



复合离子型聚合物 钻井液及应用

周华安 杨兰平 王富荣

(四川石油管理局川东钻探公司)

内容提要 目前聚合物钻井液存在 η_{∞} 与 τ_c 、 I_m 之间不能有效调节,以及流变参数优控与井壁稳定难以一致的矛盾。本文介绍了一种复合离子型聚合物钻井液。其卡森流变三参数可有效调节,在掺含43g/L、钻井液密度1.18g/cm³下, η_{∞} 5.5~5.9mPa·s、 τ_c 2.4~6Pa、 I_m 450~921, I_m 最高达到1310,实现了以往多元聚合物钻井液无法实现的流变性能。

主题词 复合离子型 聚合物 钻井液 喷嘴 粘度 卡森动切力 剪切稀释指数

聚合物钻井液卡森流变参数的全面优控 技术是目前我国钻井液界十分关注的新课

求得的表皮系数更接近代表井壁实质性的污染系数。

本文考虑射孔完井的特性后,导出的试井分析公式是合理和简单的,所求的表皮系数更接近代表井底实质性的污染系数,可为射孔完井的油气井采取合理的增产措施提供较为科学的依据。

本文在写作过程中,曾得到黄逸仁老师的指点,在此表示感谢!

符号

Q ——产量, m³/d; μ ——流体粘度, mPa·s; K ——地层渗透率, μm^2 ; h ——油藏厚度, m; P_i ——原始地层压力, MPa; P_{wf} ——射孔末端压力, MPa; ϕ ——孔隙度, 无量纲; C_i ——综合弹性系数, 1/MPa; D ——射孔射入深度, m; $r_1 = r_w + D$, m; r_w ——油井半径, m; N ——射孔总孔数; d ——射孔孔眼直径, m; P_{wi} ——井底压力, MPa; S ——井壁附近

实质性污染系数; B ——原油体积系数, 无量纲; t_p ——生产时间, h; Δt ——恢复时间, h; α ——常数, 4.81×10^{-11} 。

参 考 文 献

- [1]樊世忠、陈元千著 《油层污染与评价方法》 石油工业出版社 1989年
- [2]童显章著 《压力恢复曲线在油气田开发的应用》 石油工业出版社 1976年
- [3]葛家理主编 《油气层渗流力学》 石油工业出版社 1982年
- [4]L. P. 达克著 《油藏工程原理》 石油工业出版社 1986年
- [5]李祐佑等译 《油层压力恢复和油气层测试》 石油工业出版社 1983年
- [6]陈家琅主编 《水力学》 石油工业出版社 1982年

(本文收到日期 1990年12月5日)

题,是提高聚合物钻井液应用水平,促进喷射钻井和优化钻井技术发展的一项重要技术。

实际应用资料调查表明^[1,2]:聚合物低密度钻井液卡森流变参数控制的平均水平已达到卡森喷嘴粘度 η_{∞} 8~10mPa·s,卡森切力 τ_c 0.3~1.5Pa,剪切稀释性指数 I_m 100~280。但与推荐的优化指标, η_{∞} 2~6mPa·s, τ_c 0.6~3Pa, I_m 300~600相比, τ_c 、 I_m 还处于低限,未达到优控要求水平。为此,人们对 τ_c 、 I_m 推荐标准的可能性和现实性提出了怀疑,建议将 τ_c 、 I_m 推荐标准放低。过去川东地区聚合物钻井液主要严格控制搬含(18~25g/L)和主要聚合物浓度及强化固控。虽然 η_{∞} 的平均水平可达到7mPa·s以内,但 τ_c 仅有0.15~0.75Pa、 I_m 仅有30~100。当搬含高至35~40g/L时, η_{∞} 10~13mPa·s;密度由1.07g/cm³ ↗1.17g/cm³时, η_{∞} 却增了3~4倍。如果搬含偏低,钻井液粘切就低,增加了泥页岩井壁失稳和单泵形成砂桥所引起的下钻阻卡、划眼,削弱了聚合物钻井液的防塌能力。故目前聚合物钻井液总是存在 η_{∞} 与 τ_c 、 I_m 之间不能有效调节,流变性优控与井壁稳定难以一致的矛盾。

我们将复合离子型聚合物(FA₃₆₇、xy₂₇)与沿用的聚合物结合,经室内系统试验,优化组合形成的K-PHP—FA₃₆₇—xy₂₇复合离子型聚合物钻井液,具有更强的抑制防塌能力和更好的剪切稀释性,实现了 η_{∞} 、 τ_c 、 I_m 卡森三参数的有效调节和全面优控。在天西1井(∅311.2)应用收到了很好效果。不仅顺利钻过

厚达1534m的侏罗系泥岩和硬脆性页岩,还在钻具被刺4次(刺断3次)情况下,做到井下无垮塌、打捞和起下钻无阻卡。于单泵钻进井段1545~1900m(Jc¹~Jt⁵),环空返速仅0.3~0.4m/s情况下携砂好。更为显著的是1750~2074m(Jt)的井浆在钻井液密度1.13~1.18g/cm³,搬含40~43g/L的情况下, η_{∞} 4.6~6.5mPa·s, τ_c 1.6~6.2Pa, I_m 340~1310。

体系配方与性能评价

1. 配方组分

本着实现卡森三参数全面优控、增强抑制防塌能力和改善失水造壁性的综合目的。经大量的室内试验,对配方组分及其加量进行了优选,获得了一定的认识。

(1)造浆土:选择山东安邱二级膨润土。

(2)主聚物:选择了K-PHP和FA₃₆₇两种。FA₃₆₇是一种复合离子型的强包被型高分子主体聚合物,是建立无氯、无钠、无游离羟基泥浆体系的主体聚合物。分子链上除具有沿用的聚合物的官能团和阳离子外,还引入了有机小阳离子。吸附成网能力更强,具有较低的 η_{∞} ,用它处理搬土基浆后的 η_{∞} 较80A₅₁、PAC₁₄₁等高聚物的 η_{∞} 小一半以上。FA₃₆₇加量增大后, η_{∞} 升高不很明显,而 τ_c 、 I_m 和宾汉动切力 τ 。则随加量增大而升高,动塑比值基本稳定,见表1。

(3)辅助聚合物:选择抑制稀释剂xy₂₇。在xy₂₇分子上引入了有机小阳离子,它能优先吸附于粘土粒子之上,且能与主聚物分子

表1

FA₃₆₇对聚合物钻井液性能影响

配 方	API 滤失量 (mL)	API 滤饼厚 (mm)	动切力 (Pa)	动塑比 (Pa/Pa·s)	流性 指数 n	稠度系数 (Pa·s ⁿ)	卡森粘度 (mPa·s)	卡森切力 (Pa)	剪切 稀释 性 指数
基 浆	19	0.5	9.5	731	0.49	0.77	9.0	2.1	265
加 FA ₃₆₇	14	0.5	16	697	0.50	1.24	14.4	5.8	440

链键合形成络合物,这妨碍了主聚物对粘土粒子的有效吸附和成网,不仅具有很好的抑制性,而且能有效地降低聚合物钻井液的粘度和切力。特别是在降低聚合物钻井液的 η_{∞}

方面,这是沿用的小分子聚合物不可能达到的。但是,它同时降低 τ_c 、 I_m 也很明显,所以用量应慎重,见表2。

(4)造壁性改良剂:选择钻井液用惰性降

表2 xy_{27} 对聚合物钻井液的影响

配 方	API 滤失量 (mL)	API 滤饼厚 (mm)	塑性粘度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	动塑比 (Pa/Pa·s)	卡森粘度 (mPa·s)	卡森切力 (Pa)	剪切稀释 性指数
基 浆	19	0.5	13	9.5	731	9.0	2.1	265
加 xy_{27}	16	0.5	6	4.5	750	6.5	0.41	88

滤失剂 HL-Ⅱ 或100目的细岩粉。用它改变泥饼的颗粒级配,填充泥饼孔隙,改善泥饼质量。实验中均发现,加入 HL-Ⅱ 的聚合物钻井液的泥饼更致密、更光滑、韧性更好。同时,HL-Ⅱ 又是一种封堵型力学稳定剂,可提高钻井液的防塌能力,对流变参数控制无不良影响。

2. 体系性能室内评价

(1)常规性能与流变参数

复合离子型聚合物钻井液与 PHP-K-PHP-CPAN 多聚钻井液相比,流变性更好且易调整,特别是 $\eta_{\infty} < 6\text{mPa}\cdot\text{s}$, τ_c 、 I_m 更高,流变参数能实现全面优选,而且失水造壁性更好,见表3。

表3 两种聚合物钻井液性能与流变参数对比

钻井液密度 (g/cm ³)	API 滤失量 (mL)	API 滤饼厚 (mm)	塑性粘度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	动塑比 (Pa/Pa·s)	流性指数 n	稠度系数 (Pa·s ⁿ)	卡森粘度 (mPa·s)	卡森切力 (Pa)	剪切稀释 性指数
1.03	15	0.5	10.5	10	952	0.41	1.11	5.5	4.6	899
1.03	35	0.5	11	4.8	432	0.62	0.22	9.2	0.85	113

注: 上项为安邱土,K-PHP、FA₃₆₇、 xy_{27} 、HL-Ⅱ 组成的钻井液;下项为安邱土,K-PHP、PHP、CPAN 组成的钻井液。

(2)抑制防塌性能

将试液 350mL 和 105℃ 下烘干 4h 的 50g 磨碎后过 20~36 目筛的月东 1 井 J₁ 页岩样加入老化罐中,于 75℃ 下恒温滚动 16h 后,过 80 目筛、烘干、称重,计算得到岩屑回收率,如图 1。

将安邱标准土制成的人工岩心,放置于 NP-01 型膨胀测试仪中,测得一定时间内的线

膨胀量,其值愈小,抑制效果愈好,其膨胀曲线如图 2。

图 1 和图 2 表明,复合离子型钻井液体系比多聚钻井液具有更高的页岩回收率和更低的线膨胀量,特别是其无固相的 8h 线膨胀量相对于清水降低了 37.7%,其抑制效果接近搬土原浆,而其低固相体系的 8h 线膨胀量相对于搬土原浆降低了 54.1%,相对于多聚低

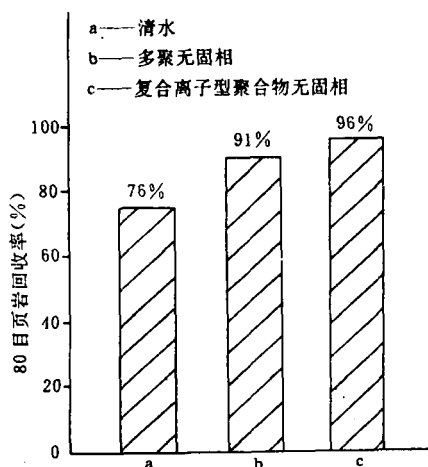


图1 页岩回收率

固相钻井液降低了15.9%。经它浸泡的人工岩心线膨胀量随浸泡时间增加而缓慢增加,切开人工岩心中间大部分是干的。故说明复合离子型聚合物钻井液比以往多元聚合物钻井液具有更好更强的抑制效果和防塌能力。

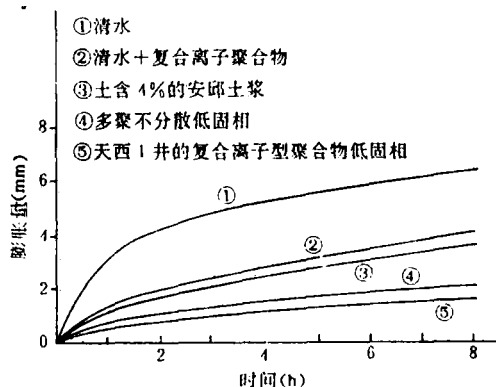


图2 试液对安邱土水化膨胀的抑制

(3) 抗钻屑能力

复合离子型聚合物钻井液受泥页岩钻屑侵后,漏斗粘度和切力无明显变化,滤失量降低,泥饼质量好,说明抑制钻屑水化分散能力强。但是受钻屑侵后,塑性粘度 η_p 、 η_{∞} 升高, τ_c 、 I_m 下降,特别是 τ_c 、 I_m 明显降低。见表4。

表4

复合离子型聚合物钻井液抗钻屑试验数据

配 方	钻井液 密度 (g/cm ³)	漏斗 粘度 (s)	API 滤失量 (mL)	API 滤饼厚 (mm)	pH	塑性粘度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	流性 指数 n	稠度系数 (Pa·s ⁿ)	卡森粘度 (mPa·s)	卡森 切力 (Pa)	剪切 稀释 性 指数
基 浆	1.03	39	16.5	0.5	9	8.5	5.0	0.55	0.31	5.9	1.6	308
加钻屑20%	1.08	34.5	11	0.5	9	13	3.5	0.71	0.11	10.1	0.8	98

这是因为钻屑吸附,降低了聚合物与搬土粒子作用的有效浓度,致使成网能力减弱。因此,该体系抗钻屑侵能力还欠强,必须保证体系的剩余聚合物浓度。

现场应用及效果

天西1井是一口预探井,设计 $\varnothing 311.2$ 井眼段长3365m,其中 Jc^{2-1} 厚1860m, Jt^{5-1} 厚581m。该井设备状况差,单泵钻进时间占了75%~85%。要保证 $\varnothing 311.2$ 井段3365m长裸眼安全、快速钻进,最关键的技术是采用强抑制性聚合物的钻井液,有效地防止 Jc 、 Jt 红层

的井塌;优控流变参数,保证低环空返速0.3~0.4m/s下有效地携砂,提高钻速。为此,于井深540m用地面配好的复合离子型聚合物无固相120m³替出井内的PHP无固相,快速安全钻至井深1545m(Jc^1)。再均匀加入50%的安邱土浆,转化成该体系的不分散低固相,安全钻至井深1900m(Jt^5),为增强 Jt 的防塌能力,加入HL-II,继续钻至井深2074m(Jt^{4-3})停钻。

1. 现场工艺要点

(1) 坚持“少量多餐”原则维护,每天补充聚合物至少一次,以保持稳定的聚合物浓度;

(2) 补充聚合物时应做到以10~20m³水预先溶解后,再细水长流地均匀加入井浆;

(3) 保持低碱性,pH7.5~8.5,不使用NaOH;

(4) 禁用分散剂,特别是CMC、CMS、FCLS等;

(5) 强化固控。转化体系时必须全面掏罐,钻进中用好振动筛、除砂清洁器和除泥清洁器,并坚持交替掏罐,以保证无固相体系含砂量<0.1%,低固相钻井液含砂量<0.2%、固相含量<13%;

(6) 不得轻易补充新浆,不得加干墩土粉

提墩含,补充新浆时要先加入聚合物;

(7) 有效地优控调节卡森流变性三参数,除控制墩含在35~45g/L外,还必须做到高效率地用好“一筛两除”固控设备,调节好主聚物与辅助聚合物复配比例;

(8) 坚持每班测准含砂量、固相含量、墩含、旋转粘度计六速读值,以便于跟踪控制流变性能,特别是卡森流变三参数。

2. 效果

(1) 流变特性优良,剪切稀释性好,特别是卡森流变性三参数能有效地控制调节,见表5。

表5 天西1井与卧118、卧131、天东4井流变性能及对比

井号	井段(m)	层位	钻井液密度(g/cm ³)	塑性粘度	动切力	动塑比	流性指数	稠度系数	墩含(g/L)	η_{∞} (mPa·s)			τ_c (Pa)			I_m		
				(mPa·s)	(Pa)	(Pa/Pa·s)	n	(Pa·s ⁿ)		范	平	总	范	平	总	范	平	总
天西1	1545	Jc ¹	1.07	10	2.5	250	0.75	0.07	35	6.1			0.54			101		
	1751.5		1.13	15	7	700	0.5	0.38	38	10	8.3		2.5	1.3		395	183	
		Jt ⁶	1.13	9	5	500	0.43	0.3	40	4.8			1.6			297		
	1900		1.15	11	8	730	0.58	0.7	42	6.9	5.9	6.6	3.5	2.4	2.5	692	450	420
		Jt ⁴⁻³	1.15	10	8	730	0.42	1.02	40	4.6			3.8			737		
	2074		1.18	12	10.5	1000	0.45	1.12	43	6.2	5.5		6.2	4.2		1310	921	
卧118	1203	Jc ¹	1.04						18									
	1929	Jt ¹	1.10	9.5	2.2	228	0.75	0.07	25			8.2			0.27			45
卧131	413	Jc ¹	1.03						13									
	1169	Jt ¹	1.07	7.5	1.9	253	0.73	0.06	30			6.5			0.3			55
天东4	1945	Th	1.07						25									
	2296		1.08	14.8	5.5	372	0.65	0.23	30			12.0			1.05			107

注: 1) 天西1井为复合离子型聚合物钻井液;卧118、卧131、天东4井为多元聚合物钻井液;2) 天西1井井段1539~1751.5m因除砂清洁器和除泥清洁器未安装好而未用,只用了振动筛除砂;而1752~2074m期间“两器”已高效率地投入使用。

表5表明,复合离子型聚合物低固相钻井液不仅具有高的动塑比 τ_0/η (500~1000Pa/Pa·s)、低的流性指数 n 值(0.42~0.58)和好的触变性能(τ_{10s} 为2~5Pa、 τ_{10min} 为3~

15Pa),而且更为显著的是在钻井液密度1.13~1.18g/cm³、墩含40~43g/L的情况下,具有低的 η_{∞} 、高的 τ_c 和 I_m ,能同时达到有效调节,总平均结果是 η_{∞} 6.6mPa·s、 τ_c 2.5Pa、

I_m 120, 其中井段1900~2074m的平均结果是 η_{∞} 5.5~5.9mPa·s、 τ_c 2.4~4.7Pa、 I_m 450~921。此性能满足了75%~85%单泵长时间地于1545~2074m钻进,使在环空返速仅0.3~0.4m/s情况下有效携砂和悬浮钻屑;起下钻和断钻具打捞均无阻卡和沉砂。和以前认为使用多元聚合物钻井液较成功的卧118、天东4、卧131井相比较,这3口井均是低的搬含(13~30g/L)、低的钻井液密度(1.04~1.10g/cm³)下,高的 η_{∞} (6.5~12mPa·s)、低得多的 τ_c (0.27~1.05Pa)和 I_m (45~107)。而使用复合离子型的天西1井分段流变性能表明,尽管搬土含量是影响聚合物泥浆 η_{∞} 的重要因素,但它还不是影响 η_{∞} 的关键因素,而固控效果、聚合物类型以及主聚物浓度才是影响 η_{∞} 的关键因素。相反地,搬土含量却是影响 τ_c 、 I_m 的决定性因素。适当放宽复合离子型聚合物钻井液的搬土含量,倒反有利于改变低搬含引起的 τ_c 、 I_m 严重失调的被动局面,有利于实现聚合物泥浆卡森流变三参数的有效调节。

(2)失水造壁性能好。整个1545~2074m井段低固相钻井液的API滤失量7~8.5mL、API泥饼厚0.5mm。泥饼致密且光滑、韧性好。

(3)抑制、防塌效果显著。复合离子型聚合物钻井液体系在540~2074m(Jc²~Jt⁴⁻³)井段钻进,泥、页岩受浸泡达60天,又在井深1059.94m、1083.46m、1928.62m处刺断钻具,在井深1750.60m磨铣落物处理7天的情况下,井下未出现垮塌,落鱼在井下静止8~

15h后打捞起钻畅通无阻、也无沉砂。

(4)提高机械钻速明显。该无固相体系泵压仅有7~15MPa(平均12MPa)的情况下,在540~1545m钻进井段平均机械钻速达到4.68m/h,这比设计预测的平均机械钻速3.3m/h提高了41.8%。该井双泵(泵压17MPa)在井段1906.39~1971.56m钻进,平均机械钻速达到2.30m/h,较七里2、亭3井提高了12.2%~17.9%。

综上所述,复合离子型聚合物钻井液很好地解决了以往多元聚合物钻井液所存在的 η_{∞} 与 τ_c 、 I_m 之间不能有效地调节及流变参数优控与井壁稳定难以一致的矛盾。其低固相钻井液不仅 τ_c/η_{∞} 高, n 值低,触变性能好,携带悬浮钻屑能力强。而且在搬含35~43g/L和钻井液密度(1.18g/cm³)条件下,具有 η_{∞} 5.5~5.9mPa·s、 τ_c 2.4~6Pa、 I_m 450~921,达到了单泵长时间钻进 ϕ 311.2井段。该体系还比多元聚合物体系具有更好的抑制性和更强的防塌能力,延长泥页岩浸泡时间,提高了红层可钻深度和机械钻速。

参加试验的有王实其、陈佳全、谢公健、王德承同志,谨此致谢。

参 考 文 献

[1]陈乐亮 优选优控泥浆特性对提高钻速可能性的探讨《钻井液与完井液》1990年第2期

[2]傅延诏等 钻井液流变参数优选技术的研究与应用《钻井液与完井液》1990年第3期

(本文收到日期 1991年1月2日)



Subject Headings: perforation completion, substance damage, method of well testing analysis.

Li Zhiping, Zhao Birong

DRILLING/PRODUCTION TECHNOLOGY AND EQUIPMENT

34 Compound-Ion—Type Polymer Drilling Fluid and Its Application

At present, for the polymer drilling fluid, exist two problems, i. e. the relation between η_{sp} and τ_w , I_m can not be effectively regulated and the optimal control of rheological parameters is difficult to be consistent with side-well stability. This paper presents a compound-ion-type polymer drilling fluid. Its three Casson's rheological parameters can be effectively regulated. Under the conditions that the content of bentonite is 43g/L and the density of drilling fluid 1.18g/cm³, the η_{sp} is 5.5~5.9MPa·s, τ_w 2.4~6Pa and I_m 450~921(maximum 1310), realizing the rheological performance that the polynary polymer drilling fluid can not realize in the past.

Subject Headings: compound-ion-type, polymer, drilling fluid, nozzle viscosity, Casson's dynamic gel strength, shear-thinning index.

Zhou Huan, Yan Lanping, Wang Furong

40 High Pressure Jet Drilling Practice in Tabei

This paper presents the results obtained and main technical-technological measures in high pressure jet drilling experiment with different pressure (18, 20~26MPa) carried out step by step by Geo-Mineral Ministry's 5th Reconnaissance Survey Team which joined the united battle for oil in Tabei since 1985, combining with the practical conditions of this work area.

Subject Headings: west part of Xinjiang, high pressure jet drilling, nozzle, hydraulic horsepower.

Dong Zhenguo

44 Forecasting the Formation Pressure in Balanced-Pressure Drilling in Xiangxi Qun of Moxi Structure

Based on the factors forming abnormally high pressure in permeable sandstone formation and its undercompaction features, the sandstone and shale formation pressures are forecasted and detected by applying d_c index, and the liquid head design of balanced-pressure drilling and operation is guided by combining with kick observation method, which solve the problem about balanced-pressure drilling in sandstone and shale formation at Moxi Structure.

Subject Headings: central part of Sichuan, Upper Triassic series, balanced-pressure drilling, well-control equipment, d_c index method.

Xie Yongchuan

47 Calculation of Effectively Acting Distance of Acidizing Treatment in a Gas Well

The effectively acting distance of acidizing treatment is a problem with quite more disputes. Starting from the general principle of gas-percolating mechanics, a practical method for calculating the effectively acting distance of acidizing treatment in a gas well is proposed in this paper by use of the production performance informations of a gas wells.

Subject Headings: natural gas, gas well, acidizing treatment, effectively acting distance, calculation method.

Zhuang Mengzhi