

文章编号:1000-4092(2020)01-007-04

一种保护碳酸盐储层的可液化钻开液的研发 与性能评价*

王胜翔¹, 张帆², 林枫¹, 程爽¹, 王雷¹

(1. 中海石油伊拉克有限公司, 北京 100010; 2. 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司, 天津 300452)

摘要:针对伊拉克 Missan 油田储层的特点以及水平井裸眼完井的需要,设计了一种无需破胶的可液化钻开液体系,通过考察流型调节剂 VIS-B、降失水剂 STARFLO、润滑剂 Lube 加量对钻开液性能的影响,确定了非破胶可液化钻开液体系的基本配方,评价了该钻开液体系的抗温性能、抗地层水污染能力、抑制性能以及完井液对钻开液体系泥饼的破胶能力和储层保护效果。研究表明,配方为淡水+0.2%NaOH+0.2%Na₂CO₃+16%NaCl+3%KCl+1.0%VIS-B+3%STARFLO+0.5%碱度调节剂 DUALSEAL+5%酸溶性暂堵剂 JQWY+1.5%Lube+40%HCOONa(1.28 g/cm³)的钻开液体系,抗温可达 130℃,滚动回收率达到了 95.34%,并具有较好的抗高矿化度地层水侵入能力;体系形成的滤饼在酸性条件下可溶解,不需要破胶处理。储层保护效果评价表明,该体系侵入的岩心经配套的完井液处理后,渗透率恢复值可达 97.58%。该钻开液体系无需破胶处理,能减少作业程序,降低作业成本,提高生产效率。表 4 参 12

关键词:非破胶;钻开液;完井液;可液化;储层保护

中图分类号:TE254 **文献标识码:**A **DOI:**10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.01.002

伊拉克 Missan 油田位于伊拉克东南部 Missan 省,油田储层岩性主要为碳酸盐岩,部分地区有砂岩发育,部分层位含有微裂缝,油藏原始地层压力系数为 1.172~1.184,油藏最高温度为 120℃。目前 Missan 油田的开发主要以直井射孔完井为主,为了提高开发效率,未来将更加侧重水平井裸眼完井作业。对于水平井裸眼完井开发,目前常用的储层钻开液体系为弱凝胶体系,该体系具有低剪切速率黏度高、携砂效果好的特点^[1-5],但由于使用了大量的聚合物,完井作业时,必须进行破胶处理以提高储层保护效果^[6]。由于破胶剂一般为强氧化剂,采用破胶作业不仅会增加作业成本,而且还具有一定的危险性^[7],因此人们试图开发不需破胶处理的钻开液体系,并进行了一些探索性的研究^[8-12]。考虑到 Missan 油田水平井开发及裸眼完井的需要,采用改

性生物聚合物 VIS-B 为流型调节剂、可酸溶的改性淀粉 STARFLO 为降失水剂、JQWY 为酸溶性的暂堵材料, DUALSEAL 为碱度调节剂,氯化钠和甲酸钠复合盐水加重,设计了一种非破胶可液化的钻开液体系,通过考察流型调节剂 VIS-B、降失水剂 STARFLO、润滑剂 Lube 加量对钻开液性能的影响,确定了非破胶可液化钻开液体系的基本配方,评价了该钻开液体系的抗温性能、抗地层水污染能力、抑制性能以及完井液对钻开液体系泥饼的破胶能力和对储层保护效果,并报道了现场应用情况。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

STARFLO 降滤失剂(可酸溶的改性淀粉)、流型调节剂 VIS-B(改性生物聚合物)、酸溶性暂堵剂

* 收稿日期:2019-05-13;修回日期:2019-12-15。

作者简介:王胜翔(1972-),男,中级工程师,大庆石油学院钻井工程专业工学学士(1997),主要从事油气田钻井技术工作,通讯地址:524057 广东省湛江市坡头区南油北苑 10-502, E-mail: wangshx@cnoocirac.com。

JQWY、碱度调节剂 DUALSEAL、润滑剂 Lube, 荆州嘉华科技有限公司; NaOH、Na₂CO₃、KCl、NaCl、HCOONa, 市售工业品。

ZNN-D6A 型六速旋转黏度计、GJS-B12K 型高频高速搅拌器、ZNS-5A 型中压滤失仪、XGRL-4 型滚子加热炉, 青岛海通达专用仪器厂; JHR 岩心夹持器, 湖北现代石油科技发展有限公司; CLDS-II 型动态滤失仪, 湖北创联石油科技有限公司。

1.2 钻井液性能测试

钻井液的流变性能、滤失性能等均按照石油天然气行业标准 SY/T 5621《钻井液测试程序》进行测定。

2 结果与讨论

2.1 非破胶可液化钻开液体系的配方优选

针对 Missan 油田储层的特点以及水平井裸眼完井的需要, 针对性地设计了一种无需破胶的可液化钻开液体系。该体系形成的滤饼在酸性条件下可溶解, 不需要破胶处理, 既保证了作业安全, 也可以提高作业效率。通过大量的室内研究, 确定非破胶可液化钻开液体系的基本组分为: 淡 0.2% NaOH + 0.2% Na₂CO₃ + 16% NaCl + 3% KCl + 0.5% DUALSEAL + 5% JQWY + 40% HCOONa + VIS-B + STARFLO + Lube (1.28 g/cm³)。

2.1.1 流型调节剂加量对体系性能的影响

流型调节剂 VIS-B 加量对配方为淡水 + 0.2% NaOH + 0.2% Na₂CO₃ + 16% NaCl + 3% KCl + VIS-B + 3% STARFLO + 0.5% DUALSEAL + 5% JQWY + 40% HCOONa (1.28 g/cm³) 的钻开液体系性能的影响见表 1。从表 1 可以看出, 随着 VIS-B 加量的增大, 体系的黏度逐渐增加, 当加量达到 1%

表 1 VIS-B 加量对体系性能的影响

VIS-B 加量/%	处理条件	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	Φ _d / Φ _s	FL(API)/ mL	pH 值	LSRV/ (mPa·s)
0.6	热滚前	35	20	15	10/7			
	120℃ × 16 h	29	19	10	7/5	2.4	9	7567
0.8	热滚前	38	22	16	12/9			
	120℃ × 16 h	31.5	20	11.5	8/6	2.0	9	11749
1.0	热滚前	45	25	20	16/13			
	120℃ × 16 h	37	23	14	10/8	2.0	9	29863

注: 测试温度为 60℃; AV—表观黏度; PV—塑性黏度; YP—动切力; Φ_d/Φ_s—6 转读数/3 转读数; LSRV—低剪切速率。

时, 体系热滚后的低剪切速率黏度 (LSRV) 达到 29863 mPa·s。VIS-B 是一种改性的生物聚合物, 具有很好的增黏效果, 能有效地调节体系的流变性能, 在低剪切速率下, 分子链之间能够相互缠结, 形成弱凝胶状态, 在水平井的钻井作业中可满足水平井携砂要求。

2.1.2 降滤失剂加量对体系性能的影响

可酸溶改性淀粉 STARFLO 可酸溶、自然降解, 符合环保要求。降滤失剂 STARFLO 加量对配方为淡水 + 0.2% NaOH + 0.2% Na₂CO₃ + 16% NaCl + 3% KCl + 1.0% VIS-B + STARFLO + 0.5% DUALSEAL + 5% JQWY + 40% HCOONa (1.28 g/cm³) 的钻开液体系性能的影响见表 2。从表 2 可以看出, 随着降滤失剂 STARFLO 加量的增大, 体系的黏度虽然有所增加, 但总体变化不大, 体系的 API 滤失量随着 STARFLO 加量的增大而降低, 这表明滤失剂 STARFLO 的降滤失效果好, 且具有一定的抗温性能。综合考虑, 选择降滤失剂 STARFLO 加量为 3.0%。

表 2 STARFLO 加量对体系性能的影响

STARFLO 加量/%	处理条件	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	Φ _d / Φ _s	FL(API)/ mL	pH 值
1.0	热滚前	41.0	23.0	18	13/11		
	120℃ × 16 h	33.0	20.0	13	8/6	4.2	9
2.0	热滚前	42.0	23.0	19	14/11		
	120℃ × 16 h	34.0	20.0	14	8/7	3.5	9
3.0	热滚前	45.0	25	20	16/13		
	120℃ × 16 h	37.0	23	14	10/8	2.2	9
4.0	热滚前	47.0	26	21	16/13		
	120℃ × 16 h	37.5	23	14.5	10/8	2.1	9

2.1.3 润滑剂加量对体系性能影响

从降低摩阻和扭矩等方面考虑, 在水平井钻井过程中须在钻井液体系中加入润滑剂以保证正常钻进。润滑剂 Lube 加量对配方为淡水 + 0.2% NaOH + 0.2% Na₂CO₃ + 16% NaCl + 3% KCl + 1.0% VIS-B + 3% STARFLO + 0.5% DUALSEAL + 5% JQWY + Lube + 40% HCOONa (1.28 g/cm³) 的钻开液体系性能的影响见表 3。从表 3 可以看出, 随着 Lube 加量的增大, 润滑系数呈较大幅度的下降, 体系表现出优良的润滑性能。从表中实验数据可以看出, Lube 加量的变化对于滤失量和 pH 值的影响

不大,但钻井液的流变性随着 Lube 加量的增大出现了较为明显的增长趋势。因此,综合考虑钻井液的性能和作业成本控制,润滑剂 Lube 加量以 1.5%为宜。

表 3 Lube 加量对体系性能的影响

Lube 加量/ %	处理 条件	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	Φ_d/Φ_s	FL(API)/ mL	pH 值	润滑 系数
0	热滚前	47.5	30.0	17.5	13/11			
	120℃× 16 h	38.0	23.0	15.0	10/8	2.3	9	0.19
1.0	热滚前	49.0	31.0	18.0	17/13			
	120℃× 16 h	37.5	14.0	13.5	10/8	2.1	9	0.14
1.5	热滚前	54.0	32.0	22.0	12/9			
	120℃× 16 h	31.0	17.0	14.0	11/9	2.9	9	0.12
2.0	热滚前	67.0	38.0	29.0	18/14			
	120℃× 16 h	30.0	16.0	14.0	10/8	2.6	9	0.12

通过以上对各种外加剂对体系性能影响评价研究,确定了非破胶可液化钻开液体系的配方为:淡水+0.2% NaOH+0.2% Na₂CO₃+16% NaCl+3% KCl+1.0% VIS-B+3% STARFLO+0.5% DUALSEAL+5% JQWY+1.5% Lube+40% HCOONa (1.28 g/cm³)。

2.2 钻开液体系的性能

2.2.1 抗温性能

Missan 油田有多个开发层位,由于储层的埋藏深度不一,因此储层温度有一定的差异。在不同的温度下热滚 16 h 后,钻开液体系的流变、滤失性能见表 4。从表 4 可以看出,体系在 130℃下热滚 16 h

表 4 钻开液体系的抗温性能

热滚 温度/ ℃	处理 条件	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	Φ_d/Φ_s	FL(API)/ mL	pH 值
100	热滚前	45.0	23.0	22.0	22/18		
	热滚后	40.0	24.0	16.0	11/8	2.4	9
110	热滚前	45.0	23.0	22.0	22/18		
	热滚后	42.0	26.0	16.0	14/11	2.4	9
120	热滚前	45.0	23.0	22.0	22/18		
	热滚后	37.5	23.0	14.5	10/8	2.5	9
130	热滚前	45.0	23.0	22.0	22/18		
	热滚后	33.0	19.0	14.0	9/8	2.5	9

后,仍能保持较好的流变性能和滤失性能,能够满足现场作业的需求。

2.2.2 抗地层水污染能力

Missan 油田地层水矿化度高达 235858 mg/L,为了考察地层水的侵污对钻开液性能的影响,向体系中加入一定量的地层水(矿化度 235858 mg/L)。实验研究表明,当地层水的侵污量达到 20%时,体系经过 120℃热滚 16 h 后,PV 为 19 mPa·s,YP 值为 17 Pa,API 滤失量为 3 mL,体系仍能保持很好的流变性和滤失性能,低剪切速率黏度为 49473 mPa·s,能够保证水平井的有效携砂,表明体系具有很好的抗地层水污染能力。

2.2.3 抑制性能

经测试得知,钻开液体系对 Missan 油田现场泥岩岩屑的滚动回收率和防膨率分别为 95.34%和 92.13%,这表明该钻开液体系具有很好的抑制泥页岩水化膨胀的能力。

2.2.4 完井液对钻开液体系泥饼的破胶能力

将钻开液形成的泥饼置于 HTA 固体酸完井液体系中,在 60℃下静置一段时间后查看泥饼状态。实验发现,在 HTA 固体酸完井液中静置 0.5 h 左右后,钻开液体系的泥饼完全脱落且全部溶解,此外,浸泡过泥饼的完井液残液依然保持清澈透明。这说明完井液能够将钻开液泥饼的残渣全部清除掉,即使钻开液体系的胶液或聚合物等侵入地层孔隙中,在完井过程中完井液的侵入也能够将污染地层的胶液或聚合物等降解清除掉,从而恢复油流通道,达到保护油气层的效果。

2.2.5 完井液对储层保护效果

为了测试钻开液及配套完井液体系的储层保护效果,选用了 Missan 油田的碳酸盐岩心作为测试岩心。首先用钻开液对渗透率为 9.52×10⁻³ μm²的岩心进行污染,测试岩心的渗透率,为 7.87×10⁻³ μm²,渗透率降低了 17.3%;然后,将钻开液污染后的岩心用完井液进行侵污处理后再次测试岩心的渗透率,为 9.29×10⁻³ μm²,渗透率恢复值为 97.58%。这说明该钻开液体系无需破胶处理,仅经过完井液处理就可以达到很好的储层保护效果。

2.3 现场应用效果

非破胶可液化钻开液体系已在米桑油田水平井钻井作业中实现了应用,在该油田 3 个区块共计 7

口水平井的应用中,钻井作业非常顺利,没有发生任何井下复杂事故,完井工具管柱均顺利下入到设计预定深度,为油藏的高效开发打下了良好的基础。

与早期米桑油田采用的PRD无固相钻完井液体系相比,采用该可液化钻开液及其配套完井液体系进行钻完井作业,减少了作业施工程序,降低了作业成本和井控风险。据统计,作业中平均每口井节约钻井时间约9 h,节约钻井成本约50万元。7口井试采产量均超预期配产产量,且截止到目前产量一直比较稳定,该可液化钻开液体系在米桑油田的开发中取得了较好的应用效果。

3 结论

适合 Missan 油田水平井裸眼完井的非破胶可液化钻开液体系的基本配方:淡水+0.2% NaOH+0.2% Na₂CO₃+16% NaCl+3% KCl+1.0% VIS-B+3% STARFLO+0.5% DUALSEAL+5% JQWY+1.5% Lube+40% HCOONa(1.28 g/cm³)。该体系具有较好的耐温以性能,抗温可达130℃;该体系的抑制性能优良,钻屑的滚动回收率达到95.34%;同时体系具有较好的抗侵污能力,能有效地抵抗高矿化度地层水的侵污;体系形成的滤饼在酸性条件下可溶解,不需要破胶处理,既保证了作业安全,也可以提高作业效率。该体系侵污的岩心经配套的完井液处理后,其渗透率恢复值可达97.58%。现场应用效果表明,该体系能减少作业时间,降低作业成本,

试采产量均超预期,取得了较好的应用效果。

参考文献:

- [1] 谢克姜, 胡文军, 方满宗. PRD 储层钻井液技术研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(6): 99-101.
- [2] 王昌军, 张春阳. PRD 弱凝胶钻开液性能评价与试用效果[J]. 石油天然气学报, 2008, 30(6): 143-146.
- [3] 马美娜, 许明标. 一种 PRD 钻井液性能评价[J]. 天然气勘探与开发, 2006, 29(2): 53-55.
- [4] 许明标, 张春阳, 徐博韬, 等. 一种新型高性能聚胺聚合物钻井液的研制[J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 51-53.
- [5] 范山鹰, 向兴金, 岳前声. 无固相弱凝胶钻井液体系的室内试验研究[J]. 江汉石油学院学报, 2004, 26(1): 69-70.
- [6] 马美娜, 许明标, 唐海雄, 等. 有效降解 PRD 钻井液的低温破胶剂 JPC 室内研究[J]. 油田化学, 2005, 22(4): 289-291.
- [7] 张荣, 李自立, 王洪伟. 无固相弱凝胶钻开液延时破胶技术研究[J]. 钻井液与完井液, 2011, 28(2): 42-45.
- [8] TOD B, ALI S, WHITFILL D L, HAGGERTY T. An innovative system for complete cleanup of a drill-in fluid filter cake [C]. SPE 86494, 2004: 1-9.
- [9] ALOTAIBI M B, NASR-EL-DIN H A, HILL A D, et al. An optimized method to remove filter cake formed by formate based drill-in fluid in extended reach wells [C]. SPE 109754, 2007: 1-13.
- [10] NASR-EL-DIN H A, AL MOAJIL, A M. Evaluation of in-situ generated acids for filter cake clean up [C]. SPE 107537, 2007: 1-15.
- [11] 刘卫红, 许明标. 一种用作钻井液增黏剂的反相微乳液的性能研究[J]. 油田化学, 2013, 30(3): 327-330.
- [12] 许明标, 马双政, 韩金芳, 等. 抗高温无固相弱凝胶钻井液体系研究[J]. 油田化学, 2012, 29(2): 142-145.

Development and Performance Evaluation of One Kind of Liquefiable Drill-in Fluid for Protecting Carbonate Reservoir

WANG Shengxiang¹, ZHANG Fan², LIN Feng¹, CHENG Shuang¹, WANG Lei¹

(1. CNOOC Iraq Limited, Beijing 10010, P R of China; 2. Engineering Technology Branch, CNOOC Energy Development Limited, Tianjin 300452, P R of China)

Abstract: Considering the characteristics of reservoir and open hole completion with horizontal well development in Iraq Missan oil fields, a non-gel breaking liquefiable drill-in fluid was designed. By examining the effect of addition of flow pattern regulator VIS-B, fluid loss reducing agent STARFLO and lubricant Lube on drill-in fluid performance, the basic formula of the non-gel breaking liquefiable drill-in fluid system was determined, and the anti-temperature performance, anti-formation water pollution ability, inhibition performance and completion fluid's ability to break mud cake of drill-in fluid system and its protection effect on reservoir were evaluated. The research results showed that the formula of drill-in fluid system was fresh water+0.2%NaOH+0.2% Na₂CO₃+16%NaCl+3%KCl+1.0%VIS-B+3% STARFLO+0.5% DUALSEAL (alkalinity regulator)+5% JQWY (acid-soluble temporary blocking agent)+1.5% Lube+40%HCOONa(1.28 g/cm³), and the temperature resistance of the system could reach 130℃, the rolling recovery rate reached 95.34%, and it had a good resistance to high-mineralized formation water pollution. The filter cake formed by the system could be dissolved under acidic conditions and did not require gel breaking treatment. Reservoir protection effect evaluation showed that the permeability recovery rate of the formation cores fouled by this system could reach 97.58% after the matching completion fluid treatment. The drill-in fluid system did not require gel breaking treatment which could reduce operating procedures and operating costs, and improve production efficiency.

Keywords: non-gel breaking; drill-in fluid; completion fluid; liquefiable; reservoir protection