

# 低成本防水侵水泥浆体系在陇东页岩油水平井的应用

刘钰龙<sup>1,2</sup>, 兰小林<sup>3</sup>, 王 鼎<sup>1,2</sup>

(1. 中国石油川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院, 陕西 西安 710018; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018;

3. 中国石油川庆钻探工程有限公司长庆固井公司, 陕西 西安 710018)

**摘要:** 陇东页岩油水平井上部洛河组地层承压能力低, 地层水活跃, 存在固井难题, 现有轻珠体系存在耐压性能差、受压后流变性能恶化且不抗水侵的问题。为此, 研发出低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆体系, 与同密度玻璃微珠体系相比, 该体系 1 m<sup>3</sup> 浆成本下降 50% 左右, 水下水泥损失量低于 0.5%, 水陆强度比高于 0.85, 耐压密度差不高于 0.03 g/cm<sup>3</sup>; 水泥浆受压后  $n > 0.5$ ,  $k < 1.5$  Pa·s<sup>n</sup>, 45 °C 常压养护 48 h 水泥石抗压强度大于 7 MPa, 在水泥浆成本与轻珠体系相差不多情况下, 水泥浆性能得到大幅度提升。在陇东的 60 口页岩油水平井应用, 现场施工压力明显降低, 未发生漏失, 水泥浆返高满足设计要求, 洛河水层封固合格率 100%, 为低压易漏水层固井提供了有力的技术支撑。

**关键词:** 页岩油; 固井; 低成本; 防水侵; 耐压; 低摩阻; 陇东

中图分类号: TE256 文献标志码: A

## The application of low-cost anti-water channeling cement slurry in the shale oil horizontal well of the Longdong area

LIU Yulong<sup>1,2</sup>, LAN Xiaolin<sup>3</sup>, WANG Ding<sup>1,2</sup>

(1. Drilling and Production Engineering Technology Research Institute, CNPC Chuangqing Drilling Engineering Company Ltd., Xi'an 710018, China;

2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Fields, Xi'an 710018, China;

3. Changqing Cementing Company, CNPC Chuangqing Drilling Engineering Company Ltd., Xi'an 710018, China)

**Abstract:** The Luohe Formation in the upper part of the horizontal well of Longdong shale oil has low pressure bearing capacity and active formation water, resulting in cementing problems. The existing light bead system has problems such as poor pressure resistance, deterioration of rheology after pressure and lack of resistance to water intrusion. For this reason, the low-cost waterproof penetration pressure resistance low friction slurry system was developed. Compared with the glass micro-bead system of the same density, the 1m<sup>3</sup> slurry cost of the system is reduced by about 50%, the underwater cement loss is less than 0.5%, the water-land strength ratio is higher than 0.85, the pressure density difference is not higher than 0.03g/cm<sup>3</sup>. After the cement slurry is pressurized,  $n > 0.5$ ,  $k < 1.5$  Pa·s<sup>n</sup>, the cement stone's compressive strength is greater than 7MPa after 48h of atmospheric pressure curing at 45°C. Under the condition that the cost of cement slurry is similar to that of the light bead system, the performance of cement slurry is greatly improved. In the application of 60 shale oil horizontal wells in the Longdong area, the field construction pressure is significantly reduced, no leakage occurs, the cement slurry return height meets the design requirements, and the sealing pass rate of the Luohe water layer is 100%, providing solid technical support for the cementing of low-pressure and leakage-prone layers.

**Key words:** shale oil; well cementing; low-cost; waterproof invasion; withstand pressure; low-friction; Longdong area

**引用格式:** 刘钰龙, 兰小林, 王鼎, 等. 低成本防水侵水泥浆体系在陇东页岩油水平井的应用[J]. 复杂油气藏, 2024, 17(1): 103-111.

LIU Yulong, LAN Xiaolin, WANG Ding, et al. The application of low-cost anti-water channeling cement slurry in the shale oil horizontal well of the Longdong Area [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2024, 17(1): 103-111.

页岩油作为我国重要的战略性接替资源, 目前已在鄂尔多斯、准噶尔、渤海湾及松辽等盆地取得了重大突破。截至2021年底, 在鄂尔多斯盆地中部陇东地区发现页岩油累计探明储量已达 10.52×10<sup>8</sup> t, 为了满足大型压裂井筒密封完整性要求, 采用一次上返固井工艺。页岩油水平井一般采用二开井

身结构, 一开 Ø311.2 mm 钻头×Ø244.5 mm 表层套管, 二开 Ø215.9 mm 钻头×Ø139.7 mm 油层套管, 设

收稿日期: 2023-10-09; 改回日期: 2023-11-22。

第一作者简介: 刘钰龙(1988—), 工程师, 现从事水泥浆及固井工艺研究工作。E-mail: liuylg\_gcy@cnpc.com.cn。

计井深3 000~5 000 m,垂深2 000 m左右,水平段长1 000~3 000 m<sup>[1-3]</sup>。一次上返固井最大难点为上部洛河组地层承压能力低及地层水活跃,洛河组埋藏深度一般为500~1 100 m,漏失当量密度在1.25~1.45 g/cm<sup>3</sup>,洛河组地层砂岩结构疏松、孔隙度大(18.74%~25.22%),渗透率高(256.9×10<sup>-3</sup>~398.74×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>),洛河组砂岩含水丰富,透水性强<sup>[4]</sup>。前期采用1.18 g/cm<sup>3</sup>复合轻珠体系和1.32 g/cm<sup>3</sup>轻珠体系,固井漏失时有发生,导致填充段水泥浆返高达不到设计要求,且洛河组第一界面封固合格率仅有80%左右,结合现场应用情况进行室内研究发现,轻珠体系耐压性能较差,水泥浆入井承受30 MPa压力后,密度上升0.11~0.22 g/cm<sup>3</sup>,原因是空心微珠材料受压后发生破碎,导致流变性能恶化、范宁摩阻系数增大,流动摩阻压耗增大,施工压力升高,当静液柱压力和动摩阻当量密度增加到大于地层漏失当量密度时发生漏失,水泥浆候凝期间,活跃的地层水通过“溶解迁移”和“质量互换”的方式侵入水泥浆中,造成水泥环胶结不良<sup>[5]</sup>,水泥环胶结质量差使套管外壁裸露于富含腐蚀性离子的地层水中,使套管发生穿孔,降低油井生产寿命。现有空心玻璃微珠体系因其密度低、流变性能好,可配制出一般减轻材料达不到的水泥浆密度,但因单独使用水泥浆成本高,并未大面积推广使用。

针对上述情况,开展低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆体系研究。在严控材料成本和固井质量“五条红线”高要求下,依据紧密堆积原理,优选玻化珍珠岩和空心玻璃微珠作为减轻材料和级配骨料,通过引入高吸水性、高活性、高比表面积材料扩大液固比,在大幅降低水泥浆成本的同时,使水泥浆具有更好的流变性能和稳定性。优选超细粉煤灰、超细矿渣粉和微硅作为颗粒填充材料,优选超细粉煤灰和超细矿渣粉弱碱性激活剂提高水泥石早期强度,优选不分散絮凝剂,提高水泥浆防水侵性能,同时辅以聚乙烯醇降失水剂和中性淀粉缓凝剂,形成了低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆体系配方。该体系1 m<sup>3</sup>浆成本较同密度玻璃微珠体系下降50%左右,水下水泥损失量低于0.5%,水陆强度高于0.85,耐压密度差不大于0.03 g/cm<sup>3</sup>,水泥浆受压后 $n>0.5,k<1.5\text{ Pa}\cdot\text{s}^n$ ,45℃常压养护48 h抗压强度大于7 MPa,在成本与轻珠体系相差不多情况下,性能得到大幅度提升。在陇东60口页岩油水平井应用,现场施工压力明显降低,未发生漏失,水泥浆返高满

足设计要求,洛河水层封固合格率100%,为低压易漏水层固井提供了有力的技术支撑。

1 减轻剂的优选

目前长庆地区普遍使用的水泥浆减轻剂有漂珠、中空玻璃微珠、膨胀珍珠岩、粉煤灰、矿渣粉等。

粉煤灰又叫飞灰,其化学成分中Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>、SiO<sub>2</sub>等灰渣含量占比很大,密度介于2.0~2.5 g/cm<sup>3</sup>之间,粉煤灰可作为减轻剂,加入水泥后混配形成密度在1.55~1.60 g/cm<sup>3</sup>的低密度水泥浆体系,水泥浆具有耐酸盐腐蚀的特性,可用于防范套管早期腐蚀,因其采购价格低廉,且货源充足,可以有效降低水泥浆成本,但受自身密度限制,不能配置更低密度的水泥浆,在低温条件下,粉煤灰早期强度发展较慢。

膨胀珍珠岩是一种气孔封闭、呈不规则球状颗粒,内部呈多孔的空腔结构,理化性能稳定,具有极强的表面活性,可作为一种主骨料应用到水泥浆体系中,在我国境内产量丰富,采购价格低廉,并具有一定堵漏效果。通过不同的生产工艺和参数,珍珠岩矿砂可烧制成开孔膨胀珍珠岩、闭孔膨胀珍珠岩、玻化珍珠岩等,表1是以上三种珍珠岩产品性能,因玻化珍珠岩密度最低、吸水率最小、漂浮率最大,已在长庆地区大规模推广应用,其密度在0.8 g/cm<sup>3</sup>左右,但其耐压性能差,升温升压后流变性能恶化,因此其加量及配置的水泥浆密度受到限制。

表1 三种珍珠岩产品性能

品种	密度/ (g·cm <sup>-3</sup> )	吸水率/ %	漂浮率/%	1MPa下体积 损失率/%
开孔膨胀珍珠岩	0.7~2.5	480~360	<80	76~80
闭孔膨胀珍珠岩	1.2~2.0	84~38	>90	35~65
玻化珍珠岩	0.5~1.2	50~20	>98	30~60

矿渣粉可在高炉中冶炼生铁时产生,密度介于2.2~2.7 g/cm<sup>3</sup>之间,主要成分为Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>、SiO<sub>2</sub>、CaO等。矿渣虽然具有一定的活性,但未受外界温度及其他条件制约,不具备水硬性能。实际固井过程中,加入碳酸钠激活后的矿渣可作为一种水化材料用于制备低密度水泥浆体系。研究表明:该体系密度一般在1.50~1.60 g/cm<sup>3</sup>之间,具有较好的流动性,受自身密度限制,不能配置更低密度的水泥浆,并且与钻井液配伍性差,在温度较低时,抗压强度较低,表2是粉煤灰和矿渣水泥浆45℃下性能。

表 2 粉煤灰和矿渣水泥浆 45℃下性能

水泥浆配方	密度/(g·cm <sup>-3</sup> )	初稠/BC	稠化时间/min	24h 强度/MPa	48h 强度/MPa
G:粉煤灰=50:50+0.8 水	1.55	12	218	2.0	3.6
G:矿渣粉=55:45+0.8 水	1.55	13	196	2.4	3.9

漂珠是一种密闭、轻质玻璃质材料,粉煤灰漂浮物中常含有漂珠,漂珠由 Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>、SiO<sub>2</sub>、Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> 等构成,为空心圆球结构,常压密度为 0.7 g/cm<sup>3</sup> 左右,具有质轻、空心、密闭、粒细、活性好等特点,常规漂珠承压能力和密闭率较低,在高压环境下容易进水或破碎,从而导致密度上升和流变性能恶化而部分失去其减轻作用,成本较膨胀珍珠岩高。

空心玻璃微珠是目前比较常用的一种低密度减轻剂,承压能力能够达到 60 MPa 以上,性能与进口玻璃微珠相当,可用于配制性能优异的低密度水泥浆体系,根据鄂尔多斯盆地地层压力,大量使用的是一种 HL46 中空玻璃微珠,耐压强度为 41 MPa,密度为 0.46 g/cm<sup>3</sup> 左右,晶体稳定,呈化学惰性,具有坚硬的外壳。采用空心玻璃微珠配制的水泥浆需水量少,因此水泥石抗压强度明显高于其他类型的水泥浆体系,但如果单独使用成本过高<sup>[6]</sup>。

综合耐压性能和成本,选择中空玻璃微珠 HL46、玻化珍珠岩、超细粉煤灰、超细矿渣粉、微硅作为低密度减轻剂,低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆的研制思路是以 HL46 和玻化珍珠岩为减轻剂,减少玻化珍珠岩外掺料的加量,减少体系受压后的密度变化,以超细粉煤灰、超细矿渣粉、微硅扩大液固比,在大幅降低水泥浆成本的同时,使水泥浆具有更好的流变性和稳定性,引入弱碱性激活剂加快超细粉煤灰、超细矿渣粉反应速度,提高水泥石早期强度,优选不分散絮凝剂提高水泥浆抗水侵性能。

2 减轻材料颗粒级配研究

颗粒级配即通过研究材料的颗粒分布,选取合适的粒径优化材料的配比,提高体系的堆积率,使得颗粒之间达到紧密堆积。整个堆积体积分数(PVF)越大,堆积体系堆积得越密实<sup>[7-8]</sup>,表 3 是 JH-G 级水泥、HL46、玻化珍珠岩、超细粉煤灰、超细矿渣粉、微硅粒径分布表。

Andreasen 方程是连续堆积理论方程,研究表明该方程适用于水泥浆体系<sup>[9-10]</sup>,G 级油井水泥粒径分布具有连续性,通过粒径分析仪测得 JH-G 级油井水泥最大粒径为 248.9 μm,采用 Andreasen 方程

计算 JH-G 级油井水泥的最紧密堆积粒径分布,  $d_{max}$  为 248.9 μm,  $n$  值取 1/3,结果见表 4。

表 3 材料粒径分布

材料种类	μ m				
	$d_{90}$	$d_{75}$	$d_{50}$	$d_{25}$	$d_{10}$
JH-G 级水泥	74.01	44.01	25.12	11.01	4.62
HL46	62.33	48.00	35.69	25.76	19.01
玻化珍珠岩	191	165	141	120	106
超细粉煤灰	12.96	11.28	7.56	4.86	1.26
超细矿渣粉	8.66	6.58	4.56	2.8	1.66
微硅	4.76	3.96	2.204	0.866	0.389

表 4 JH-G 级油井水泥最紧密堆积前后粒径分布

粒径/μm	最紧密堆积前/%	最紧密堆积后/%
≤0.486	0.37	12.50
≤2.312	5	21.02
≤4.62	10	26.48
≤9.25	20	33.37
≤13.18	30	37.55
≤18.5	40	42.05
≤25.12	50	46.56
≤31.11	60	50.00
≤37.12	70	53.03
≤50.22	80	58.65
≤74.01	90	66.75
≤104.7	95	74.93
≤148	98	84.09
≤176	99	89.09
≤248.9	100	100.00

由表 4 可知,JH-G 级油井水泥实际粒径分布与理论最紧密堆积粒径分布存在一定差异。JH-G 级油井水泥在小于 0.486 μm 范围内,实际颗粒占比与理论紧密堆积颗粒占比差距达到 12.13%,说明 JH-G 级油井水泥中非常缺少 0.486 μm 以下粒径的颗粒。31.11 ~ 74.01 μm 实际颗粒占比为 30%,而理论颗粒占比为 16.75%,说明 JH-G 级油井水泥中 31.11 ~ 74.01 μm 颗粒占比太高。74.01 ~ 248.9 μm 实际颗粒占比 10%,而理论颗粒占比为 33.25%,说明 JH-G 级油井水泥中也极缺少 74.01 ~ 248.9 μm



粒径的颗粒。

根据表3材料的粒径分布表,选用玻化珍珠岩提高体系中74.01~248.9 μm颗粒的占比,选用微硅提高体系中0.486 μm以下颗粒的占比,超细粉煤灰、超细矿渣粉也能起到提高体系中13.18 μm以下颗粒的占比的作用。根据多元连续颗粒体系紧密堆积理论模型,以最高堆积密实度为原则,采用VB

编程进行计算,设定目标水泥浆密度为1.25 g/cm<sup>3</sup>,根据各物质需水量设定水灰比为1.15,计算结果各组分质量分数如表5所示,JH-G水泥为30%~40%,HL46为5%,玻化微珠为10%,超细粉煤灰、超细矿渣粉、微硅占比越大,堆积率越大,其中超细粉煤灰、超细矿渣粉、微硅依次提高体系堆积率,微硅效果最为明显。

表5 堆积率计算 %

水泥	HL46	玻化微珠	超细粉煤灰	超细矿渣粉	微硅	堆积率
48	5	10	16	16	5	0.782
42	5	10	22	16	5	0.792
42	5	10	16	22	5	0.802
42	5	10	16	16	11	0.823
30	5	10	20	20	15	0.842

颗粒体紧密堆积与颗粒体或颗粒制品的性质有密切的关系,部分颗粒圆整度不够,加上颗粒间复杂的作用力等诸多因素的影响,很难用准确的数学模型来描述各种粒度分布和堆积率的关系。笔

者结合实践经验和计算结果进行不同材料配比的抗压强度实验,进一步确定水泥浆基浆配方为表6所示,以JQ-1、JQ-2、JQ-3、JQ-4依次代表玻化珍珠岩、超细粉煤灰、超细矿渣粉、微硅。

表6 水泥基浆配方

配方	材料配比	水灰比	密度/(g·cm <sup>-3</sup> )
1#	32%G+5%HL46+10%JQ-1+18%JQ-2+22%JQ-3+13%JQ-4	1.15	1.25
2#	32%G+8%HL46+10%JQ-1+18%JQ-2+19%JQ-3+13%JQ-4	1.20	1.20
3#	32%G+12%HL46+10%JQ-1+18%JQ-2+15%JQ-3+13%JQ-4	1.20	1.15

3 碱激活剂优选

粉煤灰和矿渣粉的成分包括活性成分和表面光滑且坚硬的玻璃体等,其中玻璃体的存在会阻碍活性成分的水化,从而导致粉煤灰和矿渣粉在使用时早期活性低,因此必须激发其潜在活性<sup>[11]</sup>,激发粉煤灰和矿渣粉活性的途径主要有3种:一是物理活化,即通过机械磨碎来破坏粉煤灰和矿渣粉玻璃体的结构,同时增加比表面积,以加快生成Ca(OH)<sub>2</sub>的水化反应速度;二是化学活性,即通过添加化学激活剂和改性剂来激发粉煤灰和矿渣粉的活性;三是水热激发。

目前,粉煤灰和矿渣粉活性激发剂主要分为无机类激发剂和有机类激活剂,其中,无机类激发剂主要有NaOH、Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub>、Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>、Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>、Ca<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>、NaCl和CaCl<sub>2</sub>等,有机类激活剂主要有三乙醇胺、三

异丙醇胺、乙二醇和丙三醇等<sup>[11]</sup>。用正交实验法通过大量的室内实验研究,优选出无机和有机复合弱碱性激活剂GZQ,相较单一组分,该激活剂具有加量小、对水泥浆稠化和流变性能影响小、能显著提高粉煤灰和高炉矿渣粉早期强度等特征,GZQ激活剂分子结构包括孤对电子N和C=O双键,能够激发粉煤灰和矿渣粉中活性的Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>和SiO<sub>2</sub>,使其与Ca(OH)<sub>2</sub>电离出来的Ca<sup>2+</sup>反应,生成具有空间网络结构的水合硅酸钙和水合铝酸钙等水化产物。另一方面,该激活剂分子中含有大量的羟基,溶于水后电离出OH<sup>-</sup>离子,它们对粉煤灰和矿渣玻璃体有较强的裂解作用,使其迅速解体与水化,短时间内形成大量的C-S-H凝胶,从而形成浆体的迅速凝结与硬化,表7是GZQ不同加量下对1#水泥浆性能的影响,稠化实验条件为60℃/30 MPa,抗压强度实验条件为45℃/0.1 MPa。

表 7 GZQ 不同加量下对 1#水泥浆性能的影响

GZQ 加量/%	初始稠度/BC	稠化时间/min	游离液质量分数/%	24h 强度/MPa	48h 强度/MPa
0	8	172	1.1	2.6	5.4
1.0	9	146	0.9	3.0	6.2
2.0	10	125	0.6	3.6	7.2
3.0	11	115	0.4	4.5	8.9
4.0	13	72	0.2	5.6	11.3

由表 7 可知,GZQ 能有效加快水化反应速度,使水泥浆增稠,稠化时间缩短,具有一定吸水性,能形成对超细粉煤灰和超细矿渣粉的深度激活,提高水泥石早期强度,GZQ 合理的加量为 3%,相比空白样,水泥石 24 h 强度提高 73%,48 h 强度提高 64%。

4 不分散絮凝剂优选

不分散絮凝剂为聚合物类线性高分子,加入水泥浆中起防水侵作用的主要机理是:聚合物-水相

互作用,聚合物分子间的链通过静电力(特定官能团)吸附并固定自由水分子;聚合物-颗粒间相互作用,水泥颗粒和粒度较小的骨料会吸附在部分已缠绕的聚合物表面,最终将颗粒包裹起来;聚合物之间的相互作用,相邻的聚合物分子产生吸引力,形成网状结构。以上网状结构能使水泥浆形成稳定的絮团结构,使水泥浆具有耐冲刷、不分散的特性,从而起到防水侵的效果。不分散絮凝剂与水泥颗粒、自由水结合过程见图 1。

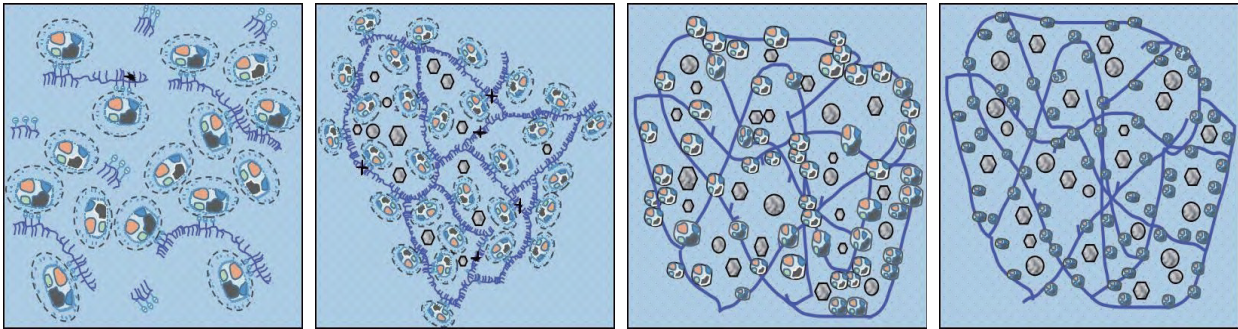


图 1 不分散絮凝剂与水泥颗粒、自由水结合过程

水下不分散絮凝剂主要有 3 种类型:纤维素类、聚丙烯酰胺类、多聚糖类。常见的纤维素类有甲基纤维素、羧甲基纤维素、羟乙基纤维素、羟丙基甲基纤维素;常见的多聚糖类有壳聚糖、韦兰胶、黄原胶<sup>[12-13]</sup>。市面上销售的不分散絮凝剂产品良莠不齐,石油行业也没有相应标准,现对常见的多元共聚物不分散剂 G429、聚丙烯酰胺类不分散剂 G425、多聚糖类不分散剂 G426 进行评价,评价指标为水

泥浆常温和升温后流变、常温和升温后滴入水中不分散效果、游离液及水陆强度比。为避免空心微珠类产品滴入水中产生的减轻颗粒的漂浮,影响评价效果,采用粉煤灰水泥浆体系,基础配方为:嘉华 G:FMH=50:50+5% 微硅+2% 降失水剂+0.1% 缓凝剂+0.8 水,水泥浆密度为 1.58 g/cm<sup>3</sup>,升温条件为:室温升到 60 ℃后恒温 20 min,抗压强度实验条件为 45 ℃/0.1 MPa,评价结果见表 8。

表 8 3 种不分散絮凝剂性能对比分析

不分散絮凝剂种类	常温不分散效果	升温后不分散效果	常温流动度/ cm	升温后流动度/ cm	游离液质量 分数/%	水陆 强度比
空白样	分散	分散	22	23	1.2	
G429	不分散	分散	16	21	0	
G425	不分散	不分散	21	22	0	0.9
G426	不分散	分散	15	21	0	

由表8可知,粉煤灰体系常温和升温后水下不分散效果较差,浆体析出部分游离液,G429和G426加入后水泥浆絮凝增稠,流变性较差,具有一定吸水效果,两者常温下水下不分散效果较好,但升温后热稀释效应明显,流变性变好,水下不分散效果较差,无法测量水下强度;G425加入后水泥浆未明显增稠,常温下流变性好,具有一定吸水效果,常温下水下不分散效果好,升温后水泥浆热稀释效应不明显,浆体流变性好,升温后水下不分散效果较好,水陆强度比达到0.9。因此,G425具有常温下不增稠、升温后不稀释的特点,常温、升温后依然具有较好的水下不分散效果,并具有一定吸水性,在满足固井施工要求的同时,还具有水下不分散效果。图2是G425加入水泥浆中常温和升温后水下不分散效果。

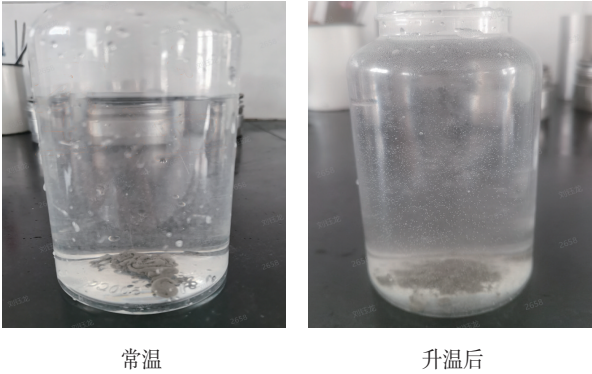


图2 G425加入水泥浆后常温和升温后水下不分散效果

5 水泥浆体系综合性能及对比评价

选择中温聚乙烯醇类降失水剂G409F1,它具有很好的成膜特性,在水泥浆中能够形成具有一定强度的空间网状结构,束缚自由水的流动,增加体系的稳定性<sup>[14]</sup>。选择改性淀粉类缓凝剂G407R1,该缓凝剂pH值为中性,对水泥石强度影响较小,在50~90℃水解性能好吸附性强,缓凝效果好。50℃以下活性较低,缓凝效果差,能保证低密度水泥浆充足的稠化时间,同时水泥浆返到上部井段后,水泥浆从液态到塑态过渡时间不会过长,保障上部水泥石强度的发展<sup>[15-16]</sup>。

通过室内实验形成低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆,配方如下。

4#: 32%JH-G+5%HL46+10%JQ-1+18%JQ-2+22%JQ-3+13%JQ-4+3%GZQ+2%G425+2%G409F1+0.23%G407R1+1.15水。

5#: 32%G+8%HL46+10%JQ-1+18%JQ-2+19%JQ-3+13%JQ-4+3%GZQ+2%G425+2%G409F1+0.23%G407R1+1.20水。

6#:32%G+12%HL46+10%JQ-1+18%JQ-2+15%JQ-3+13%JQ-4+3%GZQ+2%G425+2%G409F1+0.25%G407R1+1.20水。

配方基础性能见表9,耐压密度差测量条件为:将水泥浆放入增压稠化仪,60℃/30MPa后恒温恒压20min,抗压强度实验条件为45℃/0.1MPa。

表9 水泥浆基础配方性能

水泥浆	密度/(g·cm <sup>-3</sup> )	初稠/Bc	TT/min	FL/mL	游离液/%	常温 <i>n</i>	常温 <i>k</i> /(Pa·s <sup>n</sup> )		
4#	1.25	12	242	46	0	0.45	0.84		
5#	1.20	11	246	48	0	0.48	0.85		
6#	1.15	10	256	52	0	0.46	0.90		

水泥浆	耐压密度差/(g·cm <sup>-3</sup> )	升温升压后 <i>n</i>	升温升压后 <i>k</i> /(Pa·s <sup>n</sup> )	水下水泥损失量/%	水陆强度比	<i>P</i> <sub>24h</sub> /MPa	<i>P</i> <sub>48h</sub> /MPa	1m <sup>3</sup> 浆成本/元
4#	0.03	0.54	0.88	0.2	0.89	4.3	8.9	1 445
5#	0.03	0.52	0.90	0.2	0.87	4.6	9.3	1 609
6#	0.03	0.51	0.96	0.2	0.86	4.7	8.9	1 865

从表9可以看出,低成本防水侵低密度水泥浆体系基础性能优良,满足现场固井需求。密度为1.15~1.25 g/cm<sup>3</sup>,初始稠度为10~12 Bc,稠化时间在240 min左右,失水量为50 mL左右,游离液为0,耐压密度差≤0.03 g/cm<sup>3</sup>,升温升压后 *n*>0.5, *k*<1.5

Pa·s<sup>n</sup>,升温升压后水下水泥损失量小于0.5%,水陆强度比大于0.85,48 h水泥石抗压强度大于7 MPa。表10是低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆体系、轻珠水泥浆体系、玻璃微珠体系性能对照表,水泥浆实验条件同表9。



表 10 3 种低密度体系性能对照

水泥浆体系	密度/ (g•cm <sup>-3</sup> )	水灰比	1 m <sup>3</sup> 浆成本/元	耐压密度差/ (g•cm <sup>-3</sup> )	常温 <i>n</i>	常温 <i>k</i> /(Pa•s <sup><i>n</i></sup> )	升温升压后 <i>n</i>	升温升压后 <i>k</i> /(Pa•s <sup><i>n</i></sup> )	<i>P</i> <sub>48h</sub> / MPa
低成本防水侵	1.25	1.15	1 445	0.03	0.45	0.84	0.54	0.88	8.9
轻珠体系	1.18	1.0	1 253	0.22	1.04	0.05	0.53	2.77	6.6
玻璃微珠体系	1.25	0.70	2 788	0.00	0.56	1.95	0.58	1.50	9.6

表 11 两种低密度水泥浆固井情况对比

水泥浆种类	水泥浆密度/( g•cm <sup>-3</sup> )	井号	洛河组垂深/m	水泥返出情况	洛河组封固合格率/%	洛河组封固优质率/%
A	1.25	庆 H***	822	正常	100	96
B	1.18	庆 H**	866	漏失 5 m <sup>3</sup>	80	45
A	1.25	华 H***	898	正常	100	92
B	1.32	华 H**	965	漏失 8 m <sup>3</sup>	76	38
A	1.20	合 H***	609	正常	100	92
B	1.18	合 H**	655	漏失 4 m <sup>3</sup>	83	46
A	1.20	环 H***	1 056	正常	100	90
B	1.32	环 H**	1 095	漏失 6 m <sup>3</sup>	75	36

注:A组为使用 1.20、1.25 g/cm<sup>3</sup>低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆体系;B组为使用 1.18 和 1.32 g/cm<sup>3</sup>轻珠体系。

由表 10 可知,低成本防水侵低密度水泥浆体系与玻璃微珠体系相比,常温和升温升压后的流变性能均好于玻璃微珠体系,两者耐压密度差和 48 h 抗压强度相当,1 m<sup>3</sup>浆成本降低约 50%;低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆体系与轻珠体系相比,耐压密度差、升温升压后流变性能和 48 h 抗压强度均有大幅提升,1 m<sup>3</sup>浆成本与轻珠体系相差不多。

现场理论计算顶替后期作用于漏层的当量钻井液密度。计算条件为 Ø215.9 mm 钻头下 Ø139.7 mm 套管,套管壁厚为 7.72 mm,施工排量为 8 L/s,易漏层井深 1 000 m,垂深 1 000 m。

低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆:静液柱压力  $P_1=\rho gh=0.009\ 81\times1.28\times1\ 000=12.55\ \text{MPa}$ ,流动摩阻压耗  $P_2=0.2f\rho lv^2/(D_w-D_e)=0.2\times0.100\ 9\times1.28\times1\ 000\times0.375\ 9\times0.375\ 9/(21.59-13.97)=0.48\ \text{MPa}$ ,漏层当量钻井液密度  $\rho=(P_1+P_2)/gh=1.33\ \text{g/cm}^3$ 。

轻珠体系:静液柱压力  $P_1=\rho gh=0.009\ 81\times1.40\times1\ 000=13.73\ \text{MPa}$ ,流动摩阻压耗  $P_2=0.2f\rho lv^2/(D_w-D_e)=0.2\times0.279\ 4\times1.40\times1\ 000\times0.375\ 9\times0.375\ 9/(21.59-13.97)=1.45\ \text{MPa}$ ,漏层当量钻井液密度  $\rho=(P_1+P_2)/gh=1.55\ \text{g/cm}^3$ 。

玻璃微珠体系:静液柱压力  $P_1=\rho gh=0.009\ 81\times1.25\times1\ 000=12.26\ \text{MPa}$ ,流动摩阻压耗  $P_2=0.2f\rho lv^2/(D_w-D_e)=0.2\times0.205\ 3\times1.25\times1\ 000\times0.375\ 9\times0.375\ 9/$

$(21.59-13.97)=0.95\ \text{MPa}$ ,漏层当量钻井液密度  $\rho=(P_1+P_2)/gh=1.35\ \text{g/cm}^3$ 。

由理论计算结果可知,低成本防水侵低密度水泥浆体系较轻珠体系、玻璃微珠体系流变性能更好,更能降低易漏层浆柱的压力。

6 现场应用

在陇东页岩油水平井应用低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆 60 口,现场施工压力明显降低,未发生漏失,水泥浆返高满足设计要求,洛河水层封固合格率 100%。以庆 H\*\*井为例,该井井身结构为:Ø311.2 mm×253 m+Ø244.5 mm×253 m+Ø215.9 mm×3 584 m+Ø139.7 mm×3 573 m,洛河组井深 960 m,洛河组垂深 822 m,入窗点 2 058 m,水平段长 1 526 m,完钻钻井液密度 1.29 g/cm<sup>3</sup>,采用一次上返全井段封固,水泥浆为三凝体系。1.20 g/cm<sup>3</sup>低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆体系封固 0 ~ 900 m 井段,1.55 g/cm<sup>3</sup>粉煤灰水泥浆体系封固 900 ~ 2 058 m,早强韧性水泥浆体系封固 2 058 ~ 3 573 m。现场以 1 m<sup>3</sup>/min 排量注入 8 m<sup>3</sup>前置液,再以 1 ~ 1.5 m<sup>3</sup>/min 排量注入 20 m<sup>3</sup>密度为 1.20 g/cm<sup>3</sup>低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆,以 1 ~ 1.5 m<sup>3</sup>/min 排量注入 40 m<sup>3</sup>密度为 1.55 g/cm<sup>3</sup>的粉煤灰水泥浆体系,最后以 0.8 ~ 1 m<sup>3</sup>/min 排量注入 43 m<sup>3</sup>密度为 1.90 g/cm<sup>3</sup>的早强韧性水泥浆体

系,1 m<sup>3</sup>压塞液压胶塞,以0.8 m<sup>3</sup>/min排量顶替,低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆返至洛河组底界时排量降到0.5 m<sup>3</sup>/min,清水顶替43.9 m<sup>3</sup>,起压12 MPa,碰压至18 MPa,施工正常,水泥返出地面,施工过程中未发生漏失,洛河水层封固质量合格率100%。

统计对比低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆体系和轻珠体系应用情况见表11。从表11可以看出,使用1.20 g/cm<sup>3</sup>和1.25 g/cm<sup>3</sup>低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆体系较1.18 g/cm<sup>3</sup>和1.32 g/cm<sup>3</sup>轻珠体系更能减少洛河组漏失的发生,洛河水层封固合格率和优质率均有明显提升。

## 7 结论与认识

(1)低成本防水侵耐压低摩阻水泥浆在陇东页岩油水平井应用60口,现场施工压力得到有效降低,固井施工正常无漏失发生,水泥浆返高满足设计要求,洛河水层封固合格率100%,为低压易漏水层固井提供了有力的技术支撑,具有极好的推广应用价值。

(2)无机和有机复合弱碱性激活剂GZQ,对水泥浆稠化和流变性能影响小,能形成对超细粉煤灰和超细矿渣粉的深度激活,从而提高水泥石早期强度,相比空白样,水泥石24 h强度提高73%,48 h强度提高64%。

(3)聚丙烯酰胺类不分散剂G425具有常温下不增稠、升温后热稀释效应不明显的特点,升温后依然具有较好的水下不分散效果,并具有一定吸水性,常温下和升温后对流变性能影响小。

(4)页岩油水平井压裂过程中,高交变应力容易对水泥环密封完整性造成破坏,造成环空带压的风险,因此亟需开展界面清洁高效冲洗液体系、高强度韧性水泥浆体系、自愈合水泥浆体系等的研究工作。

### 参考文献:

- [1] 柳伟荣,倪华峰,王学枫,等.长庆油田陇东地区页岩油超长水平段水平井钻井技术[J].石油钻探技术,2020,48(1):9-14.  
LIU Weirong, NI Huafeng, WANG Xuefeng, et al. Shale oil horizontal drilling technology with super-long horizontal laterals in the Longdong region of the Changqing Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(1): 9-14.
- [2] 付金华,李士祥,郭芪恒,等.鄂尔多斯盆地陆相页岩油富集条件及有利区优选[J].石油学报,2022,43(12):1702-1716.  
FU Jinhua, LI Shixiang, GUO Qiheng, et al. Enrichment conditions and favorable area optimization of continental shale oil in Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(12): 1702-1716.
- [3] 付锁堂,姚泾利,李士祥,等.鄂尔多斯盆地中生界延长组陆相页岩油富集特征与资源潜力[J].石油实验地质,2020,42(5):698-710.  
FU Suotang, YAO Jingli, LI Shixiang, et al. Enrichment characteristics and resource potential of continental shale oil in Mesozoic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5): 698-710.
- [4] 张凤奎,张林,周志平,等.陇东地区油田套管腐蚀破坏与洛河组沉积相的关系研究[J].中国地质,2007,34(3):450-454.  
ZHANG Fengkui, ZHANG Lin, ZHOU Zhiping, et al. Relation between sedimentary facies of the Luohe Formation in the Changqing Oilfield, Longdong, and casing corrosion and damage [J]. Geology In China, 2007, 34(3): 450-454.
- [5] 卢海川,高继超,赵岳,等.固井防水窜研究现状评析[J].精细石油化工进展,2017,18(2):35-39.  
LU Haichuan, GAO Jichao, ZHAO Yue, et al. Evaluation and analysis on research of water channeling prevention during well cementing [J]. Advances In Fine Petrochemicals, 2017, 18(2): 35-39.
- [6] 邢浪.长庆油田陇东区块低密度固井水泥浆体系研究[D].西安:西安石油大学,2021.  
XING Lang. Research on low density cementing slurry system in Longdong block of Changqing Oilfield [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2021.
- [7] 黄柏宗.紧密堆积理论优化的固井材料和工艺体系[J].钻井液与完液,2001,18(6):1-9.  
HUANG Bozong. New cementing materials and technique developed on the concept of high packing density [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2001, 18(6): 1-9.
- [8] 黄柏宗.紧密堆积理论的微观机理及模型设计[J].石油钻探技术,2007,35(1):5-12.  
HUANG Bozong. Microscopic mechanisms and model design of close packing theory [J]. Drilling Petroleum Techniques, 2007, 35(1): 5-12.
- [9] 李明.典型矿物材料对固井水泥性能影响的机理研究及应用[D].成都:西南石油大学,2011.  
LI Ming. Research and application of effect of typical mineral materials on the cement system [D]. Chengdu:



- Southwest Petroleum University, 2011.
- [10] 韩靖.超低密度水泥浆体系设计与室内研究[J].承德石油高等专科学校学报,2019,21(4):53-57,61.  
HAN Jing. Design and laboratory study of ultra-low density cement slurry system [J]. Journal of Chengde Petroleum College, 2019, 21(4): 53-57, 61.
- [11] 李波,魏周胜,魏文绮,等.低摩阻耐压低密度水泥浆体系现场试验应用[J].当代化工研究,2023(4):116-118.  
LI Bo, WEI Zhousheng, WEI Wenqi, et al. Field experiment and application of low friction and pressure resistant low-density cement slurry system [J]. Modern Chemical Research, 2023(4): 116-118.
- [12] 王建瑶,涂思琪,梅明佳,等.水不分散水泥浆的机理探讨与性能评价[J].钻井液与完井液,2020,37(3):358-362.  
WANG Jianyao, TU Siqi, MEI Mingjia, et al. Mechanism investigation and performance evaluation of water indispensible cement slurries [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2020, 37(3): 358-362.
- [13] 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.  
LIU Chongjian, HUANG Bozong, XU Tongtai, et al. Theory and application of cementing in oil and gas wells [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001.
- [14] 刘学鹏,刘仍光.油井水泥降失水剂的作用机理研究[J].化学研究与应用,2017,29(12):1928-1932.  
LIU Xuepeng, LIU Rengguan. Mechanisms involved in fluid loss control of oilwell cement slurries by water-soluble polymer [J]. Chemical Research and Application, 2017, 29(12): 1928-1932.
- [15] 王鼎,万向臣,杨晨.低摩阻耐压防漏低密度水泥浆固井技术[J].钻井液与完井液,2022,39(5):608-614.  
WANG Ding, WAN Xiangchen, YANG Chen. Well cementing with low friction pressure resistant leaking preventive low density cement slurry [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2022, 39(5): 608-614.
- [16] 闵江本,马学如,张战臣.复合空心玻璃微珠水泥浆体系在长庆定吴区块的应用[J].石油地质与工程,2020,34(6):113-117.  
MIN Jiangben, MA Xueru, ZHANG Zhanchen. Application of composite hollow glass microsphere cement slurry system in Dingwu block of Changqing [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2020, 34(6): 113-117.
- (编辑 韩 枫)