

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.02.012

尼日利亚 AKPO 深水油田储层保护完井液技术

刘晓平¹, 鄢捷年², 邢希金³, 张凤英⁴

(1. 中国石化国际石油勘探开发有限公司, 北京 100083; 2. 石油工程教育部重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京 102249;
3. 中海油研究总院, 北京 100027; 4. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘 要: 尼日利亚 AKPO 深水油田完井作业中存在环境温度低、海底页岩易失稳、易形成气体水合物等一系列问题, 而现用完井液由于滤失量过高, 导致储层受到不同程度的损害。为此, 根据储层特点和潜在伤害因素, 通过优选关键处理剂, 针对不同的完井方式, 优选出了适合于深水钻井并有利于储层保护的 3 种完井液。性能评价结果表明, 与现场常用完井液相比, 优选出的完井液具有良好的流变性和黏土水化抑制性, 滤失量小, 能有效抑制气体水合物生成, 与储层流体配伍性好, 储层岩心在完井液污染后渗透率恢复率均达到 85% 以上。现场应用发现, 采用优选完井液完井的 AKPO-302 井的表皮系数只有 0.25, 而采用现用完井液完井的 AKPO-1 井和 AKPO-2 井个别井段的表皮系数高达 100, 表明优选完井液的保护储层效果显著。

关键词: 深水完井 防止地层损害 完井液 AKPO 油田 AKPO-302 井

中图分类号: TE257+.6 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2012)02-0059-07

Completion Fluids with Low Formation Damage in AKPO, Nigeria

Liu Xiaoping¹, Yan Jienian², Xing Xijin³, Zhang Fengying⁴

(1. Sinopec International Exploration and Production Corporation, Beijing, 100083, China; 2. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering (China University of Petroleum (Beijing)), Beijing, 102249, China; 3. CNOOC Research Institute, Beijing, 100027, China; 4. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: During deepwater well completion in AKPO, Nigeria, low temperature, shale instability, formation of gas hydrate and other factors often cause problems. Because of high-rate filter loss, current completion fluids lead to formation damages to different degrees. Based on reservoir characteristics and potential damage factors, this paper selected key treatment agent and optimized three different formation-friendly deep water completion fluids which are prepared for different well completions. The performance evaluation results showed that, the optimized systems had better properties in rheological behavior, filter-loss reduction, clay hydration inhibition and gas hydrate inhibition, compared with current completion fluids. The reservoir core permeability recovery rate reached over 85%. Field application showed that the skin factor of AKPO-302 completed with optimized fluids was only 0.25, while in some intervals of Well AKPO-1 and Well AKPO-2, the skin factor reached 100. The results proved the completion fluids had remarkable reservoir protection results.

Key words: deepwater well completion; formation damage prevention; completion fluids; AKPO Oil-field; Well AKPO-302

AKPO 油田位于尼日利亚 OML130 区块, 储集层岩性主要为细-粗粒砂岩, 具有高孔、高渗的储集层特征。储层孔隙类型以粒间孔为主, 喉道类型主要是片状喉道和点状喉道, 粒间孔隙较发育。储层岩石的填隙物主要为泥质和泥晶方解石, 储层岩石黏土矿物含量平均约 10%, 其中绿/蒙混层矿物相对含量为 54%~66%, 混层比为 50%。伊/蒙混层矿物相对含量 10%~30%, 混层比为 20%, 绿泥石

收稿日期: 2010-03-13; **改回日期:** 2011-12-14。

作者简介: 刘晓平(1980—), 男, 山东德州人, 2002 年毕业于石家庄铁道学院无机非金属材料专业, 2011 年获中国石油大学(北京)油气井工程专业硕士学位, 主要从事钻完井液和储层保护方面的研究。

联系方式: (010)69165367, xpliu@sipc.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“西非及亚太大陆边缘盆地油气田勘探开发一体化技术”子课题“西非深水油气田储层保护及岩屑处理技术”(编号: 2008ZX05030-05-008)的部分研究内容。

含量高。地层水平平均矿化度为 10 060 mg/L,除 Na^+ 外,还存在一定浓度的 Ca^{2+} 、 Ba^{2+} 和 Sr^{2+} ,属于 NaHCO_3 水型。该油田水深 1 300~1 450 m,泥线温度 3 $^{\circ}\text{C}$ ^[1],完井作业时存在环境温度低、海底页岩易失稳、易形成气体水合物等一系列特殊的问题^[2-3]。该油田现采用清洁盐水完井,其典型配方为过滤后的海水+缓蚀剂+ CaCl_2 ,其优点是无固相,具有高温稳定性,配制成本低,便于操作;缺点是滤失量过高,液相侵入深度较深,对储层的损害较为严重,而且对于管材有一定腐蚀性。DST 测试表明,该油田部分井的表皮系数较高,个别井甚至高达 100,急需开展深水油田储层保护完井液技术研究。为此,笔者根据该油田储层的特点,优选完井液关键处理剂,并对完井液配方进行优化,形成了 3 套深水油田储层保护完井液。在 AKPO 油田 AKPO-302 井的现场应用表明,油井表皮系数大幅降低,可有效实现储层保护。

1 完井液处理剂优选及配方优化

1.1 基本处理剂的优选

为降低完井过程中的污染堵塞,结合 AKPO 油

田的储层特点,笔者拟以生物聚合物(如 XC)或羟乙基聚合物纤维素类(如 HEC)为主处理剂,优选性能优异并与之配伍的降滤失剂、防膨剂、缓蚀剂、表面活性助排剂及油溶性暂堵剂等,配制储层保护完井液。

1.1.1 缓蚀剂优选

参照文献[4],在 120 $^{\circ}\text{C}$ 密闭条件下,测定 N80 钢片在地层水、咪唑啉(DG-HS1)、聚季胺盐(SL-HS2)和有机膦酸盐(SL-HS3)4 种介质中的腐蚀速率,结果见表 1。从表 1 可以看出:钢片在地层水中的腐蚀速率较高,为 1.38 $\text{g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$,因此应在地层水基完井液中添加缓蚀剂;咪唑啉类(G-HS1)的缓蚀效果最好,选其做为完井液的缓蚀剂。

1.1.2 黏土稳定剂优选

参照文献[5],在常温常压下,对小阳离子季胺盐防膨剂 DG-FPJ 和 HT-FPJ 进行性能评价试验,结果见图 1。从图 1 可以看出,季胺盐防膨剂 DG-FPJ 具有较好的抑制黏土膨胀效果,因此选 DG-FPJ 做为完井液的黏土稳定剂。

表 1 缓蚀剂性能评价

Table 1 Performance evaluation of different corrosion inhibitors

介质	缓蚀剂加量, %	腐蚀时间/h	N80 钢片质量/g		钢片表面积/ mm^2	腐蚀速率/ $(\text{g} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{h}^{-1})$
			腐蚀前	腐蚀后		
地层水		48	10.89	10.81		1.38
DG-HS1	2	24	10.81	10.80		0.30
		48	10.92	10.90		0.35
SL-HS2	2	24	10.70	10.67	1 360.93	0.50
		48	10.97	10.93		0.61
SL-HS3	2	24	10.94	10.95		0.91
		48	10.80	10.76		1.07

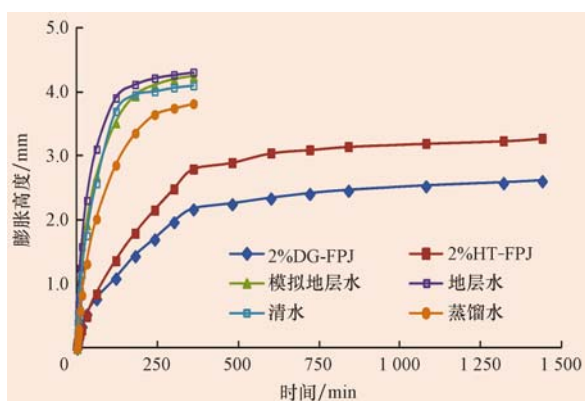


图 1 防膨剂性能评价

Fig. 1 Performance evaluation of different anti-swelling agents

1.1.3 表面活性剂优选

笔者使用界面张力仪对目前广泛应用的阴离子和非离子型表面活性剂降低油/水界面张力的效果进行了评价,表面活性剂的质量分数均为 0.3%,并与模拟地层水对比,所用水相为模拟地层水,油相为中性煤油,结果见表 2。从表 2 可以看出,模拟地层水的油水界面张力为 1.54 mN/m ,而在模拟地层水中加入 0.3% 表面活性剂后油水界面张力均能降至 10^{-2} 数量级,从成本和降低界面张力效果 2 方面综合考虑,选取成本相对较低的 HTB、ABSN 进行与地层水的配伍试验。

表 2 表面活性剂优选
Table 2 Selection of surfactants

编号	表面活性剂	油水界面张力/(mN·m ⁻¹)
1	模拟地层水	1.54
2	MJ2	0.066
3	QD	0.067
4	HTB	0.033
5	TD3	0.063
6	ABSN	0.071

由于 APKO 油田的地层水中含有 Ca^{2+} , Mg^{2+} 等阳离子,易与阴离子表面活性剂发生化学反应生成沉淀,降低其表面活性。因此,笔者分别将 0.3% HTB 和 0.3% ABSN 加入地层水中,低速搅拌,观察有无沉淀生成,发现 ABSN 加入到地层水中立即出现沉淀;HTB 加入到地层水中无沉淀,搅拌静置 10 min,也无沉淀生成。由此可见,HTB 与地层水配性较好,而 ABSN 与地层水配伍性较差,在地层水基完井液中不能使用。

笔者在常温(20℃)下,测定 HTB 加量对油/水界面张力的影响,结果见图 2。

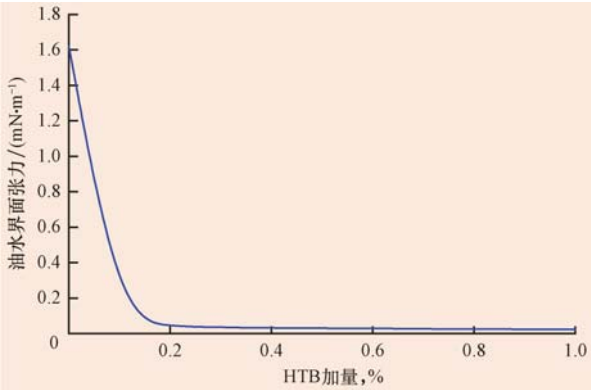


图 2 油/水界面张力与 HTB 加量的关系

Fig. 2 Relationship between oil/water interfacial tension and the concentration of HTB

从图 2 可以看出,当 HTB 加量从 0 增至 0.3%时,油水界面张力下降幅度较大,加入 0.1%HTB 时便会 使油水界面张力显著降低,而当加量超过 0.5%时,油 水界面张力降低幅度已不明显。因此,在完井液中 HTB 的加量 0.2%~0.4%是适宜的。

尼日利亚 AKPO 油田储层的井底温度为 90~ 120℃,要求所选用的表面活性剂在该温度下不解 解,仍能保持良好的表面活性。为此,分别在地层水 中加入 0.3%的 HTB,测定其在 100℃下热滚 16 h 前后的油/水界面张力,结果是热滚前后的界面张力 分别为 0.024 和 0.027 mN/m,HTB 降低油水界面 张力的能力基本不受影响,也未见沉淀生成,说明

HTB 适于在该油田使用。

1.1.4 增黏剂优选

在室内用布氏黏度计对 XC、KPAM、PAC、 CMC、HEC、PHPA、HPG 的抗剪切稀释性能进行 了测试,根据测试结果初步优选出抗剪切稀释性能 较好的 XC、CMC、HPG 和 PHPA。测试 XC、 CMC、HPG 和 PHPA 的 0.5%溶液在低剪切速下 的黏度变化,结果见图 3。从图 3 可以看出,XC 在 超低剪切速率下的黏度高于其他 3 种聚合物,表现 出良好的黏弹性。因此,确定 XC 作为控制完井液 流变性能的主要增黏剂。

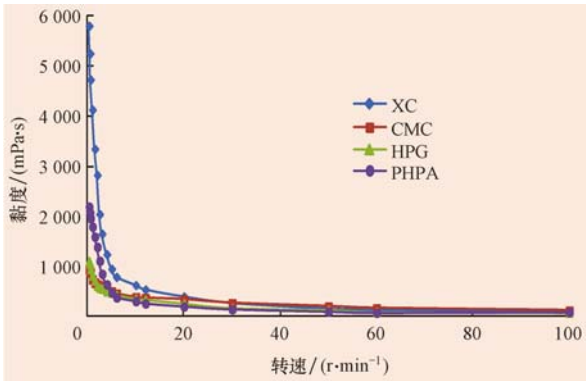


图 3 XC 与其他聚合物的剪切稀释性能

Fig. 3 Viscosity curves of xanthan gum and other polymers at low shearing rate

1.1.5 降滤失剂的优选

目前常用的降滤失剂有树脂类(SMP-1、SMP-2、 油溶树脂)、高分子聚合物类(JMPS-1、PAC141)和 弱凝胶类(PRDS),这些处理剂有各自的特点,设计 完井液配方时要基于它们之间的协同增效作用,提 高完井液的综合性能。优选降滤失剂时,需要在测 定降滤失剂热滚前后的常规流变性能及 API 降滤失 性能基础上,进行综合比较,再结合储层特点和现场 施工要求,确定选用一种降滤失剂或几种降滤失剂 复配。

1.1.6 水合物抑制剂的优选

国内外研究成果与钻井实践表明,NaCl 与聚 乙二醇复配作为水合物抑制剂抑制水合物的效果 较好^[6]。为了优选 NaCl 与聚乙二醇的最佳配比, 笔者应用 Hammerschmidt 模型^[7]计算了 NaCl 与 聚乙二醇在不同配比下抑制水合物的能力,结果 见表 3。

表3 水合物抑制剂优选
Table 3 Selection of hydrate inhibitors

NaCl 加量, %	聚乙二醇加量, %	降低水合物生成的 温度 $\Delta t/^\circ\text{C}$
0	0	0
0	3	2.93
0	5	8.22
0	10	15.69
3	0	4.90
5	0	8.55
10	0	17.07
3	3	10.84
3	5	18.50
3	10	26.23
5	3	15.57
5	5	23.46
5	10	29.16
10	3	24.69
10	5	29.43
10	10	29.98

从表3可以看出, NaCl 抑制水合物的效果优于聚乙二醇, NaCl 与聚乙二醇复配抑制水合物的效果优于两者单独使用。考虑聚乙二醇价格高、降解困难等因素, 选用 10% NaCl 与 5% 聚乙二醇复配作为水合物抑制剂。

1.1.7 隐形酸螯合剂加量的优化

近年来, 国内应用隐形酸改造储层完井液体系^[8]。隐形酸不仅能解除前期工作液对储层造成的损害, 而且对储层具有改造作用, 其核心处理剂为隐形酸螯合剂(HTA)。

随 HTA 加量增大, 完井液 pH 值会逐渐降低, 有利于消除有机垢和无机垢沉淀。试验表明^[8], 其加量为 0.4% 时, 可使前期工作液的浊度值降至 30 NTU, 满足现场施工对储层保护的要求。由于其具有酸化作用, 对碳酸盐类无机垢和屏蔽暂堵材料(碳酸钙类)均具有很好的溶解作用; 同时, HTA 对地层中的某些岩石矿物具有一定的溶蚀作用, 可以起到基质酸化作用, 在一定程度上达到改造储层的目的。试验结果表明^[8-9], 加入 HTA 的完井液能够部分或完全解除钻井液滤液和水泥浆滤液对储层渗透率的损害, 使储层岩心的渗透率恢复率提高至 95%~100%, 有效保护储层。

笔者通过 HTA 加量对 pH 值、溶液浊度、无机垢溶解率等影响试验, 确定 HTA 的最佳加量为 0.3%~0.5%。

1.2 保护储层完井液配方的优化

1.2.1 配方优选

目前西非深水钻井现场采用清洁盐水完井液, 其典型配方为过滤后的海水+缓蚀剂+CaCl₂。在对以上完井液单剂进行评价、优选的基础上, 分别对使用模拟海水配制的 11 组完井液配方进行了常温常压和高温密闭(120 °C 热滚/16 h)条件下的配伍性、流变性、降滤失性评价试验, 并与现场完井液性能进行对比, 结果见表 4。

综合考虑各配方流变性与 API 滤失量, 优选出 3 种配方, 即: 配方 3(隐形酸完井液)、配方 10(甲酸盐无固相完井液)、配方 11(PRD 完井液)。配方 3 的特点是含有油溶性暂堵剂, 不是无固相完井液, 滤液颜色较深, 但其采用的隐形酸具有溶蚀污染物的作用。配方 10 和配方 11 均为无固相完井液, 其中配方 10 的配制成本居中, 配方 11 的配制成本相对较高, 相比之下, 配方 11 的性能更加稳定。

1.2.2 不同完井方式下的完井液

目前西非深水完井方式主要有定向井射孔完井和水平井裸眼完井 2 种, 应根据不同完井方式的特点确定相应的完井液。

采用射孔完井时, 储层会受到固井水泥浆与射孔液/完井液的双重污染, 有必要采用无固相完井液^[10], 配方 10 和配方 11 均为无固相完井液, 因此, 对于定向井射孔完井方式, 可采用配方 10 和配方 11 的完井液。

水平井裸眼完井时, 井底的储层是裸露的, 只在储层以上用套管封固。其优点是排除了固井时的污染, 可以在储层损害最小的情况下打开储层^[10]; 其缺点是与直井相比, 水平井裸眼井段长, 与完井液的接触面积要大得多, 因此有必要使用“进攻型”完井液, 而使用隐形酸完井液(配方 3)是一种较好的选择。

2 储层保护完井液性能评价

2.1 水合物抑制性能

利用天然气水合物综合模拟试验系统(见图 4)对不同完井液配方的水合物抑制性进行评价。

表 4 不同配方完井液的基本性能

Table 4 Basic properties of completion fluids with different formulations

配方	试验条件	密度/ ($\text{kg} \cdot \text{L}^{-1}$)	表观黏度/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	塑性黏度/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	动切力/ Pa	API 滤失量/ $\text{mL}^{1)$	pH 值
现场完井液	常温	1.180	1.50	1.25	0.25	>60	8.5
配方 1	热滚前	1.175	25.00	19.00	6.50	16.0	8.0
	热滚后	1.175	12.00	8.00	4.00	25.0	8.0
配方 2	热滚前	1.175	34.00	26.00	8.00	9.6	8.0
	热滚后	1.756	11.00	6.00	5.00	15.0	8.0
配方 3	热滚前	1.177	8.00	7.00	1.00	6.0	8.5
	热滚后	1.177	11.00	5.00	6.00	7.6	8.5
配方 4	热滚前	1.176	5.00	5.00	0.50	13.6	8.5
	热滚后	1.177	10.00	6.00	4.00	11.6	8.5
配方 5	热滚前	1.177	8.00	6.00	2.00	10.4	8.0
	热滚后	1.177	10.00	5.00	5.00	17.6	8.0
配方 6	热滚前	1.170	10.00	8.00	2.00	12.0	8.0
	热滚后	1.170	9.00	6.00	3.00	20.0	8.0
配方 7	热滚前	1.172	10.00	3.00	3.00	16.0	8.5
	热滚后	1.172	9.00	2.00	4.00	>60.0	8.5
配方 8	热滚前	1.173	13.00	8.00	5.00	20.8	8.5
	热滚后	1.173	8.00	5.00	3.00	>60.0	8.5
配方 9	热滚前	1.170	16.00	9.00	7.00	10.0	7.5
	热滚后	1.170	10.00	8.00	2.00	17.3	7.5
配方 10	热滚前	1.168	20.00	10.00	10.00	6.5	8.0
	热滚后	1.168	13.00	9.00	4.00	8.0	8.0
配方 11	热滚前	1.171	19.00	10.00	9.00	5.0	7.5
	热滚后	1.171	12.00	10.00	2.00	7.0	7.5

注:1) 为 1 min 的滤失量。

现场完井液:蒸馏水+3%NaCl+18.9%CaCl₂+缓蚀剂;配方基浆为模拟海水+1.0%DG-HSI(缓蚀剂)+0.3%XC+10.0%NaCl+5.0%聚乙二醇。

配方 1:基浆+0.2%HTB(助排剂)+2.0%DG-NW1(黏土稳定剂)+2.0%SMP-1+2.0%油性树脂+0.4%HTA。

配方 2:基浆+0.2%HTB(助排剂)+2.0%DG-NW1(黏土稳定剂)+2.0%SMP-2+2.0%油性树脂+0.4%HTA。

配方 3:基浆+0.3%HTB(助排剂)+2.0%DG-NW1(黏土稳定剂)+2.0%SMP-2+2.0%油性树脂+0.4%HTA。

配方 4:基浆+0.3%HTB(助排剂)+2.0%DG-NW1(黏土稳定剂)+1.0%SMP-2+2.0%油性树脂+0.4%HTA。

配方 5:基浆+0.3%HTB(助排剂)+2.0%DG-NW1(黏土稳定剂)+2.0%SMP-2+1.0%油性树脂+0.4%HTA。

配方 6:基浆+0.3%HTB(助排剂)+2.0%DG-NW1(黏土稳定剂)+1.0%油性树脂+0.4%HTA。

配方 7:基浆+0.3%HTB(助排剂)+2.0%DG-NW1(黏土稳定剂)+2.0%SMP-2+0.4%HTA。

配方 8:基浆+0.3%HTB(助排剂)+2.0%DG-NW1(黏土稳定剂)+0.4%HTA。

配方 9:基浆+0.3%HTB(助排剂)+1.0%DG-NW1(黏土稳定剂)+1.0%JMP-1+2.0%NaCOOH+1.0%PF-VIS。

配方 10:基浆+0.3%HTB(助排剂)+1.0%DG-NW1(黏土稳定剂)+1.0%SMP-2+2.0%NaCOOH+1.0%PAC141。

配方 11:模拟海水+2.0%JMP-1+0.3%XC+2.0%NaCOOH+1.0%PRD+0.3%NaOH+10.0%NaCl+5.0%聚乙二醇。

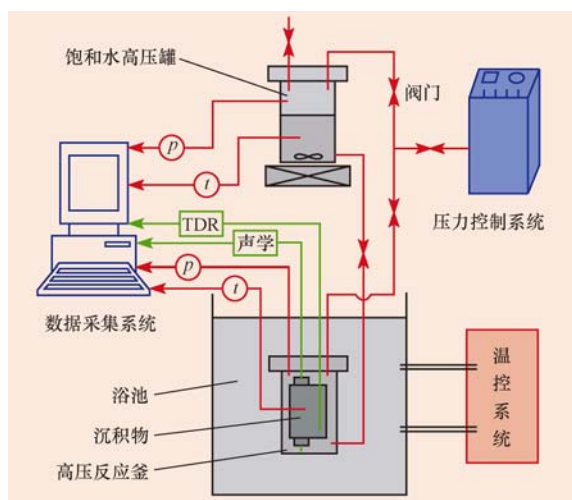


图4 天然气水合物综合模拟试验系统

Fig. 4 Comprehensive simulation system for gas hydrate

以城市天然气作为气源,模拟泥线压力和温度条件(20 MPa, 3 ℃),考察不同完井液配方水合物形成的情况,结果见表5。

表6 不同配方完井液的渗透率恢复率

Table 6 Permeability recovery rate of completion fluids with different formulations

岩样编号	入井流体类型	气测渗透率/mD	地层水渗透率/mD	油相渗透率/mD		渗透率恢复率, %
				污染前	污染后	
2	现场完井液	60.19	38.32	27.61	17.70	64.11
8	配方3	23.19	14.62	12.38	10.56	85.30
10	配方10	24.15	12.58	11.27	9.73	86.30
31	配方11	22.04	10.32	8.97	7.78	86.70

从表6可以看出,现场完井液污染后的岩心渗透率恢复率仅64.11%,而经3种储层保护完井液污染后,岩心渗透率恢复率均在85%以上,较现场完井液有大幅提高。

2.2.2 与储层流体配伍性评价

通过浊度试验,评价3种储层保护完井液与地层水之间的配伍性。将3种储层保护完井液滤液与模拟地层水分别按两种不同比例混合,使用浊度仪测其浊度,结果见表7。从表7可以看出,完井液滤液与模拟地层水混合后,液体的浊度基本上不变,经肉眼观察无任何沉淀出现,表明优选出的完井液与地层水有良好的配伍性。

3 现场应用

AKPO-302井为AKPO油田D区的第14口开

表5 不同配方完井液的水合物抑制性

Table 5 Hydrate inhibition of completion fluids with different formulations

配 方	试验条件	水合物形成情况
现场用完井液	3 ℃/20 MPa	30 min 形成水合物
配方3	3 ℃/20 MPa	4 h 内无水合物形成
配方10	3 ℃/20 MPa	4 h 内无水合物形成
配方11	3 ℃/20 MPa	4 h 内无水合物形成

由表5可知,未加入水合物抑制剂的清洁盐水完井液在30 min内形成水合物,而3种优选完井液配方在4 h内不产生水合物,能够保证完井作业顺利完成,如射孔等^[11]。

2.2 储层保护效果评价

2.2.1 污染储层岩心渗透率恢复率评价

笔者利用LH-1钻井动态污染试验,对3种完井液配方进行了动态岩心污染试验,并与现场完井液进行了对比,结果见表6。

表7 完井液滤液的浊度试验

Table 7 Turbidity test for filtrates of completion fluids

配 方	配 比 ¹⁾	浊 度	现 象
配方3	1 : 0	13.4	无沉淀
	1 : 1	13.9	无沉淀
	2 : 1	13.6	无沉淀
配方10	1 : 0	12.8	无沉淀
	1 : 1	13.1	无沉淀
	2 : 1	13.0	无沉淀
配方11	1 : 0	14.2	无沉淀
	1 : 1	14.5	无沉淀
	2 : 1	14.4	无沉淀

注:1) 为完井液滤液与地层水的配比。

发井,水深1 300.00 m,泥线水温2 ℃,完钻井深4 700.30 m,水平段长1 966.00 m,采用裸眼完井。由于水平裸眼段较长,在完井作业中储层在工作液中暴露面积大,接触时间长,决定采用隐形酸完井液(配方3),以消除潜在的污染因素。

AKPO-302 井采用隐形酸完井液完井后, 进行 DST 测试, 并与采用清洁盐水完井液完井的 AKPO-1 井和 AKPO-2 井测试结果进行对比, 结果见表 8。从表 8 可以看出, AKPO-302 井的表

皮系数为 0.25, 而采用清洁盐水完井液完井的 AKPO-1 井和 AKPO-2 井的表皮系数最低为 5.50, 个别井段高达 100.00, 表明隐形酸完井液储层保护效果明显。

表 8 AKPO 油田部分井 DST 测试结果对比
Table 8 Comparison of DST results in AKPO Oilfield

井号	测试井段/m	产油/(m ³ ·d ⁻¹)	气油比/(m ³ ·m ⁻³)	表皮系数
AKPO-302	4 288.00~4 613.00	687	451	0.25
AKPO-1	3 412.00~3 436.00	378	784	80.00
	3 124.00~3 138.00	724	253	100.00
AKPO-2	3 343.50~3 351.50	239	400	27.30
	3 213.50~3 222.50	243	446	5.50

4 结 论

- 1) AKPO 油田由于现用清洁盐水完井液滤失量过高, 滤液侵入储层较深, 对储层损害严重。
- 2) 根据储层的特点及完井要求, 优选出了适用于定向井射孔完井的隐形酸完井液和适用于水平井裸眼完井的甲酸盐无固相完井液以及 PRD 完井液。
- 3) 经优选出的 3 种完井液污染后储层岩心的渗透率恢复率均达到 85% 以上, 明显高于该油田现用清洁盐水完井液。
- 4) AKPO-302 井水平段裸眼完井时采用了隐形酸完井液, DST 测试表明表皮系数只有 0.25, 与采用现用完井液的井相比, 表皮系数大幅度降低, 表明所优选出的完井液储层保护效果显著。

参 考 文 献
References

[1] Javora P H, Stevens R, Devine C, et al. Deepwater completion challenges redefine best practices for completion and packer fluid selection[R]. SPE 103209, 2006.

[2] Ceccarelli T, Albino E, Watson G, et al. Deepwater completion designs; a review of current best practices; Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, Jakarta, Indonesia, August 4-6, 2009[C].

[3] 杨秀夫, 蒋海军. 尼日利亚 AKPO130 油田深水钻完井实践与思考[J]. 中国海上油气, 2008, 20(3): 206-210, 214. Yang Xiufu, Jiang Haijun. The practice and thinking of deep-

water drilling and completion in AKPO130 Oilfield, Nigeria [J]. China Offshore Oil and Gas, 2008, 20(3): 206-210, 214.

[4] SY/T 5390—1991 钻井液腐蚀性能检测方法: 钻杆腐蚀环法[S].

SY/T 5390—1991 Methods for testing corrosivity of drilling fluids; using drill pipe corrosion coupons[S].

[5] SY/T 6335—1997 钻井液用页岩抑制剂评价方法[S].

SY/T 6335—1997 Evaluation procedure of drilling fluids shale inhibitor[S].

[6] Tan C P, Freij-Ayoub R, Clennell M B, et al. Managing well-bore instability risk in gas-hydrate bearing sediments[R]. SPE 92960, 2005.

[7] Yousif M H, Young D B. A simple correlation to predict the hydrate point suppression in drilling fluids [R]. SPE/IADC 25705, 1993.

[8] 向兴金, 董星亮, 岳江河. 完井液手册[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 25-29.

Xiang Xingjin, Dong Xingliang, Yue Jianghe. Completion fluids manual[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002: 25-29.

[9] 王昌军, 向兴金, 刘良跃, 等. 隐形酸完井液在绥中 36-1 油田的应用[J]. 钻井液与完井液, 2001, 18(2): 33-35.

Wang Changjun, Xiang Xingjin, Liu Liangyue, et al. Application of implicit acid completion fluid in Suizhong 36-1 Oilfield[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2001, 18(2): 33-35.

[10] 陈庭根, 管志川. 钻井工程理论与技术[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2006: 289-292.

Chen Tinggen, Guan Zhichuang. Drilling engineering theory and technology[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2006: 289-292.

[11] Q/SY TZ 0070—2001 射孔作业技术规程[S].

Q/SY TZ 0070—2001 Technical specification for perforating [S].