

H32断块低渗油藏成膜钻井液保护技术研究

贾万根¹,贾禾馨²,杨雪山³

(1. 中国石化江苏油田分公司概预算中心,江苏 扬州 225009;

2. 中国石化财务共享服务中心南京分中心,江苏 南京 210033;3. 中国石化江苏油田分公司石油工程技术研究院,江苏 扬州 225009)

摘要:为提高江苏油田低渗油藏的开发效果,以H32低渗油藏为研究对象,系统分析该类储层的主要损害因素,提出了保护储层钻井液优化思路,优选出能降低滤失的成膜剂和有效降低返排压力的防水锁剂,在该区常用钻井液基础上,建立了一种低侵入成膜钻井液体系配方。室内研究和现场应用表明,该优化配方的渗透率恢复值有效提高,储层保护效果显著。

关键词:H32断块 低渗油藏 钻井液 储层保护

中图分类号:TE254 文献标志码:A

Membrane forming drilling fluid for protecting low permeability reservoir in block H32

JIA Wangen¹, JIA Hexin², YANG Xueshan³

(1. Jiangsu Oilfield Budget Center, SINOPEC, Yangzhou 225009, China;

2. Nanjing Branch of Sinopec Financial Sharing Service Center, SINOPEC, Nanjing 210033, China;

3. Jiangsu Oilfield Petroleum Engineering Research Institute, SINOPEC, Yangzhou 225009, China)

Abstract: Targeting at the serious reservoir damage in the drilling and completion processes of low permeability reservoir in block H32, it was analyzed the damage mechanism of reservoir, and discussed the control principles of reservoir damage for drilling fluid. According to optimizing the membrane forming agent and the water blocking prevention agent for effectively reducing flowback pressure, a drilling and completion fluid formulation for protecting low permeability reservoir was developed. The results of field application and lab experiments show that the formulation can play a good role in protecting low permeability reservoir, and the protection effect of low permeability reservoir has been obviously improved.

Key words: block H32; low permeability reservoir; drilling fluid; reservoir protection

H32断块位于高邮凹陷北斜坡,是江苏油田HW产能建设重点区块之一。该断块主要油层E₁f₃和E₁f₂₊₁分别为特低渗、低渗储层,在勘探开发过程中,由于其孔喉尺寸小且连通性差,胶结物含量高,容易发生诸如黏土水化膨胀、微粒迁移和水锁等损害^[1-2],并且该类储层一旦被伤害就很难恢复。为此,我们在原用钻井液体系配方基础上,开展了能进一步降低滤失量、提高低渗储层保护效果的成膜钻井液技术研究。

1 储层特征

1.1 储层物性

H32块油层主要分布在E₁f₃和E₁f₂₊₁。E₁f₃砂

岩储层孔隙度为6.1%~23.1%,平均值16.4%,渗透率为(0.04~6.18)×10⁻³ μm²,平均值1.53×10⁻³ μm²,为低孔、特低渗储层。E₁f₂₊₁砂岩储层孔隙度为11%~20.9%,平均值15.7%,渗透率为(0.127~97.5)×10⁻³ μm²,平均值23.6×10⁻³ μm²,为中孔、低渗储层。

1.2 黏土矿物特征

根据H32块储层岩心分析:E₁f₃黏土矿物绝对含量平均为13.3%,E₁f₁黏土矿物绝对含量平均为

收稿日期:2018-12-13;改回日期:2019-02-01。

第一作者简介:贾万根(1962—),工程师,从事钻井和测井预算工作。E-mail:jiawg.jsyt@sinopec.com。

4%, 矿物种类主要为石英、方解石、斜长石和钾长石; E_{lf_3} 伊利石相对含量 96%, 绿泥石相对含量 3%; E_{lf_1} 伊利石相对含量 35.5%, 绿泥石相对含量

23.5%。由图 1 可见, 绿泥石多以叶片状或针叶状形态分布于粒间或附着在岩石颗粒表面。伊利石呈毛发状和卷曲片状。

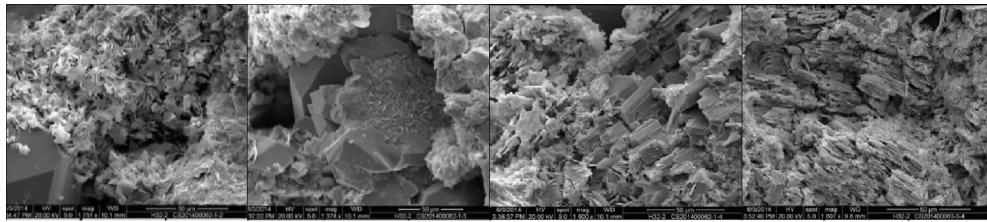


图 1 H32-2 井 E_{lf_3} 2 306.39 m 岩心扫描电镜照片

1.3 喉道类型及特征

H32 断块砂岩平均粒径在 3.28 ~ 4.45 mm 之间, 沉积物粒级偏细; 标准偏差 1.77 ~ 2.03, 属分选较好的类型。根据图 1 图 2 分析, E_{lf_3} 可变断面的收缩部分是主要喉道, 次为片状、弯片状喉道, 孔隙发育处连通性一般一较差, 喉道配位数为 1。

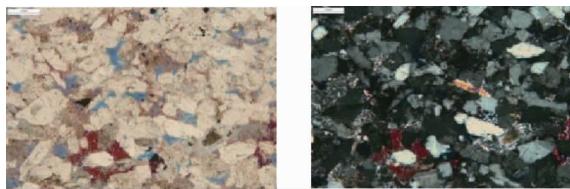


图 2 H32-2 井 2 306.39 m 岩心铸体薄片分析照片

1.4 储层敏感性

按照行标 SY/T5358-2010, 实验评价 H32-2 井 E_{lf_3} 低渗储层敏感性, 分析结果是: 强水敏、中等偏强速敏、强酸敏、临界盐度 10 540.71 mg/L。

2 储层损害机理研究

根据 H32 断块的储层特征, 分析储层损害机理为: 由于低渗储层喉道细且连通性差, 固相侵入造成的损害不是主要的, 而储层中伊利石和绿泥石发育, 钻进中在正压差和毛管力作用下, 水基滤液易渗入储层, 引起黏土矿物的吸水膨胀、分散, 微粒运移, 堵塞通道; 滤液易在喉道形成水锁, 增加渗流阻力; 绿泥石是酸敏性黏土矿物, 遇酸生成 $Fe(OH)_3$, 堵塞通道。

2.1 滤液侵入对储层损害评价

钻井过程中, 正压差是钻井液滤液侵入地层的动力, 流体运移是压力传递的载体, 根据前人研究^[3-4], 压力传递在地层中呈漏斗状, 当钻井液在井壁上形成的泥饼渗透率远低于地层渗透率, 泥饼造成的力量损失就越高, 滤液侵入地层的动力就越低, 侵入半径就越小, 反之, 产生的泥饼越差, 滤液侵入

半径就越大, 距离井筒相同位置的滤液饱和度也更高。

2.2 储层水锁评价

应用 Bennion 提出的水锁损害评价方法^[5-6], 对 H32 断块储层可能出现的水锁效应进行评价。所选岩心渗透率范围 $(0.6 \sim 13) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均值 $4.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 储层初始水饱和度范围 15.9% ~ 19.4%, 平均值 18.2%, 算得 H32 块储层水锁指数, 评价水锁损害程度(见表 1)。可见, 水锁指数值在 0.34 ~ 0.64 间, 小于 0.8, 表明水基流体侵入储层会形成严重水锁, 形成液相圈闭, 只有在足够大的压差下才能突破, 否则易降低产能。

表 1 H32 断块储层岩样水锁损害评价结果

样品编号	初始水饱和度/%	岩心渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	水锁指数	水锁损害程度
1	18.2	2.04	0.48	明显水锁
2	18.2	1.03	0.40	明显水锁
3	18.2	0.6	0.34	明显水锁
4	18.2	9.14	0.64	明显水锁
5	18.2	4.19	0.56	明显水锁

3 储层保护技术研究

根据 H32 断块低渗油藏损害因素分析, 确定低损害保护储层钻井液体系配方优化的基本思路为: ①选用成膜封堵技术, 形成超低渗透泥饼, 进一步降低滤失量; ②优选防水锁剂, 以降低油/水界面张力, 减小返排压力, 降低水锁损害。

3.1 成膜封堵剂的优选

在配制的 H32 块钻井液基浆中, 加入一定量成膜封堵剂, 室温养护 24 h, 经 80°C × 16 h 热滚后, 分别测定钻井液的各项性能及砂床滤失量, 结果见表 2。可见, 成膜剂的加入会提高钻井液的流变性能, 从室温和高温热滚后成膜钻井液的 API/砂床滤失量来看, CMJ-2 的成膜封堵效果明显优于其他成膜

剂,故优选 CMJ - 2 为现场试验用成膜剂,加量为 2%。

表2 几种成膜钻井液性能测试结果

配方	试验温度	表观黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	API 滤失量/mL	(20~40 目) 砂床滤失量/mL	渗入深度/cm
1#	室温	12	11	11	14 s 全漏失	
	80℃	13	11	11	12 s 全漏失	
1# + 1% FWF - 1	室温	18	14	10.5	190	
	80℃	21.5	17	10.5	30 min 漏失 50	
1# + 2% FWF - 1	室温	24.5	17	10.5	130	
	80℃	21	16	10.5	30 min 漏失 190	
1# + 1% JYW - 2	室温	19.5	16	10.5		16.1
	80℃	21	17	9.5	30 min 漏失 13	
1# + 2% JYW - 2	室温	25	20	9.5		9.5
	80℃	27	22	9		8.2
1# + 1% CMJ - 2	室温	17	15	8.5		13.5
	80℃	24	18	8.5		10.5
1# + 2% CMJ - 2	19.5℃	17	11.5	7		8.5
	80℃	26	20	7.5		6.5

注:1#配方:4% 土 + 0.3% Na₂CO₃ + 0.3% PAC + 0.1% DS - 301 + 0.5% NH₄ - HPAN + 2% FH - 96 + 0.2% NaOH。

3.2 防水锁剂优选

对比 4 种表面活性剂,HAR - D 降低滤液表面张力效果明显,起泡率低,利于现场应用(见表 3)。

通过在常用聚合物配方体系中加入 2% HAR - D 与原体系分别做储层损害实验,评价防水锁剂储层保护效果,结果见表 4。可见,加入防水锁剂后,返排压力稳定后压力比值明显降低,渗透率恢复值提高 10%,表明加入防水锁剂后能有效降低返排压力,减小水锁损害,故优选 HAR - D 为防水锁剂,确

定加量为 2%。

表3 防水锁剂评价结果

体系类型	10 min 起泡率/%	滤液表面张力/油 - 液界面张力/ (mN·m ⁻¹)	(mN·m ⁻¹)
空白	0	63.5	38.5
2% ABS	315	38.8	5.2
2% OP - 10	275	40.4	4.9
3% JLX - B	1	41.3	10.9
2% HAR - D	0.50	32.5	7.8

表4 水锁损害程度评价结果

岩心号	滤液	油相渗透率/ (10 ⁻³ μm ²)	稳定后压力/MPa	返排压力/MPa	返排压力/ 稳定后压力	污染后油相渗透 率/(10 ⁻³ μm ²)	渗透率恢复值/%
1	聚合物体系 1#	10.85	0.154	0.668	4.338	7.800	71.89
2	1# + 2% HAR - D	5.164	0.317	0.920	2.934	4.231	81.93

3.3 成膜钻井液的基础性能和储层保护效果评价

通过系列对比实验,在 H32 块原体系配方基础上配加 2% CMJ - 2 + 2% HAR - D,建立成膜钻井液保护储层体系配方。

对其基础性能与储层保护情况进行评价,结果见表 5、表 6。可见,配方体系对岩心的封堵降滤失性、渗透率恢复值以及基础性能均有了明显提高,有利于保护油气层。

表5 成膜钻井液的基础性能实验数据

钻井液	密度/(g·cm ⁻³)	表观黏度/ (mPa·s)	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/Pa	动塑比	初切/终切	API 滤失量/mL
1#	1.20	31	22.0	7.62	0.35	1.5/3.5	5.0
2#	1.20	32	25.5	9.89	0.39	2/4.5	4.2

注:1#H32 块原体系配方:4% 土 + 0.3% Na₂CO₃ + 0.3% PAC + 0.1% DS - 301 + 0.8% NH₄ - HPAN + 3% FH - 96 + 0.2% NaOH + 3% QS;2#

配方:1# + 2% CMJ - 2 + 2% HAR - D。

表6 成膜钻井液的储层保护效果评价结果

岩心号	钻井液	$K_o/(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	$K_{d正}/(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	$K_{d反}/(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	$K_{恢}/\%$	$K_{封堵率}/\%$	$K_{o切去端面1cm后}/(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	$K_{切恢}/\%$
3	1#	7.822	2.827	2.507	32.1	63.9	6.414	82.0
4	2#	8.835	1.95	4.46	50.5	77.9	8.084	91.5

注:1#H32块原体系配方:4%土+0.3%Na₂CO₃+0.3%PAC+0.1%DS-301+0.8%NH₄-HPAN+3%FH-96+0.2%NaOH+3%QS;2#配方:1#+2%CMJ-2+2%HAR-D。

K_o 为污染前油相渗透率; $K_{d正}$ 为污染后正驱油相渗透率; $K_{d反}$ 为污染后反排油相渗透率; $K_{恢}=K_{d反}/K_o$ 为渗透率恢复值; $K_{封堵率}=(K_o-K_{d正})/K_o$ 为钻井液对岩心的封堵率; $K_{o切去端面1cm后}$ 和 $K_{切恢}=K_{o切去端面1cm后}/K_o$ 分别为污染后岩心端面切去1cm后的反排油相渗透率和渗透率恢复值。

4 现场应用

截至2018年底,低侵入成膜钻井液技术在江苏油田H32断块3口井中成功试用。此前,该断块已钻井3口,均在阜宁组地层发生不同程度的垮塌掉块和井漏等,主要原因是该区E₁f₄发育大套灰黑色泥岩、E₁f₃为粉砂岩与棕色泥岩呈不等厚互层,且存在大段破碎性辉绿岩夹层,钻井过程中泥岩极易水化膨胀,造成井壁掉块垮塌,通过采取提高钻井液密度来平衡地层压力,又易造成辉绿岩夹层井漏。因此我们在该区E₁f₄—井底井段钻进中试用了成膜剂CMJ-2,来提高钻井液的封堵能力和地层的承压能力,储层段增用防水锁剂HAR-D,协同提高储层保护效果。当钻至易失稳地层E₁f₄前50 m,立即添加1t的CMJ-2,钻进中继续补充CMJ-2(共计4t),储层段再配加2%HAR-D,并逐渐提高密度至1.34 g/cm³,井下垮塌现象得到明显改善,后续施工顺利。

应用效果:加入CMJ-2和HAR-D后,钻井液流变性能变化不大,API滤失量由4.5 mL左右降至3 mL上下,HTHP滤失量由14 mL左右降至10 mL上下,说明成膜剂能在近井壁形成封堵带,阻止钻井液液相侵入地层,从而有效地稳定井壁和保护油气层。

表7 H32断块部分油井产量情况

井号	初期日产量/t	平均日产量/t	储层保护剂	备注
HX32	6.9	3.10	OSAM-K+QS-4	对比井
H32-1	6.7	5.12	LXJ-I	对比井
H32-3	6.8	5.25	CMJ-2	试验井
H32-4	7.0	5.7	CMJ-2	试验井

HX33-1试验井油层测试表皮系数-0.57,呈超完善状态,另外2口试验井均试油投产,具体情况

见表7,可见试验井与对比井的初期日产量相当,但平均日产量均高于对比井,成膜钻井液储层保护效果明显。

5 结论

(1)江苏油田H32断块低渗储层损害的主要因素是滤液在压差的作用下侵入地层,引起储层中黏土水化膨胀、微粒迁移、水锁等损害。

(2)低渗储层保护的关键在于在储层井壁上形成致密泥饼,增大泥饼造成的影响损失,减少滤液侵入的动力,减少水相圈闭损害。

(3)在H32块钻井液配方体系基础上复配2%CMJ-2成膜剂和2%HAR-D防水锁剂,能有效提高体系的封堵降滤失性,返排压力降低明显,储层保护效果显著提高,且配伍性好。

参考文献:

- [1] 孙金声,唐继平,张斌,等.超低渗透钻井液完井液技术研究[J].钻井液与完井液,2005,22(1):1-5.
- [2] 范文永,舒勇,李礼,等.低渗透油气层水锁损害机理及低损害钻井液技术研究[J].钻井液与完井液,2008,25(4):16-19,84.
- [3] 樊世忠,鄢捷年,周大晨.钻井液完井液及保护油气层技术[M].东营:石油大学出版社,1996.
- [4] 张绍槐,蒲春生,李琪.储层伤害的机理研究[J].石油学报,1994,15(4):58-65.
- [5] BENNION D B, THOMAS F B, BIETZ R F et al. Remediation of water and hydrocarbon phase trapping problems in low permeability gas reservoirs [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1999,38 (8):39-48.
- [6] BENNION D B, BIETZ R F, THOMAS F B et al. Reductions in the productivity of oil and low permeability gas reservoirs due to aqueous phase trapping[J]. Journal of Crystallization Process and Technology, 1994,33 (8):45-54.

(编辑 韩枫)