中; 3) 坐挂机构采用无推杆连接方式, 入井期间卡瓦藏于锥套内, 提高了尾管悬挂器的入井安全性; 4) 对过流面积重新设计, 并增加

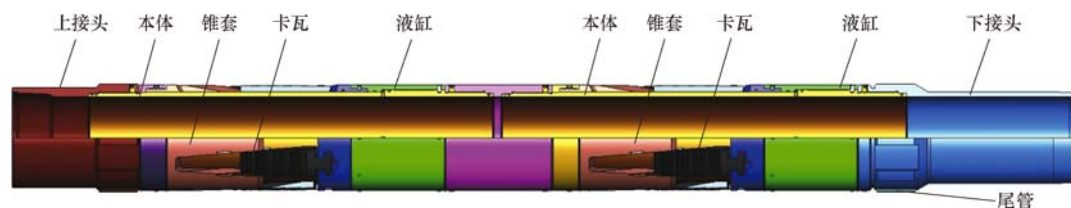


图1 SSX-C型尾管悬挂器结构

Fig. 1 Structure of type SSX-C liner hanger

了内循环通道,使坐挂后的过流面积明显增大。实际计算表明,尾管悬挂器坐挂前的环空过流面积为 102.7 cm^2 ,坐挂后为 92.9 cm^2 ,可以看出尾管悬挂器坐挂以后的环空过流面积减小得很小,有利于降低循环压耗,提高顶替效率。该尾管悬挂器的悬挂能力达到 $3\,500 \text{ kN}$,可以满足施工要求。

2.2 井眼准备措施

为模拟套管串的刚度,采用3稳定器通井钻具组合进行通井和模拟下套管,通井钻具组合: $\phi 314.1 \text{ mm}$ 钻头+ $\phi 228.6 \text{ mm}$ 钻铤 $\times 1$ 根+稳定器+ $\phi 228.6 \text{ mm}$ 钻铤 $\times 1$ 根+稳定器+ $\phi 228.6 \text{ mm}$ 钻铤 $\times 1$ 根+稳定器+钻柱,稳定器至少有一个直径不小于 310.0 mm ,最小通井稳定器直径不小于 306.0 mm ,该钻具组合保证了通井钻具的刚性大于套管刚性。对起下钻遇阻及缩径井段进行重复划眼,以保证套管顺利下至设计位置。

套管下至设计井深后,充分循环洗井,排量不低于固井施工时的最高施工排量,确保井眼干净畅通,无漏失,无垮塌。对比不同循环情况对固井质量的影响(表1),发现循环洗井3周以上有利于提高水泥环界面的胶结质量。

表1 循环情况对固井质量的影响

Table 1 The effect of cycle time on cementing quality

井号	循环情况	测井界面	固井质量		
			优良率, %	合格率, %	不合格率, %
29-1	循环3周以上	第一界面	88.02	96.66	3.34
		第二界面	87.95	96.37	3.63
10-1H	循环3周以上	第一界面	43.40	100	0
		第二界面	94.80	100	0
204-1H	循环0.5周	第一界面	26.80	73.80	26.20
		第二界面	30.90	71.70	28.30

2.3 隔离液与水泥浆性能设计

2.3.1 隔离液性能设计

由于环空间隙较小,尾管均采用无接箍套管,不

能安放套管扶正器,无法保证套管居中度,需要对隔离液性能进行优化^[8],隔离液流变参数的设计范围为:稠度系数 $0.1 \sim 0.4 \text{ Pa} \cdot \text{s}^n$,流性指数 $0.6 \sim 0.8$ 。在改善隔离液流变参数的基础上,还需要配套相应的技术措施,确保顶替效率的提高,主要包括:钻井液、隔离液和水泥浆之间自低到高应有不小于10%的密度差,三者之间自低到高应有不小于10%的切力差,隔离液量注入量不少于 15 m^3 ,即占环空的长度大于 500 m 。

2.3.2 水泥浆性能设计

元坝地区油气显示层位多,气层活跃,入井水泥浆密度较高,水泥浆在候凝过程中若发生失重易导致气窜,所以采用双凝水泥浆。以膨胀水泥浆作为领浆封固非油气层显示段(若领浆封固段也有油气显示,则选用膨胀防气窜水泥浆),膨胀防气窜水泥浆作为尾浆封固主要油气显示段。水泥浆性能要求:密度比钻井液密度高 0.12 kg/L ;初始稠度 $\leq 25 \text{ Bc}$;流动度 $\geq 18 \text{ cm}$;API滤失量 $\leq 50 \text{ mL}$;自由液为0;上下密度差小于 0.02 kg/L ;领浆稠化时间在施工时间基础上附加 $60 \sim 120 \text{ min}$,尾浆稠化时间在施工时间基础上附加 $60 \sim 90 \text{ min}$;领、尾浆稠化过渡时间 $\leq 30 \text{ min}$;膨胀防气窜水泥浆的防气窜性能系数(SPN) ≤ 3 ;领浆72 h顶部抗压强度 $\geq 7 \text{ MPa}$,尾浆48 h抗压强度 $\geq 14 \text{ MPa}$ 。

3 现场应用

元坝气田开发井采用大尺寸非标准尾管固井技术已完成陆相地层尾管固井11井次,固井质量合格率100%,其中优质率54.5%,基本克服了元坝气田的固井技术难点,固井质量可以满足四开继续钻进要求。

元坝29-1井是元坝气田的一口开发井,该井陆相地层为 $\phi 314.1 \text{ mm}$ 井眼,采用 $\phi 282.6 \text{ mm}$ 技术尾管封固 $3\,143.00 \sim 5\,210.50 \text{ m}$ 井段,封固段长

2 067.50 m;固井前钻井液性能:密度 2.07 kg/L,初切力 10.5 Pa,终切力 23.0 Pa,动切力 21.0 Pa,塑性黏度 46 mPa·s,含油 2%。该井油气显示达 80 层;同时在钻进过程中存在 4 个漏失层位,发生井漏 5 次,共漏失钻井液 1 650 m³,划眼过程中还发生 2 次井壁失稳,井况十分复杂。该井电测井径最大 398.83 mm,井径最小 307.25 mm,平均为 330.9 mm,平均井径扩大率为 5.4%。

该井的三开通井钻具组合为 $\phi 14.1$ mm 钻头 + $\phi 28.6$ mm 钻铤 $\times 1$ 根 + $\phi 310.0$ mm 稳定器 + $\phi 28.6$ mm 钻铤 $\times 1$ 根 + $\phi 308.0$ mm 稳定器 + $\phi 28.6$ mm 钻铤 $\times 1$ 根 + $\phi 306.0$ mm 稳定器 + 钻杆,保证了通井钻具刚性不低于套管刚性。通井过程中,对起下钻遇阻及缩径井段进行了重复划眼,保证了套管顺利下至设计位置。

该井钻进过程中在须家河组多次发生漏失,漏失地层断层裂缝较发育,前 3 个漏失层位采取在钻井液中加入桥接堵漏材料的方法成功封堵;最后 1 个漏失层位于 4 892.27~4 892.92 m 井段,采用水泥塞成功封堵;下套管前井内未出现漏失。由于钻进过程中漏失层位较多,为防止下套管及固井过程中发生井漏,下套管前用 2.10 kg/L 的钻井液以 45 L/s 的排量循环两周,未发生井漏。下完套管后发生井漏,在钻井液中加入桥接堵漏材料、以 0.8~1.5 m³/min 排量循环堵漏 22 h 后仍存在渗漏,漏速 1.5~2.0 m³/h,考虑到井下情况复杂,提前进行固井施工。

管串结构为加长浮鞋 $\times 1.01$ m + 套管 $\times 10.03$ m + 浮箍 $\times 0.26$ m + 套管 $\times 19.24$ m + 浮箍 $\times 0.26$ m + 套管 $\times 21.28$ m + 球座 $\times 0.36$ m + 套管串 + 悬挂器 + 送入钻具,下塞长度为 52.44 m。设计重叠段每 4 根无接箍套管加一只扶正短节,重叠段套管居中度为 45%。

该井的领浆和尾浆均采用具有较好流变性能和防气窜能力的膨胀防气窜水泥浆,配方为:嘉华 G 级水泥 + 75.0%加重剂 + 2.0%防气窜剂 + 2.0%膨胀剂 + 4.0%降滤失剂 + 1.2%分散剂 + 缓凝剂,领、尾浆的稠化时间通过调整缓凝剂加量进行调节。领浆性能为:密度 2.25 kg/L,流动度 21 cm,API 滤失量 40 mL,自由液 0,初始稠度 18 Bc,稠化过度时间 3 min,稠化时间 426 min;流性指数 0.62,稠度系数 1.61 Pa·sⁿ,防气窜性能系数为 0.53;72 h 顶部抗压强度 15.7 MPa,48 h 抗压强度 20.5 MPa。尾浆性能为:密度 2.25 kg/L,流动度 21 cm,API 滤失量

42 mL,初始稠度 21 Bc,稠化过度时间 5 min,稠化时间 252 min;流性指数 0.62,稠度系数 1.60 Pa·sⁿ,防气窜性能系数 1.22,48 h 抗压强度 17.8 MPa。领、尾浆都具有较好的流变性能和防气窜能力,水泥浆的综合性能满足防气窜要求。

该井固井地面施工正常,注入先导浆 40 m³(密度 2.07 kg/L),隔离液 12 m³(密度 2.20 kg/L),领浆 35 m³(平均密度 2.23 kg/L)、尾浆 43 m³(平均密度 2.25 g/cm³),注浆排量 1.1~1.2 m³/min,泵压 6~1 MPa;替浆 134.5 m³,替浆排量 1.3~1.5 m³/min,泵压 2~12 MPa。替钻井液过程中漏失水泥浆 5 m³,替浆到量后未碰压,放回水后检查回压阀密封良好,起钻 10 柱后以 2.0 m³/min 的排量循环 2 周,由于固井前存在漏失现象,故循环干净后直接关井候凝。

该井封固井段长 2 067.50 m,其中固井优良段长 1 819.00 m,优良率 87.98%,合格段长 1 993.00 m,合格率 96.40%,固井质量综合评价为优质。

4 结论及认识

1) 通过对井眼准备、悬挂器性能参数选择以及固井工艺技术的研究,形成了一套提高元坝气田开发井 $\phi 14.1$ mm 井眼固井质量的综合固井技术,解决了元坝气田开发井陆相地层的固井技术难题。

2) 严格的通井措施和充分的井眼准备是保证大尺寸非标准尾管顺利下入和安全固井的必要条件,套管下至设计井深后,循环洗井 3 周以上,有利于提高固井质量。

3) 对水泥浆体系进行优化设计,使隔离液密度大于钻井液密度,隔离液注入量占环空高度大于 500 m,可以提高顶替效率。

参 考 文 献

References

- [1] 刘汝山,曾义金. 复杂条件下钻井技术难点及对策[M]. 北京: 中国石化出版社,2005:108-120.
Liu Rushan, Zeng Yijin. Difficulties and countermeasures under the condition of complex drilling technical[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2005:108-120.
- [2] 陈济峰,李根生,万立夫. 川东北地区钻井难点及对策[J]. 石油钻探技术,2009,37(6):48-52.
Chen Jifeng, Li Gensheng, Wan Lifu. Challenges and measurements of drilling in Northeast Sichuan[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(6): 48-52.
- [3] 王春江,杨玉坤,翟建明. 普光“三高”气田安全钻井技术[J]. 石

- 油钻探技术, 2011, 39(1): 12-17.
- Wang Chunjiang, Yang Yukun, Zhai Jianming. Safe drilling techniques applied in Puguang HPHT sour gas field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(1): 12-17.
- [4] 李真祥, 王瑞和, 高航献. 元坝地区超深探井复杂地层固井难点及对策[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(1): 20-25.
- Li Zhenxiang, Wang Ruihe, Gao Hangxian. Technical challenges arising from cementing ultra deep wells in Yuanba Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(1): 20-25.
- [5] 高航献. 元坝地区复杂尾管固井难点与对策[J]. 天然气技术, 2010, 4(4): 27-30.
- Gao Hangxian. Difficulties and countermeasures for complex liner cementing in Yuanba Area[J]. Natural Gas Technology, 2010, 4(4): 27-30.
- [6] 周仕明, 丁士东, 桑来玉. 西部地区复杂深井固井技术[J]. 石油钻探技术, 2005, 33(5): 83-87.
- Zhou Shiming, Ding Shidong, Sang Laiyu. Cementing techniques for complex deep wells in West Area, China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(5): 83-87.
- [7] 牛新明, 张克坚, 丁士东, 等. 川东北地区高压防气窜固井技术[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(3): 10-15.
- Niu Xinming, Zhang Kejian, Ding Shidong, et al. Gas migration prevention cementing technologies in Northeast Sichuan Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(3): 10-15.
- [8] 周仕明, 李根生, 方春飞. 元坝地区 $\phi 146.1$ mm 尾管固井技术难点与对策[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(4): 41-44.
- Zhou Shiming, Li Gensheng, Fang Chunfei. Difficulties and countermeasures for $\phi 146.1$ mm liner cementing in Yuanba Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(4): 41-44.
- [9] 刘崇建, 黄柏宗, 徐同台, 等. 油气井注水泥理论与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001: 316-317.
- Liu Chongjian, Huang Baizong, Xu Tongtai. Theory and application for oil and gas well cementing[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 316-317.
- [10] 张宏军. 深井固井工艺技术研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(5): 44-48.
- Zhang Hongjun. Deep well cementing technology research and application[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(5): 44-48.
- [11] 屈建省, 许树谦, 郭小阳. 特殊固井技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 44-140.
- Qu Jiansheng, Xu Shuqian, Guo Xiaoyang. Special cementing technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 44-140.
- [12] 周仕明, 李根生, 初永涛. 防气窜固井分段设计方法[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 52-55.
- Zhou Shiming, Li Gensheng, Chu Yongtao. Sectional design for anti-gas channeling cementing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 52-55.
- [13] 李铁成, 周仕明. 普光气田整体固井工艺技术[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(1): 78-82.
- Li Tiecheng, Zhou Shiming. Overall cementing technology for Puguang Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(1): 78-82.
- [14] Q/SH 0014—2009 川东北天然气井固井技术规范[S].
- Q/SH 0014—2009 Cementing specification for gas well in the Northeast of Sichuan[S].

[编辑 滕春鸣]

本刊聘请美国学者 Susan Smith Nash 博士担任兼职英文编辑

提高国际知名度与影响力, 是《石油钻探技术》“具有国际影响力的杰出中文学术期刊”发展目标的重要组成部分, 也是近期期刊工作的重点。为此, 编辑部在调研国内多家 Ei 收录期刊的基础上, 结合自身情况提出了“三步走”的期刊国际化工作计划。该计划的第一步, 也是关键环节, 是加强英文编校质量、拓宽约稿渠道及对外交流宣传渠道。为此, 在院领导的大力支持下, 决定聘任美国学者 Susan Smith Nash 女士为兼职英文编辑。

聘任的 Susan Smith Nash 女士, 1981 年毕业于美国俄克拉荷马大学地质专业, 1989 年和 1996 年先后获得俄克拉荷马大学英语文学专业硕士、博士学位, 现为美国石油地质学家协会 (American Association of Petroleum Geologists, AAPG) 的培训和职业发展促进部经理, 主要负责页岩油气等非常规会议的组织和筹划, 项目发展规划、教育及职业培训, 提供教育、能源、出版、制造业方面的咨询服务。Nash 博士曾担任 Oklahoma Geological Survey 编辑, 热心于科技期刊编辑出版事业。

Nash 博士加入《石油钻探技术》编辑团队, 不但增强了编辑力量, 而且对于提高期刊知名度、扩大国际影响力, 顺利进入 SCI、Ei、Scopus 等国际著名数据库, 最终实现期刊发展目标, 必将起到重要的促进作用。