

油田老区复杂地层长效防窜固井技术研究

邵新超¹, 刘长江², 王彪²

(1. 河南柯良科技有限公司, 河南 郑州 450006; 2. 河南省新星新材料科技有限公司, 河南 郑州 450006)

摘要: 油田老区经长期注水、注聚开发, 在多压力系统并存、油水层交错、聚合物污染、地层水侵的复杂工况影响下, 固井水泥环完整性及层间密封长效性不足, 油井无法直接投产或投产后层间窜流频发, 严重制约老油田剩余油精细挖潜与长期稳产。为此, 首先开展地层水侵、聚合物污染、虚泥饼滞留、顶替窜槽的实验与机理分析, 明确主控因素, 提出长效防窜固井关键技术对策; 优选纳米液硅、触变剂, 优化防窜参数, 开发高效防水窜水泥浆体系; 基于渗透溶胀和机械冲刷协同机制, 开发双效复合冲洗液; 确定有效防窜的环空压差标准(3~7 MPa), 开发可调密度加重隔离液, 设计压力补偿方法, 建立全程压稳防窜技术; 配套泥饼高效清除、关键层位强化居中等措施, 形成复杂地层长效防窜固井技术。结果表明, 某东部老油田一、二界面固井优质率大幅提升, 薄隔层、水淹层等层段固井合格率由不足60%提升至100%, 油井投产率由85%提升至100%, 有效解决了油田老区水泥环长效密封不足的难题, 为同类老油田分层细分开发提供了技术参考。

关键词: 地层水侵; 聚合物污染; 固井水泥环; 纳米液硅; 防窜固井; 前置液; 全程压稳防窜

中图分类号: TE256 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2026)05-0169-09

Research on long-term anti-channeling cementing technology for complex formations in mature oilfield areas

SHAO Xinchao¹, LIU Changjiang², WANG Biao²

(1. Henan Keliang Technology Co., Ltd., Zhengzhou Henan 450006, China; 2. Henan Xinxing New Material Technology Co., Ltd., Zhengzhou Henan 450006, China)

Abstract: After long-term waterflooding and polymer injection development, the mature oilfield are subjected to the complex working conditions including coexisting multi-pressure systems, interleaved oil and water layers, polymer contamination and active formation water invasion, as a result, the integrity of the cement sheath and the long-term inter-zonal sealing performance were insufficient, and the oil wells cannot be put into production directly, or inter-zonal channeling frequently occurs after production, which severely restricts the fine exploration of remaining oil potential and long-term stable production in mature oilfields. In view of this, firstly, experiments and mechanism analysis are carried out on formation water invasion, polymer contamination, residual false mud cake, and displacement channeling to identify the main controlling factors and propose key technical countermeasures for long-term anti-channeling cementing. Nano-silicon fluid and thixotropic agent were selected, anti-channeling parameters were optimized, and an efficient water anti-channeling cement slurry system was developed. Based on the synergistic mechanism of permeation swelling and mechanical erosion, a dual-effect composite flushing fluid was developed. The effective anti-channeling annular pressure difference standard was determined to be 3~7 MPa, and an adjustable density heavyweight spacer fluid was developed, a pressure compensation method was designed, and a full-process pressure stabilization and anti-channeling technology was established. Supporting measures such as efficient mud cake removal and enhanced centralization of key layers were implemented to form a long-term anti-channeling cementing technology for complex formations. The results show that the high-quality rate of cementing for the first and second interfaces in an eastern

收稿日期: 2026-04-24; 修回日期: 2026-05-24 DOI: 10.12143/j.ztgc.2026.05.019

第一作者: 邵新超, 男, 汉族, 1986年生, 工程师, 固井工程专业, 硕士, 主要从事固井工程技术研究等工作, 河南省郑州市中原区中原西路188号郑煤大厦西, lpsh2012@163.com。

引用格式: 邵新超, 刘长江, 王彪. 油田老区复杂地层长效防窜固井技术研究[J]. 钻探工程, 2026, 53(5): 169-177.

SHAO Xinchao, LIU Changjiang, WANG Biao. Research on long-term anti-channeling cementing technology for complex formations in mature oilfield areas[J]. Drilling Engineering, 2026, 53(5): 169-177.

mature oilfield has been significantly improved. The cementing qualification rate for thin interlayers and water-flooded zones has increased from less than 60% to 100%, and the oil well production rate has increased from 85% to 100%. This effectively solves the problem of insufficient long-term sealing of the cement sheath in mature oilfield areas, providing technical support for the layered subdivision development of similar mature oilfields.

Key words: formation water invasion; polymer contamination; cement sheath; nano-silicon fluid; anti-channeling cementing; pre-pad fluid; full-cycle pressure stabilization and anti-channeling

0 引言

我国油田老区普遍呈现油层分布零散、隔层厚度薄、油水层交错叠置、纵向多压力系统并存的复杂地质特征,历经长期注水、注聚复合开发,地层存在高含水、含聚合物等复杂流体特征^[1-2]。为满足精细开发、分层管控和油田长期稳产要求,对固井水泥环质量提出更高、更严格要求,水泥环在薄隔层位置需封隔连续完整,环空充分充填,且具备良好力学性能,适应后期多次作业扰动。但由于水泥环密封失效,油井在生产阶段高含水、产能递减速率快,严重制约调整井挖潜与剩余油高效动用,成为制约油田老区稳产上产关键瓶颈。

针对油田老区复杂条件下固井质量难题,国内外开展了抗水侵水泥浆、防窜工艺、前置液体系等方面研究,在高效冲洗液、防窜韧性水泥浆、压稳防窜等方面取得系列成果^[3-8]。但对于复杂油层关系、复杂地层流体特征、复杂地层压力分布等因素叠加造成的层间长效封固技术及工艺,针对性仍然不足。单一化学作用冲洗液难以彻底破除聚合物交联结构,井壁上残存聚合物及虚泥饼易产生界面微间隙;常规防窜韧性水泥浆在初凝阶段内聚力不足、结构强度低,易受地层水扰动发生迁移、结构破坏,终凝固化阶段体积膨胀量不足,无法形成连续的整体密封结构;现有压稳防窜设计多侧重于候凝阶段静态压力平衡校核,缺乏对全施工周期的动态化、定量化的防窜管控;复杂地层多因素耦合下长效防窜固井属于系统性工程,需完善整体技术的配套性、体系化。立足提升固井优质率与层间封隔可靠性,为油田老区稳产上产提供良好井筒条件,开展地层水、聚合物等对固井质量影响的综合分析,明确关键主控因素;通过开发高效防窜水泥浆、前置液体系,建立全程压稳防窜固井设计与工艺,配套泥饼高效清除、关键层位强化居中等措施,建立适用于油田老区复杂地层长效防窜固井技术。

1 固井难点分析及对策

1.1 地层水对固井质量影响

油田老区纵向高压、常压、欠压层交互叠置,层间压差显著,如某油田Ⅶ、Ⅷ、Ⅸ油组层间压差最高达16 MPa^[9]。候凝阶段,水泥浆因水化胶凝出现失重,液柱有效压力持续下降,高压地层水易沿环空向常压、欠压层窜流。水侵通过“溶解-迁移”方式,直接影响水泥浆凝固过程和水泥硬化体性能^[10]。侵入水对水泥浆产生稀释作用,降低固相浓度,致使颗粒表面溶解与水化反应受阻,部分水化产物以胶态粒子或细小晶体析出,C₃S、C₂S等矿物水化速率减缓、水化产物生成量减少;同时,地层水溶蚀Ca(OH)₂等水化产物,破坏C-S-H凝胶的致密结构,增大水泥石孔隙度,降低强度。不同水侵压力下的水泥石SEM形貌如图1所示,随着水窜程度增大,水泥石致密性显著降低。

1.2 聚合物对固井质量影响

油田聚合物常采用部分水解的聚丙烯酰胺(HPAM),分子量2400万左右。如某油田注入地层聚合物的平均黏度约38.8 mPa·s,油井采出液中聚合物浓度300~450 mg/L。开展聚合物对水泥浆性能影响实验分析,如表1所示。结果表明,HPAM与水泥浆混掺后,动切力和塑性黏度显著增大,加量≥2%时动切力快速上升,加量达9%时水泥浆失去流动性;但随加量增加失水量逐渐降低,稠化时间略有缩短,水泥石抗压强度和胶结强度略有提升。

在模拟环空的一、二界面处涂覆聚合物,测试胶结强度,如图2所示。密度1.60 g/cm³的水泥浆,胶结强度在第一界面降幅82.3%,第二界面降幅49.4%;密度1.90 g/cm³的水泥浆,胶结强度在第一界面降幅78.2%,第二界面降幅35.5%。由于HPAM分子链通过氢键、静电吸附铺覆在壁面上,形成连续的柔性隔离膜;水解产生的带负电羧基,与水泥浆液相中的Ca²⁺、Mg²⁺等发生交联反应,生

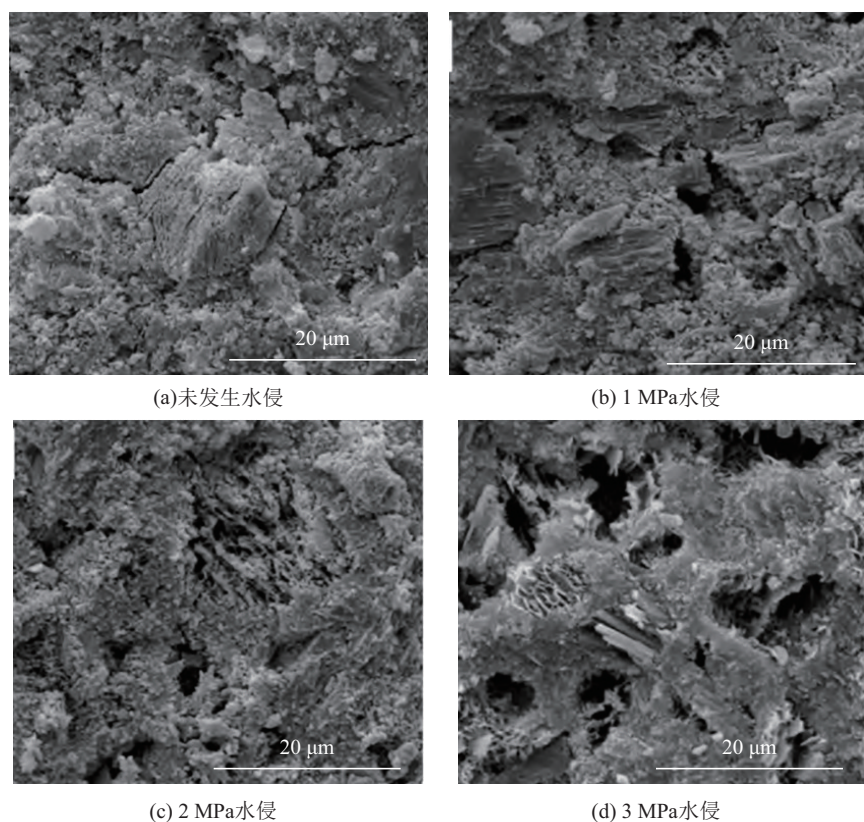


图1 不同水侵压力模拟水泥SEM照片

Fig.1 SEM images of cement under different water invasion pressures

表1 聚合物溶液加量对水泥浆流变性的影响

Table 1 The influence of polymer solution dosage on the rheological properties of cement slurry

加量/%	Φ600	Φ300	Φ200	Φ100	Φ6	Φ3
0	107	60	45	31	10	8
1	116	73	56	35	17	15
2	121	84	61	42	24	19
3	132	97	73	54	31	25
4	187	113	85	73	40	30
5	242	183	114	96	61	41
6	298	206	156	105	70	50
7	>300	251	181	120	83	62
8	>300	295	267	206	132	96
9	稠					
10	很稠					

成凝胶层;以上作用均改变界面润湿性,阻隔水化产物与井壁基质矿物直接接触。而且,HPAM分子吸附水泥颗粒及水化离子,影响水泥水化进程,降低水泥石致密性。

综上所述,HPAM虽能改善水泥浆部分性能,

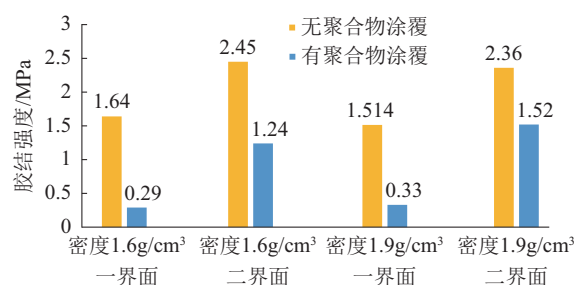


图2 聚合物对固井水泥环界面胶结强度影响

Fig.2 Influence of polymers on the bonding strength of cement sheath interface

但会增大塑性黏度与动切力、大幅降低流动性,引发泵送困难、顶替不畅等施工问题;井壁附着的聚合物会大幅削弱界面胶结强度,严重影响长期胶结质量^[11]。

1.3 壁面虚泥饼与钻井液窜槽

长期注水、注聚的开发井,多存在高压层。为保证安全钻井,钻井液密度高、黏度切力高,在井壁上形成了厚且疏松的虚泥饼。水泥浆水化放热过程中,虚泥饼易发生脱水收缩、干裂失效,在地层与

水泥环之间形成微环隙或界面通道,破坏层间封隔完整性^[11]。套管偏心、钻井液黏切大等因素均会影响顶替效率,在环空窄间隙处窜槽而滞留钻井液,形成层间窜流通道,尤其对油、水层间的薄隔层位置影响最为严重。

1.4 关键技术对策

针对油田复杂油水层关系、地层流体及压力分布的多重因素叠加,结合薄隔层长效封隔的需求,确定以下技术对策:(1)高效清洁井壁。采用高效冲洗液与机械清除相结合的方式,清除井壁上附着的虚泥饼、聚合物、油膜等,改善界面胶结条件。(2)实现固井全程压稳。通过优化浆柱结构设计、配套使用封隔器及辅助压稳等措施,精细控制井筒液柱压力,实现固井前、固井中和候凝期间的全程压稳。(3)优化水泥浆防窜性能。在水泥浆内部形成立体网络结构,提升内聚力与内部阻力,增强抗水侵、抗水窜能力;有效缩短静胶凝过渡时间,降低失重引发的水窜风险;兼具塑性膨胀与硬化膨胀特性,弥补硬化阶段体积收缩。(4)优化水泥环力学性能。

改善水泥石韧性及抗冲击能力,预防后期射孔等作业造成水泥环产生微裂缝或微裂缝扩展,维持水泥环结构完整。

2 固井工作液体系

2.1 高效防水窜水泥浆

2.1.1 材料及助剂研选

纳米二氧化硅平均粒径为100~200 nm,呈球形,表面富含反应活性高的硅羟基^[12-13]。选用聚羧酸盐(主分散剂)与脂肪醇聚氧乙烯醚(助分散剂)复配,辅以微量硅烷偶联剂,通过静电斥力与空间位阻协同,制成纳米液硅乳液,实现纳米二氧化硅的均匀稳定分散^[14-15]。纳米液硅乳液密度1.37 g/cm³,有效固含量达45%,乳液平均粒径160 nm,比表面积23 m²/g。

在50℃×21 MPa×48 h养护条件下,分别测试0%、5%、10%和15%纳米液硅加量下的水泥石力学性能,见表2。试验结果表明,随着纳米液硅加量增大,水泥石的抗压、抗拉、界面胶结强度及抗冲击性能显著提高,杨氏模量有效降低,材料刚性过大缺陷得到改善。

表2 不同纳米液硅加量下水泥石力学性能

Table 2 Mechanical properties of cement stone under different dosages of nano-silicon fluid

纳米液硅/%	分散剂/%	抗压强度/ MPa	抗拉强度/ MPa	胶结强度 MPa	杨氏模量/ GPa	冲击功/ (kJ·m ⁻²)	杨氏模量/抗压强 度(/1000)
0	0	28.0	2.16	0.33	13.5	1.70	6.25
5	0.6	32.0	3.85	1.92	7.04	3.09	1.83
10	1.2	36.0	4.23	2.52	6.51	3.67	1.54
15	1.5	38.0	4.56	2.81	6.33	4.25	1.39

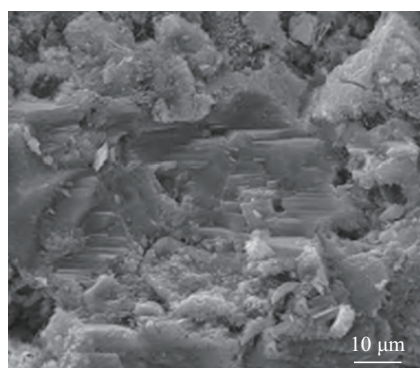
对纳米液硅加量为0、10%的水泥石分别开展SEM分析,如图3所示。常规水泥石内存在许多微米级孔洞和缝隙、片状Ca(OH)₂等,而纳米液硅水泥石内部生成许多纤维状水化硅酸钙凝胶体,整体结构致密。这主要是由于纳米二氧化硅与Ca(OH)₂发生二次反应,增加约20%的胶结产物。纳米二氧化硅刚性颗粒堆积搭接呈支架形式,对水化产物起到包裹与限位作用,显著减小体积收缩,如图4所示。纳米二氧化硅超细颗粒能够填充水泥颗粒间隙,提高水泥浆稳定性、内聚力和水泥石致密性。颗粒表面同时存在亲水和亲油链,有助于提高壁面胶结性能。如表2所示,随着纳米液硅加量增大,水泥浆流动度大幅降低,所需分散剂的加量

随之增加;基于分散剂加量限制,确定纳米液硅最优加量为10%~15%。

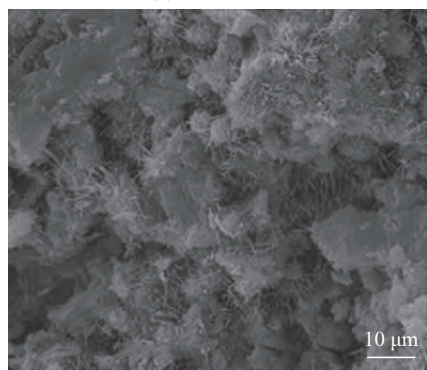
研选温度广谱型触变剂,水泥浆在泵送时,结构分散、黏度较低,便于施工;固井结束后水泥浆处于静止状态,通过颗粒间电荷作用、分子间作用促使颗粒聚集,特殊官能团间形成氢键,以及疏水缔合结构相互缔结,共同使水泥浆在静停时迅速形成空间网状结构,产生结构强度,有效抵抗地层水侵与流体窜流,如图5所示。优选晶格膨胀剂,在水化早期、后期均能补偿收缩,水泥浆同时具有塑性膨胀和硬化体膨胀。

2.1.2 体系开发及性能评价

以东部某老油田固井条件为例,地层温度范围



(a)常规水泥浆



(b)加入10%纳米液硅

图3 油井水泥 SEM 照片

Fig.3 SEM image of oil well cement

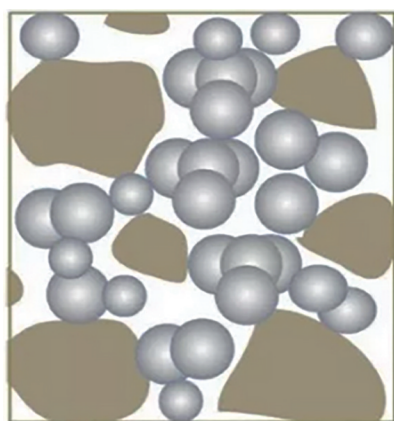


图4 纳米二氧化硅的防收缩及降低孔隙率作用

Fig.4 The anti-shrinkage and porosity reduction effects of nano-silica

50~70℃,液柱压力30~40 MPa;构建适用于此温度、压力条件的的高效防水窜水泥浆体系体系:800 g 水泥+(10%~15%)纳米液硅+(2%~2.5%)晶格膨胀剂+(1.5~2.5%)触变剂+(3%~3.5%)降失水剂+(1.2%~1.5%)减阻剂+(2%~3%)促凝剂+45%水。

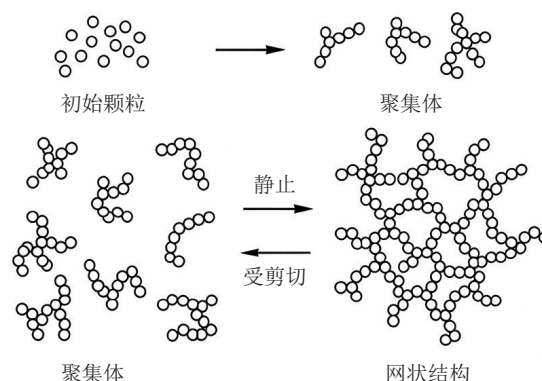


图5 触变剂作用机理

Fig.5 Action mechanism of thixotropic agent

采用高温高压稠化仪测试水泥浆稠化曲线,该配方稠化时间69 min、稠化过渡时间8 min,在满足施工要求的前提下适当缩短了安全余量且稠化过渡时间短,有利于提高胶凝前的防水窜能力,如图6所示。采用静胶凝强度仪测试静胶凝强度由48 Pa发展为240 Pa的时间,水泥浆的静胶凝强度过渡时间24 min,液态向固态转变时间较短,利于提高初凝前的防水窜能力,如图7所示。在循环温度50℃下水泥浆的综合性能见表3。

2.2 前置液

针对固井井壁清洗及井筒隔离需求,研发专用冲洗液与隔离液。

2.2.1 双效复合冲洗液

集合物理冲刷、化学清洗、隔离压稳多功能于一体,研发双效复合冲洗液。化学组分以非离子型表面活性剂ZJ4-1、非硅类助剂FJ1-3为主,通过渗透溶胀、逆乳化增溶与润湿反转协同作用^[16],清除井壁附着的油膜和聚合物;物理组分选用多棱石英砂作为冲刷介质,借助机械冲刷作用剥离井壁虚泥饼,改善纯化学冲洗液清除效果不足问题。开发的冲洗液配方:8% ZJ4-1+4% FJ1-3+0.5% 悬浮液XF+15% 多棱石英砂,石英砂粒度50~65目、粒径中值34.6 μm。

借助高温高压失水仪制作的混聚钻井液滤饼(含HPAM浓度450 mg/L、加量2%),称量滤饼重量 m_0 ;将滤饼固定在六速旋转黏度计转筒上,如图8所示;以300 r/min转速测试,称量不同冲刷时间后的滤饼重量 m ;冲刷效率按照 $(1-m/m_0) \times 100\%$ 计算^[17],测试结果如图9所示。随着冲刷时间增加,泥饼冲刷效率逐渐提高,在4 min后冲刷效率达到

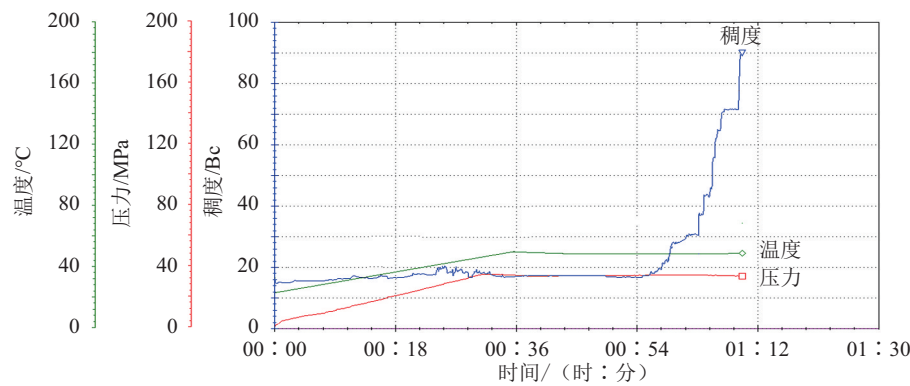
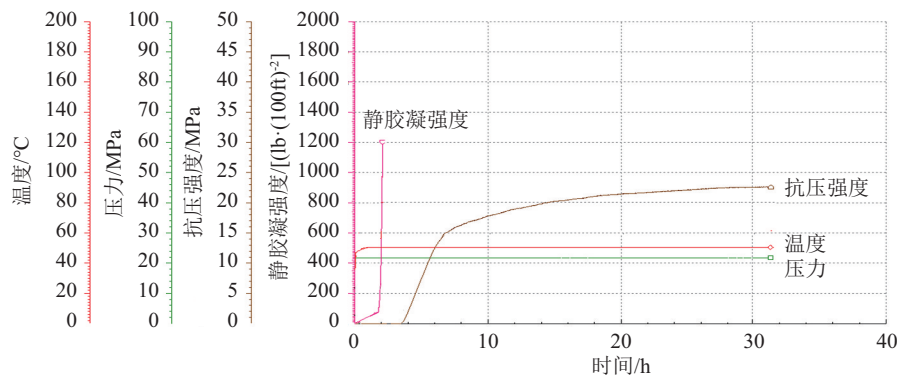


图 6 循环温度 50 °C 下水泥浆配方的稠化时间

Fig.6 Thickening time of cement slurry formula at a temperature of 50 °C



注：1 lb·(100ft)⁻²≈0.0048 Pa。

图 7 循环温度 50 °C 下水泥浆配方的静胶凝强度

Fig.7 Static gel strength of the cement-slurry formula at a circulation temprature of 50 °C

表 3 50 °C 条件下高效防水罩水泥浆综合性能评价								
Table 3 Performance evaluation of high-efficiency waterproof cement slurry under 50 °C condition								
性能	密度/ (g·cm ⁻³)	自由液/ mL	API失水量/ mL	24 h抗压强度/ MPa	稠化时间/ min	过渡时间/ min	SPN	六速值
指标	1.90	0	32	25.8	69	8	1.42	225/121/94/53/3/2

95%左右,在较短的接触时间即可达到较高的冲洗效率,有助于缩短冲洗液段长,减少环空液柱压力损失;之后,测试冲洗前后的滤饼润湿角,润湿角由 75° 降至 38°(见图 10),具有良好的改善水润湿性能。



图 8 冲洗效率的测定

Fig.8 Measurement for the flushing efficiency

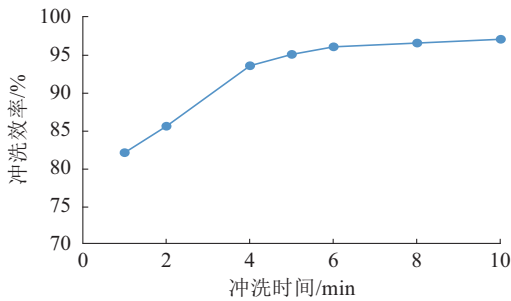


图 9 冲洗液在不同冲洗时间下的冲洗效率

Fig.9 Flushing efficiency of flushing fluid at different flushing durations

2.2.2 可调密度加重隔离液

研发密度 1.30~1.60 g/cm³的可调加重隔离液,

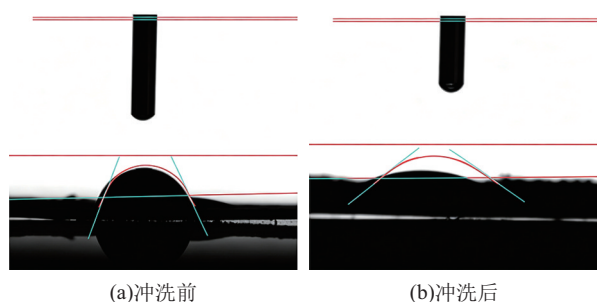


图10 冲洗液冲洗润湿角

Fig.10 Wetting angle before and after flushing by the of flushing fluid

选用密度 $4.0\sim 4.7\text{ g/cm}^3$ 的活化重晶石或钛铁粉作为加重材料;中等分子量聚合物XF作为悬浮稳定剂,其加量随隔离液密度要求在 $0.5\%\sim 1.5\%$ 范围内调整;密度 1.50 g/cm^3 的隔离液流性指数 0.81 ,稠度系数 $0.22\text{ Pa}\cdot\text{s}^n$,流动性与悬浮稳定性好,可满足不同高压层隔离、压稳的需求。

3 全程压稳防窜

3.1 浆柱结构设计

有学者研究开展不同环空压差(液柱压力与地层压力之差值)下水泥环胶结质量的试验^[18],结果见图11。结果表明,环空压差在 $1\sim 9\text{ MPa}$ 时,固井声幅值 $<5\%$;环空压差 $<1.0\text{ MPa}$ 时,候凝过程地层流体侵入水泥浆,引起水泥石强度或界面胶结降低;环空压差 $>9.5\text{ MPa}$ 时,固井声幅值 $>10\%$,主要由水泥浆大量失水造成的。因此,推荐候凝过程中高压层处环空压差以 $3\sim 7\text{ MPa}$ 为标准优化设计浆柱结构。

浆柱结构设计坚持固井前、固井中和候凝失重期间的全程压稳原则。下套管及固井前,钻井液进

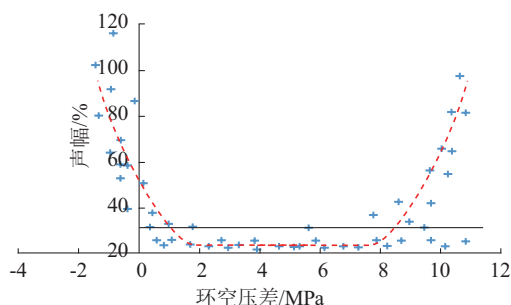


图11 环空压差与声幅关系

Fig.11 Relationship between annular pressure differential and acoustic amplitude

出口密度差在 0.02 g/cm^3 之内,油气水层上窜速度 $<10\text{ m/h}$,为固井创造安全稳定条件。固井中当冲洗液出套管时,若环空液柱压力当量密度低于原钻井液密度,由新配加重钻井液或加重隔离液弥补液柱压力损失,防止高压水层侵入环空。候凝中,采取优化领浆密度、合理控制尾浆返高、环空补压等措施,保证尾浆失重时高压层处环空压差满足 $3\sim 7\text{ MPa}$;在地层承压许可条件下,采用多密度浆柱结构,适当提高领浆密度,甚至可大于尾浆密度,但应以流变参数满足顶替效率需要为前提。

3.2 辅助压稳措施

采用辅助加压的方式,提高候凝期间高压水层的压稳能力,预防水侵。

(1)不使用裸眼封隔器时的环空加压。若管串未使用裸眼封隔器,控制领浆进入表层套管而不返出井口。碰压后,关闭防喷器,由水泥车从压井管汇补偿压力。补偿压力结合尾浆胶凝失重情况与环空压差 $3\sim 7\text{ MPa}$ 的要求计算,并且不能超过防喷器组的最大关井额定压力、上层套管鞋处地层破裂压力和上层套管抗内压强度^[19]。

(2)使用裸眼封隔器时的环空加压。因油水层关系复杂,管串中可使用多个裸眼封隔器,封隔高压水层,控制层间窜流。封隔器涨封后,封隔器阻隔上部液柱压力传递,井口补偿压力难以施加到封隔器以下浆柱,在封隔器间或封隔器下段水泥浆因“失重”和体积收缩,易诱导地层流体侵入。针对该情况,调整补压方式。待替浆工序出现碰压压力响应时,停止替浆水泥车作业;关闭防喷器,利用备用水泥车经压井管汇增压,至补偿压力设计结果;再通过替浆水泥车持续憋压,实现封隔器完全坐封。井口补偿压力结合胶筒坐封挤压浆体产生的压力,共同施加于高压层^[20]。

4 配套工艺

4.1 高效清除虚泥饼

下套管前通井,可采用带全尺寸扶正器的钻具通井,提高清除效果。下套管时,在套管下部安装套管刷,其螺旋翼对井壁虚泥饼“弹性”面接触刮削,见图12;但注意加强分段循环频次和单次循环时间,防止憋堵^[20]。

4.2 强化关键层位套管居中

针对定向井或大斜度井的套管偏心问题,若油



图 12 套挂刷

Fig.12 Casing brush

层邻近水层且油、水层间的隔层较薄,在薄隔层处安装液压扶正器,如图 13 所示;扶正器张开前外径与套管尺寸相差不大,不影响管串下入;在压力达到设定值时,扶正片膨胀变形可达到满眼尺寸,充分保证套管居中度;单个扶正器扶正力 $>7.8\text{ kN}$,对 2~3 根套管起到明显的扶正效果。



图 13 液压扶正器

Fig.13 Hydraulic straightener

4.3 钻井液性能调整

下套管后逐步提高排量循环洗井,将岩屑、虚泥饼循环出井,确保井筒干净畅通。调整井内钻井液性能,降低钻井液屈服值、塑性黏度、初终切等。可新配低固相、塑性黏度与切力适宜、密度符合要求的优质钻井液作为先导浆,改善流变性和携岩性。为保障高压层压稳、弥补冲洗液出套管后的压力损耗,在洗井末期或注冲洗液前,提前泵入满足设计密度、设计量的高密度钻井液。

5 现场应用

5.1 现场应用典型井例

东部某油田老区 T3X-Y 井井深 2504 m、垂深 2060 m,测井解释 102 层,其中强水淹层 5 个、水层

39 个和油层 13 个,井底静止温度 $70\text{ }^{\circ}\text{C}$,完钻钻井液密度 1.30 g/cm^3 。下套管前,采用带全尺寸扶正器的钻具组合通井;在距浮鞋以上 2 根套管处加放套管刷,每隔 200 m 分段循环。调整高效防水窜水泥浆中促凝剂加量,测试其稠化时间 70 min、过渡时间 5.4 min。提前泵入环空段长 300 m、密度 1.50 g/cm^3 的钻井液补偿冲洗液进入环空时的压力损失,设计“双效复合冲洗液+ 1.40 g/cm^3 隔离液+ 1.55 g/cm^3 低密度水泥浆+ 1.88 g/cm^3 高效防水窜水泥浆”的浆柱结构;调整注、替浆排量,尾浆注入至碰压累计用时 64 min,接近其可泵时间;碰压后,关闭防喷器环空补压 1.5 MPa;施工过程中,冲洗液完全上返至高压水层顶部时的当量密度 1.30 g/cm^3 ,液柱压力可阻止地层水侵入;候凝期间井底环空压差 4.5 MPa,高压水层处环空压差 5.2 MPa,满足环空压差标准。SBT 结果显示尾浆封固段的第一、二界面胶结优良率分别为 72.7%、98.4%,水层与油层间的隔层封固质量合格,满足投产要求。

5.2 整体应用情况

基于研制的水泥浆与前置液体系,构建的全程压稳防窜技术和现场配套工艺,结合目标井的油水层叠置关系、地层流体特征和地层压力情况等,制定“一井一策”的固井技术集成方案。在东部某油田老区进行试验与推广应用,相比应用前,第一界面优质率提升至 86.8%,第二界面优质率提升至 76.9%,综合优质提升至 82.8%。复杂井段封固质量改善,薄隔层、水淹层等易水窜层位固井质量合格率由不足 60% 提升至 100%;油井开发效益提升,固井质量改善后油井投产率由 85% 提升至 100%,套管变形漏失率下降 70% 以上,为实施精准细分开采提供可靠的井筒保障。

6 结论

(1) 针对油田老区长期注水、注聚开发后影响调整井固井质量的关键因素,提出高效清洁井壁、固井全程压稳、改善水泥浆防窜及力学性能的关键对策。配套形成了包括全尺寸扶正器通井钻具、套管刷、双效复合冲洗液等的高效清洁井壁技术,包括浆柱结构设计、辅助压稳、可调密度加重隔离液和高密度钻井液等的固井全程压稳技术,开发了基于纳米液硅、触变剂的高效防水窜水泥浆体系。在东部某油田老区推广应用,薄隔层、水淹层等层段

固井合格率由不足60%提升至100%,油井投产率由85%提升至100%,为实施精准细分开采提供了可靠井筒条件。

(2)建议根据目标井的油水层关系、地层流体与地层压力情况,进一步优化针对性的固井集成方案与施工措施;开展遇水自愈合水泥浆、泥饼固化等技术的实验与应用,实现油田老区长效固井技术升级。

参考文献(reference):

- [1] 张悦.注水注聚地层压力预测及停注泄压理论研究[D].成都:成都理工大学,2020.
ZHANG Yue. Prediction of formation pressure by water and polymer injection and theoretical study of pressure relief by stopping injection[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2020.
- [2] 许雪梅.基于深度学习的调整井储层物性与压力预测[D].荆州:长江大学,2024.
XU Xuemei. Reservoir property and pressure prediction for well adjustment based on deep learning[D]. Jinzhou: Yangtze University, 2024.
- [3] 初永涛,张林海,刘洋,等.水泥浆防窜能力综合评价方法[J].断块油气田,2013,20(5):678-680.
CHU Yongtao, ZHANG Linhai, LIU Yang, et al. Comprehensive evaluation method of anti-gas channeling ability of cement slurry[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2013, 20(5): 678-680.
- [4] 马淑梅.低温防窜水泥浆体系的现场应用[J].中国石油和化工标准与质量,2013,33(9):234.
MA Shumei. Field application of low-temperature anti-channeling cement slurry system[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2013, 33(9): 234.
- [5] 翟翔宇.调整井固井用低温早强防窜乳液的研究与应用[J].钻探工程,2025,52(4):81-88.
ZHAI Xiangyu. Research and application of low-temperature and early-strength anti-diversion emulsion for adjustment well cementing[J]. Drilling Engineering, 2025, 52(4): 81-88.
- [6] 陈滨,陈波,李定文,等.环空底部加压固井技术的研究与应用[J].复杂油气藏,2016,9(4):62-67.
CHEN Bin, CHEN Bo, LI Dingwen, et al. Research and application of pressure cementing technology at the annular bottom[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2016, 9(4): 62-67.
- [7] 刘仕康,赵军,杨威,等.防漏堵漏隔离液体系的研制与评价[J].石油化工应用,2024,43(9):41-45,55.
LIU Shikang, ZHAO Jun, YANG Wei, et al. Development and evaluation of leak proof and leak plugging spacer fluid system[J]. Petrochemical Industry Application, 2024, 43(9): 41-45, 55.
- [8] 蒋国盛,郑少军,代天,等.纳米二氧化硅在固井水泥浆中的应用研究进展[J].钻探工程,2021,48(1):68-74.
JIANG Guosheng, ZHENG Shaojun, DAI Tian, et al. Research status of nano-silica application in well cementing slurry[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(1): 68-74.
- [9] 杨波,张猛,赵金青.聚合物驱油田固井水泥浆体系优选及应用[J].石油天然气学报,2013,35(8):114-116.
YANG Bo, ZHANG Meng, ZHAO Jinqing. Optimization and application of cement slurry system for polymer flooding[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(8): 114-116.
- [10] 唐凯,潘宇强,沈明华.防水窜水泥浆体系的研究与应用[J].钻采工艺,2023,46(2):27-34.
TANG Kai, PAN Yuqiang, SHEN Minghua. Application of anti-channeling cement slurry in block TAMBOCOCHA in Ecuador[J]. Drilling & Production Technology, 2023, 46(2): 27-34.
- [11] Ting M Z Y, Yuan W, Sun X L, et al. Influence of hydrophilic polymers contamination on hydration, hardened properties, and microstructure of cement paste[J]. Journal of Building Engineering, 2026, 119: 115246.
- [12] 宋建建,许明标,王晓亮,等.纳米材料在油井水泥中的应用进展[J].科学技术与工程,2018,18(19):141-148.
SONG Jianjian, XU Mingbiao, WANG Xiaoliang, et al. Progress in application of nanomaterials in oil well cement[J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18(19): 141-148.
- [13] 夏修建,于永金,齐奉忠,等.固井用纳米材料及纳米复合材料研究进展[J].油田化学,2024,41(4):725-737.
XIA Xiujian, YU Yongjin, QI Fengzhong, et al. Research progress on nanomaterials and nanocomposites for well cementing[J]. Oilfield Chemistry, 2024, 41(4): 725-737.
- [14] 魏浩光.纳米液硅防窜水泥浆体系性能研究及应用[J].科技和产业,2022,22(4):385-388.
WEI Haoguang. Performance research and application of liquid nano-silica anti-channeling cement slurry system[J]. Science Technology and Industry, 2022, 22(4): 385-388.
- [15] 夏修建.高温深井固井用聚合物/纳米SiO₂复合添加剂的研究[D].天津:天津大学,2017.
XIA Xiujian. Polymer/silica nanocomposite as functional oil-well cement additives for deep/ultradeep oil and gas wells cementing[D]. Tianjin: Tianjin University, 2017.
- [16] 吴彦先,赵增新,巩加芹,等.清除井壁滤饼提高固井质量的冲洗液性能影响研究[J].钻井液与完井液,2025,42(3):398-405.
WU Yanxian, ZHAO Zengxin, GONG Jiaqin, et al. Study on factors affecting properties of flushing fluids for removing mud cakes to improve well cementing quality[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2025, 42(3): 398-405.
- [17] 许强.固井前置液合理用量计算方法[J].断块油气田,2018,25(1):130-132,136.
XU Qiang. Study on rational dosage calculation method of cementing pad fluid[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(1): 130-132, 136.
- [18] 王金山.调整井固井抗水侵水泥浆体系研究[D].成都:西南石油大学,2018.
WANG Jinshan. Research on adjusting well cementing water intrusion cement slurry system[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [19] 李明忠.鄂尔多斯盆地杭锦旗地区水平井尾管固井工艺技术[J].断块油气田,2018,25(5):661-664.
LI Mingzhong. Liner cementing technology of horizontal well in Hangjinqi area, Ordos Basin[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(5): 661-664.
- [20] 李建新,李明忠,李德红,等.河南油田注聚区复杂地层固井工艺技术研究与应用[J].承德石油高等专科学校学报,2023,25(4):26-32,50.
LI Jianxin, LI Mingzhong, LI Dehong, et al. Cementing technology in complex formation in polymer injection area of Henan Oilfield[J]. Journal of Chengde Petroleum College, 2023, 25(4): 26-32, 50.

(编辑 王文)