

聚合物凝胶调剖剂配方优选及性能评价

魏云云^{1,3,4}, 罗莉涛^{1,2}, 刘先贵^{1,4}, 刘卫东⁴, 杨正明⁴

1. 中国科学院渗流流体力学研究所, 廊坊 065007
2. 清华大学环境学院, 北京 100084
3. 中国科学院大学, 北京 100190
4. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 廊坊 065007

摘要 聚合物凝胶调剖技术是油田改善后期注水开发效果、保持稳产的有效手段。本文通过一系列单因素变量实验研究了多个因素对聚合物凝胶调剖剂的影响,从而确定了适合石南4井区头屯河组油藏的调剖剂配方并进行了性能评价。结果表明:在单因素变化情况下,聚合物凝胶调剖剂成胶强度随着聚合物、交联剂、稳定剂的浓度的增大而增大,随着水质矿化度的浓度增大而减小;成胶时间随着聚合物、交联剂、水质矿化度的浓度增大而减小,随着稳定剂浓度的增大而基本无变化。成胶强度随着老化时间、温度、剪切强度的增大而减小。随着调剖剂注入量的增大,阻力系数和残余阻力系数而逐渐增大,而且二者差距幅度加大;封堵率先缓慢上升,后快速上升,最后趋于平缓。针对石南4井区头屯河组油藏,建议采用的调剖剂配方为:聚合物(2500万相对分子量)浓度 1500 mg/L、交联剂 0.3%、稳定剂 0.1%、水质矿化度 26 g/L;注入方式为:前置段塞 0.15 PV(孔隙体积)+主体段塞 0.25 PV+保护段塞 0.1 PV。

关键词 聚合凝胶调剖剂;成胶强度;成胶时间;阻力系数;残余阻力系数

油气藏的非均质性是油田采收率较低和含水过高的主要原因之一。目前开发的很多技术都可用于控制由于长期注水形成的水流通道,从而实现扩大注入水波及体积进而达到稳油降水的目的,如聚合物驱、聚合物-碱-表面活性剂复合驱、泡沫驱、凝胶堵水调剖等。其中,聚合物凝胶作为经济有效的产品已在国内外得到广泛应用。

石南4井区头屯河组油藏位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地,为中低孔隙度、中低渗透砂岩油藏。目前油藏开发资料显示,渗透率为 $(0.6\sim 358)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,平均为 $68\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,渗透率变异系数平均为0.583,突进系数平均为6.92,级差平均为9.35,储层非均质性强;矿化度高达26 g/L,油藏温度达73℃;区块注水井平均压力指数PI值低于10 MPa,区块注水井PI值的最大值与最小值之差为6.5 MPa,超过5 MPa;局部形成高渗透条带,高含水井增多,综合含水率上升,开发效果变差。在此背景下,此区块需要进行调剖堵水。

聚合物凝胶调剖剂是由聚合物、交联剂、稳定剂在一定水质下按一定的配方配制而成,因其独特的优势而广泛应用各大油田^[1-2]。聚合物凝胶调剖剂可以降低水相的相对渗透率,而对油相的相对渗透率影响较小,有利于改善流度比,从

而提高驱油效率^[3-4];不会对地层造成永久性的伤害,不妨碍后期措施的进行^[5-7];可采用油田污水配置,节省淡水资源,减少污水排放,降低生产成本^[8-9];施工工艺简单,可连续操作且便于监控^[10-13]。

本文针对石南4井区头屯河组油藏,研究了聚合物、交联剂、稳定剂、水质等因素对聚合物凝胶调剖剂影响规律,从而确定了适合石南4井区头屯河组油藏的调剖剂并进行了性能评价。为降低油田综合含水率,提高采油率,提供了有利的技术支撑。

1 实验方法

1.1 聚合物凝胶调剖剂配方优选

1.1.1 实验药品

聚合物:部分水解聚丙烯酰胺 HPAM(相对分子量 2500 万);交联剂:Al(III)柠檬酸铝;稳定剂:硫脲;不同矿化度的水:主要是钙镁离子含量。

1.1.2 实验步骤

为了分别研究聚合物浓度、交联剂浓度、稳定剂浓度及矿化度对调剖剂的影响,按照表1设计了单一变量实验。

收稿日期:2016-08-12;修回日期:2017-03-24

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05013-006);中国石油科技攻关项目(2014B-1203)

作者简介:魏云云,博士研究生,研究方向为油气田开发,电子信箱:mhlpplht6184@126.com;罗莉涛(通信作者),博士,研究方向多为孔介质物理化学渗流,电子信箱:mhlpplht6184@126.com

引用格式:魏云云,罗莉涛,刘先贵,等. 聚合物凝胶调剖剂配方优选及性能评价[J]. 科技导报, 2017, 35(8): 88-93; doi: 10.3981/j.issn.1000-7857.2017.08.011

表1 实验方案
Table 1 Experimental scheme

调剖体系	聚合物浓度/ (mg·L ⁻¹)	交联剂质 量分数/%	稳定剂质 量分数/%	矿化度/ (g·L ⁻¹)
聚合 物变 量组	500	0.3	0.1	26
	1000			
	1500			
	2000			
交联 剂变 量组	1500	0.1	0.1	26
		0.3		
		0.5		
		0.8		
稳定 剂变 量组	1500	0.3	0.05	26
			0.1	
			0.2	
			0.3	
矿化 度变 量组	1500	0.3	0.1	0.35 26 100

1) 将配制好的聚合物凝胶调剖剂分别装入安培瓶内,放入73℃(油藏温度)的恒温箱内。

2) 利用美国Brookfield DV-II型黏度计(测定精度±1%;量程0.01~200.00 RPM;温度0~100℃;范围1~5000 mPa·s)在73℃的条件下每1 h测定1次黏度即成胶强度,直至20 h,并记录下成胶时间。

1.2 聚合物凝胶调剖剂性能评价

聚合物凝胶调剖剂配方:聚合物(2500万分子量)浓度1500 mg/L、交联剂质量浓度0.3%、稳定剂质量浓度0.1%、水质矿化度26 g/L。

1.2.1 稳定性评价

取3份聚合物凝胶调剖剂待成胶后分别在3种温度(53、73、93℃)下每5天测定成胶强度1次,直至第90天。

1.2.2 抗剪切性评价

取3份聚合物凝胶调剖剂在室温下分别利用BME 100LX型封闭式高剪切乳化机(上海威宇有限公司,转速范围:200~10000 r/min)在3种剪切速率(1500、2500、3000 r/min)下每1 h测定成胶强度1次,直至第8 h。

1.2.3 注入性及封堵性评价

1) 取石南4井区头屯河组油藏7块天然岩心,岩心长度L、直径D、孔隙度Φ、水测渗透率K_w,如表2所示。

2) 按图1将100DX型双计量泵(Teledyne 美国ISCO公司,其流量范围0~200 mL/min,精度1%),活塞容器ZR-3(0~400 mL,0~70 MPa,海安发达石油仪器科技有限公司),不锈钢岩心夹持器(海安发达石油仪器科技有限公司)、压力表(-0.1~200 MPa,精度±0.1% FS)、微量试管(容量0~5 mL,精度0.01 mL)组装实验设备。

表2 岩心参数
Table 2 Core parameters

序号	L/cm	D/cm	Φ/%	K _w /10 ⁻³ μm ²	q/PV
1	8	3.8	24.35	255.42	0.05
2	8	3.8	24.65	255.98	0.10
3	8	3.8	25.12	256.31	0.15
4	8	3.8	26.21	257.52	0.20
5	8	3.8	25.41	258.11	0.25
6	8	3.8	26.08	258.16	0.30
7	8	3.8	25.37	258.63	0.35

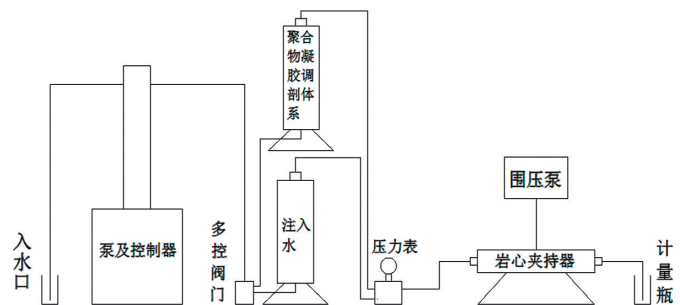


图1 实验流程

Fig. 1 Experimental flow chart

3) 由现场地层压力设定围压15 MPa、由现场注水速度设定实验速度2 mL/min。

4) 利用现场注入水测定岩心初始渗透率K_w,同时记录稳定压差ΔP_w。

5) 在室温下向岩心注入聚合物凝胶调剖剂主体段塞q(孔隙的体积倍数,PV),如表2,并记录稳定压差ΔP_g。

6) 取出注入了调剖剂的岩心,放入73℃烘箱中交联候凝24 h,以保证调剖剂在岩心内部充分成胶。

7) 从烘箱中取出岩心,剥离岩心表面的凝胶凝块,并清除管线堵头及阀门中的凝块;重新装好岩心,用现场注入水测定水测渗透率K_{gw},同时记录稳定压差ΔP_{gw}。

8) 由式(4)计算阻力系数F_R;由式(5)计算残余阻力系数F_{RR};由式(6)计算封堵率α。

$$F_R = \frac{\lambda_w}{\lambda_g} \quad (1)$$

式中,F_R为阻力系数;λ_w为岩心注聚合物凝胶调剖剂前的水相流度,mPa·s/μm²;λ_g为岩心注聚合物凝胶调剖剂后的水相流度,mPa·s/μm²。

$$F_{RR} = \frac{K_w}{K_{gw}} \quad (2)$$

式中,F_{RR}为残余阻力系数;K_w为注聚合物凝胶调剖剂前岩心水测渗透率,μm²;K_{gw}为注聚合物凝胶调剖剂后岩心水测渗透率,μm²。

由达西公式,可推出流度计算式

$$\lambda = K/\mu = QL/10A\Delta P \quad (3)$$

式中, K 为渗透率, μm^2 ; μ 为黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; Q 为流量, mL ; A 为岩心横截面面积 cm^2 ; L 为岩心长度, cm ; ΔP 为压差, MPa 。

在流速均恒定的条件下测定稳定后的流量和压差, 阻力系数、残余阻力系数可以用稳定条件下的压差来计算, 即式(1)和式(2)通过式(3)可转变为式(4)和式(5)。

$$F_{\text{R}} = \frac{\Delta P_{\text{g}}}{\Delta P_{\text{w}}} \quad (4)$$

$$F_{\text{RR}} = \frac{\Delta P_{\text{g}}}{\Delta P_{\text{w}}} \quad (5)$$

式(4)和式(5)中, ΔP_{w} 为注调剂前水驱过程中的稳定压差, MPa ; ΔP_{g} 为注调剂过程中的稳定压差, MPa ; $\Delta P_{\text{g}}'$ 为注调剂后的后续水驱过程中的稳定压差, MPa 。

$$\alpha = \frac{K_{\text{w}} - K_{\text{gw}}}{K_{\text{w}}} \times 100\% \quad (6)$$

式中, α 为封堵率, 其他参数与式(2)相同。

2 结果及分析

2.1 聚合物凝胶调剂评价指标及筛选要求

评价聚合物凝胶调剂的指标主要是成胶强度即黏度和成胶时间。成胶强度间接反应聚合物凝胶调剂进入储层后的封堵性。一般成胶强度即黏度越大, 封堵能力越强, 但成胶强度过大, 不利于泵入调剂; 不利于深部调剂; 也不利于后续水驱; 还会提高调剂的价格。合适的成胶强度是确定聚合物凝胶调剂的关键指标。成胶时间指调剂达到特定成胶强度所需的时间。成胶时间太短会造成泵入较难, 会造成进入油藏深部困难, 达不到预期调剂效果, 合适成胶时间是确定聚合物凝胶调剂的关键指标。

石南4井区头屯河组油藏的储层具有中低孔、中低渗, 非均质性强, 地层温度高, 矿化度高的特点。所以要求所用聚合物凝胶调剂需要满足以下8点: 1) 耐温耐盐性, 在注入水(矿化度 26 g/L), 地层温度 73°C 下保持长期稳定性; 2) 成胶强度达到 $2000\sim 3000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 并保持90天以上, 成胶时间大于 5 h ; 3) 较强的封堵能力, 封堵后具有较高的 F_{RR} , 主体段塞的 F_{RR} 在 $60\sim 85$; 4) 较好的注入性能, 注入过程中具有较低的 F_{R} , 主体段塞的 F_{R} 在 $20\sim 30$; 5) 较好的稳定性, 在油藏条件下, 90天内调剂能够基本保持稳定, 避免因降解而不能达到调剂; 6) 较好的抗剪切性, 能够承受泵、井口、井筒、射孔孔眼的剪切作用, 室内以 2500 r/min 作用下 6 h 内黏度维持在 $2000\sim 3000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 为衡量标准; 7) 注入方式: 前置段塞+主体段塞+保护段塞, 且注入量满足 $3:5:2$ 原则; 8) 价格较低。

2.2 聚合物凝胶调剂影响因素

聚合物、交联剂、稳定剂及水质矿化度都可以调控成胶强度和成胶时间, 根据石南4井区头屯河组油藏特点, 优选适当的聚合物、交联剂、稳定剂及水质矿化度对较好地发挥其调剂功能至关重要。

2.2.1 聚合物

由图2看出: 在交联剂、稳定剂、水质一定的情况下, 聚合

物浓度越大, 成胶强度越大, 成胶时间越短。其中当浓度 $\geq 2000 \text{ mg/L}$ 时, 成胶强度 $> 3000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$; 当浓度 $\leq 1000 \text{ mg/L}$ 时, 成胶强度 $< 2000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。聚合物浓度为 2000 mg/L 时, 成胶时间为 5.8 h , 其他3种浓度的成胶时间 $> 5 \text{ h}$ 。综合比较, 建议聚合物浓度为 1500 mg/L 。

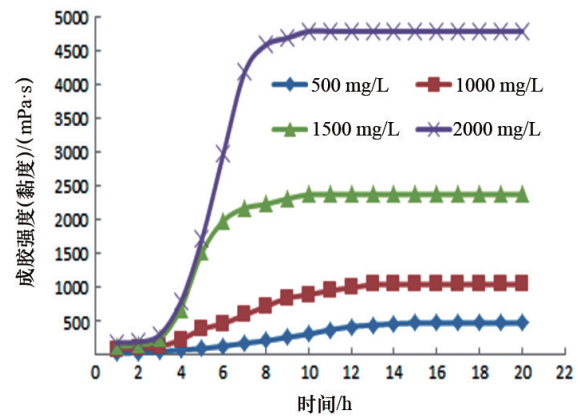


图2 聚合物与调剂的关系

Fig. 2 Relationship between polymer and polymer gel profile control agent

2.2.2 交联剂

由图3看出: 在聚合物、稳定剂、水质一定的情况下, 随着交联剂质量浓度的增大, 成胶强度越大, 成胶时间越短。其中当质量浓度 $\geq 0.5\%$ 时, 成胶强度 $> 3000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$; 当质量浓度 $\leq 0.2\%$ 时, 成胶强度 $< 2000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。交联剂质量浓度为 0.5% 时, 成胶时间是 4.8 h , 其他3种质量浓度的成胶时间 $> 5 \text{ h}$ 。综合比较, 建议交联剂质量浓度为 0.3% 。

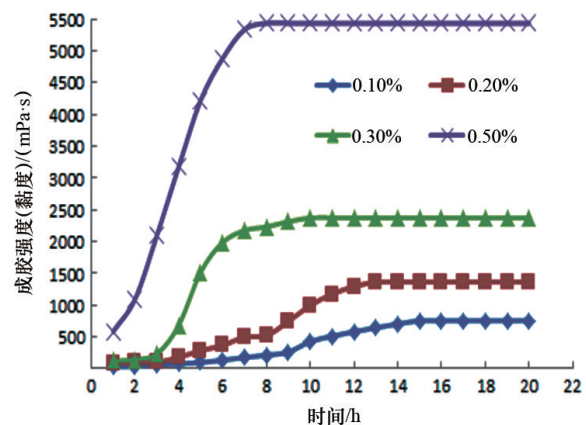


图3 交联剂与调剂的关系

Fig. 3 Relationship between crosslinker and polymer gel profile control agent

2.2.3 稳定剂

由图4看出: 在聚合物、交联剂、水质一定的情况下, 随着稳定剂质量浓度的增大, 成胶强度小幅度地增加, 成胶时间

基本无变化。其中当稳定剂质量浓度为0.05%、0.1%、0.2%时,成胶强度都处于2000~3000 mPa·s,成胶时间都为6.5 h,符合油田要求。当质量浓度为0.05%时,成胶强度较小,接近2000 mPa·s,不太稳妥;质量浓度0.2%时,成胶强度为2576 mPa·s,但经济成本较浓度0.1%提高很多。综合比较,建议稳定剂质量浓度为0.1%。

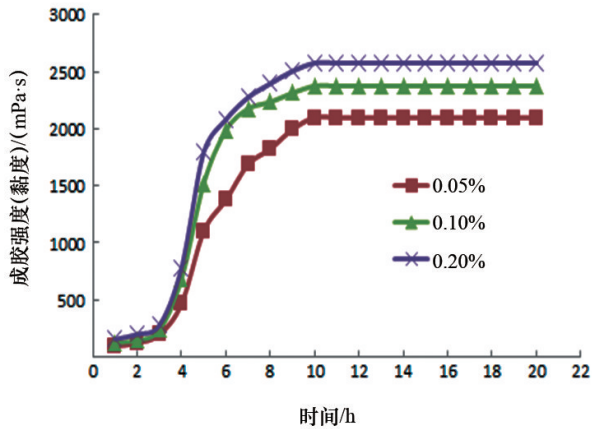


图4 稳定剂与调剖剂的关系

Fig. 4 Relationship between stabilizer and polymer gel profile control agent

2.2.4 水质矿化度

由图5看出:在聚合物、交联剂、稳定剂一定的情况下,随着的矿化度增大,成胶强度减小,成胶时间减小。其中当矿化度为0.35 g/L(清水)时,成胶强度 > 3000 mPa·s,且成胶时间 < 5 h;当矿化度为100 g/L(模拟水)时,成胶强度 < 2000 mPa·s;当矿化度为26 g/L(现场注入水)时,成胶强度2375 mPa·s,成胶时间6.5 h,满足要求。综合比较,建议矿化度26 g/L的现场注入水。

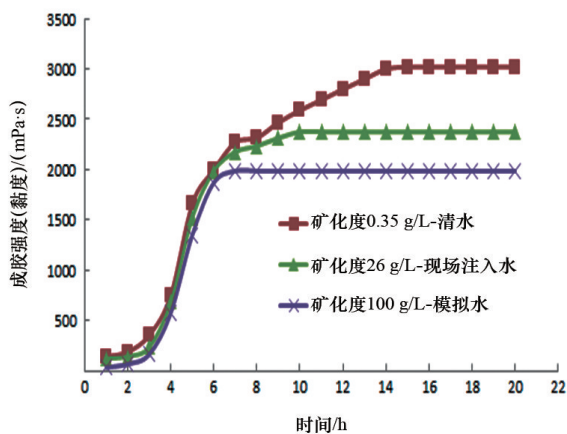


图5 水质矿化度与调剖剂的关系

Fig. 5 Relationship between salinity and polymer gel profile control agent

2.2.5 石南油田聚合物调剖剂配方

由2.2.1~2.2.4节可得,聚合物调剖剂配方为:聚合物

(2500万分子量)浓度1500 mg/L、交联剂质量浓度0.3%、稳定剂质量浓度0.1%、水质矿化度26 g/L。

2.3 聚合物凝胶调剖剂性能评价

2.3.1 稳定性

为防止出现调剖剂在高温下发生严重降解,失去有效的封堵能力,无法达到调剖目的状况,聚合物凝胶调剖剂必须保持在高温下的长期稳定性。

由图6看出:在调剖剂配方一定的情况下,调剖剂在一定温度下,随着时间的推移,成胶强度逐渐减小,而且温度越大,减小幅度越大。因为温度越大,凝胶降解反应速度越快,并且伴随着凝胶脱水的现象产生,所以成胶强度减小幅度越大。其中在油藏温度73℃下,调剖剂能够在90天内仍然维持在2000~3000 mPa·s之间,说明配方符合油田要求,具有较好的耐高温稳定性。

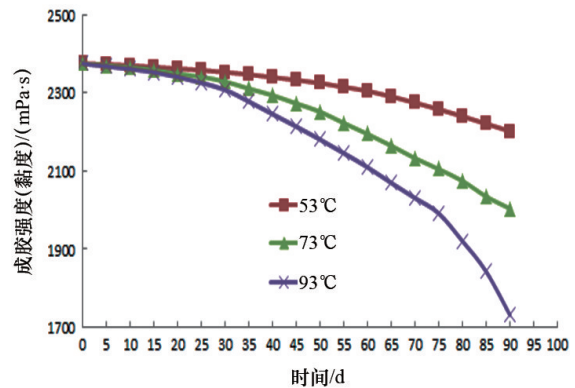


图6 温度与调剖剂的关系

Fig. 6 Relationship between temperature and polymer gel profile control agent

2.3.2 抗剪切性

调剖剂应该具备较好的抗剪切能力,这样才能在泵、井口、井筒、射孔孔眼等剪切作用后,仍能具有较好调剖作用。

由图7看出:在调剖剂配方一定的情况下,调剖剂在一定

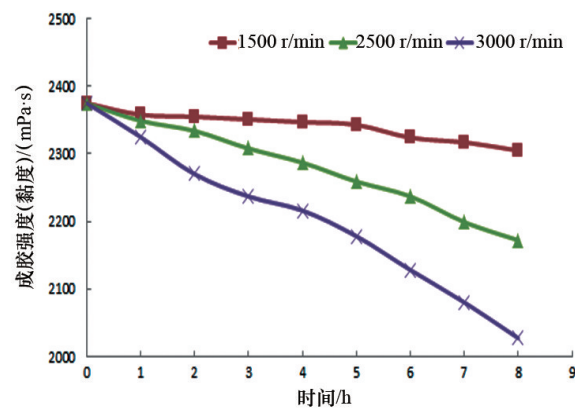


图7 剪切强度与调剖剂的关系

Fig. 7 Relationship between shear strength and polymer gel profile control agent

剪切强度下,随着时间的推移,成胶强度逐渐减小,而且剪切强度越大,减小幅度越大。因为剪切强度越大,调剖剂中聚合物链段越容易断裂,从而直接影响成胶强度。其中在2500 r/min的剪切作用下,调剖剂在8 h内能够维持在2000~3000 mPa·s之间,说明配方符合油田要求,具有较好的抗剪切性。

2.3.3 注入性及封堵性

阻力系数 F_R 是指调剖剂降低水油流比的能力,其值能够衡量调剖剂注入能力,其值越小,越有利于调剖剂注入储层,进行深入调剖。残余阻力系数 F_{RR} 和封堵率 α 都指调剖剂降低岩心渗透率的能力,其值能够衡量调剖剂封堵能力,其值越大,调剖剂封堵能力越强,调剖功能越充分。在实际生产中,如果调剖剂的 F_R 太小,虽然泵注比较容易,但会造成调剖剂沿着最高渗流带而流出而无法全面波及更多的较高渗流带,无法充分调剖; F_R 太大,会造成无法向储层泵入调剖剂。如果调剖剂的 F_{RR} 或 α 太大,虽然调剖剂的封堵能力很强,但会造成储层完全封死,无法后续水驱; F_{RR} 或 α 太小,又无法充分发挥调剖功能。因此油田根据自身储层特点,选择适当的 F_R 和 F_{RR} 对更好地应用调剖剂提高采收率至关重要。

由图8看出,在调剖剂和岩心物性一定的条件下,随着调剖剂主体段塞的注入量 q 的增大, F_R 和 F_{RR} 而逐渐增大,而且二者差距幅度增大。因为对于物性相同的岩心, q 越大,其泵入越难,发挥封堵能力越强,所以 F_R 和 F_{RR} 越大。其中当 $q < 0.2$ PV时, $F_R < 20$;当 $q \geq 0.3$ PV时, $F_R > 30$;当 $0.2 \leq q < 0.3$ PV时, F_R 处于20~30。当 $q \leq 0.2$ PV时, $F_{RR} < 60$;当 $q \geq 0.35$ PV时, $F_{RR} > 85$;当 $0.2 < q < 0.35$ PV时, F_{RR} 处于60~85。由图9看出,随着 q 的增加, α 先缓慢上升,后快速上升,最后趋于平缓。这说明后期通过提高 q 已经无法达到较大提高封堵能力的效果了,从经济角度考虑,应选择合适的 q 至关重要。综合考虑,建议调剖剂主体段塞的注入量 q 为0.25 PV。

石南4井区头屯河组油藏调剖剂注入方式为前置段塞+主体段塞+保护段塞,且注入量满足3:5:2原则。则前置段塞注入量为0.15 PV,保护段塞注入量为0.1 PV。

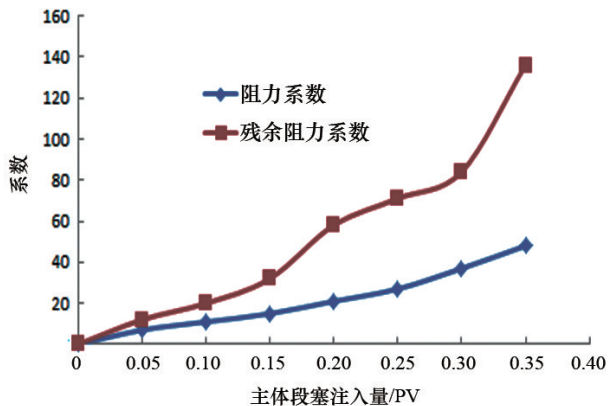


图8 系数与注入量的关系

Fig. 8 Relationship between coefficient and the injection volume

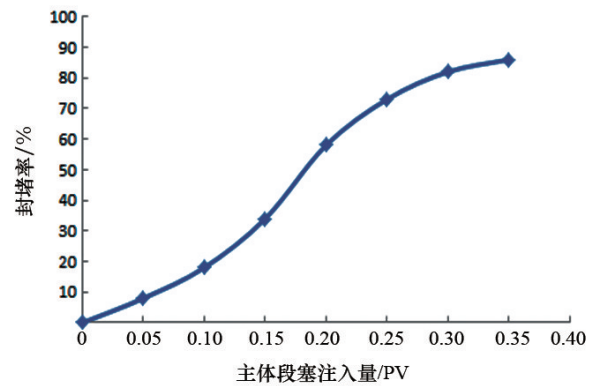


图9 封堵率与注入量的关系

Fig. 9 Relationship between plugging rate and the injection volume

3 结论

1) 在单因素变化情况下,成胶强度随着聚合物、交联剂、稳定剂浓度的增大而增大,随着水质矿化度浓度的增大而减小;成胶时间随着聚合物、交联剂、水质矿化度的浓度增大而减小,随着稳定剂浓度的增大而基本无变化。

2) 聚合物凝胶调剖剂成胶强度随着老化时间、温度、剪切强度的增大而减小。随着调剖剂注入量的增大,阻力系数和残余阻力系数而逐渐增大,而且二者差距幅度加大;封堵率先缓慢上升,后快速上升,最后趋于平缓。

3) 根据石南4井区头屯河组油藏的特点,建议采用调剖剂配方为:聚合物(2500万相对分子量)浓度1500 mg/L、交联剂质量浓度0.3%、稳定剂质量浓度0.1%、水质矿化度26 g/L;注入方式为:前置段塞0.15 PV +主体段塞0.25 PV +保护段塞0.1 PV。

4) 采用一整套方法对聚合物凝胶调剖剂配方进行了优化与评价。

参考文献(References)

- [1] 赖南君, 刘凡. AA/AM/AMPS/DAC 聚合物凝胶调剖剂的制备及评价[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(24): 162-166.
Lai Nanjun, Liu Fan. Preparation and evaluation of AA/AM/AMPS/DAC polymer gel profile control agent[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(24): 162-166.
- [2] 杨鹏, 周珺, 谢春辉. 弱凝胶调剖剂调剖堵水实验研究及应用[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(32): 197-200.
Yang Peng, Zhou Jun, Xie Chunhui. Experimental study and application of weak gel in injection well profile control and water plugging[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(32): 197-200.
- [3] 黄德胜, 齐宁, 姜慧, 等. 高温油藏深部复合调剖技术研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2014, 29(3): 68-72.
Huang Desheng, Qi Ning, Jiang Hui, et al. Study on deep composite profile control technology of high-temperature reservoir[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition), 2014, 29(3): 68-72.
- [4] 欧阳传湘, 刘骛烜, 李晓伟. 裂缝性低渗透油藏pH响应型聚合物深部调剖技术实验研究[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(24): 54-58.

- Ouyang Chuanxiang, Liu Aoxuan, Li Xiaowei. Experimental study of pH response type polymer deep profile control technology in fractured low permeability reservoirs[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(24): 54-58.
- [5] 尹相文, 汪庐山, 靳彦欣, 等. 聚合物驱后整体调剖参数优化设计[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(5): 1285-1288.
Yin Xiangwen, Wang Lushan, Jin Yanxin, et al. The parameter optimal design of whole block water-plug and profile control after polymer Flooding[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(5): 1285-1288.
- [6] 杨凤艳, 刘昆元, 韩淑珍, 等. 反相悬浮法合成超高分子量 AM/AA/AMPS 及盐的共聚物[J]. 北京化工大学学报, 2003, 30(2): 5-9.
Yang Fengyan, Liu Kunyuan, Han Shuzhen, et al. Synthesis of super high molecular weight copolymer of AM/AA/AMPS and its salt inverse suspension polymerization[J]. Journal of Beijing University of Chemical Technology, 2003, 30(2): 5-9.
- [7] 白宝君, 周佳, 印鸣飞. 聚合物酰胺类聚合物凝胶改善水驱波及技术现状及展望[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(4): 481-487.
Bai Baojun, Zhou Jia, Yin Mingfei. A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 481-487.
- [8] 张丽梅. 耐碱聚合物微球调剖技术在三元复合驱的应用[J]. 科学技术与工程, 2012, 12(22): 5602-5606.
Zhang Limei. Application of alkali resistant polymer microsphere grain profile technology in ASP[J]. Science Technology and Engineering, 2012, 12(22): 5602-5606.
- [9] 李蕾, 雷光伦, 姚传进, 等. 聚合物与弹性微球二元复合段塞调剖效果研究[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(9): 2352-2356.
Li Lei, Lei Guanglun, Yao Chuanjin, et al. Study on profile control effects of polymer and elastic microspheres binary complex slug[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(9): 2352-2356.
- [10] 贾虎, 蒲万芬. 有机凝胶控水及堵水技术研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2013, 35(6): 141-152.
Jia Hu, Pu Wanfen. Research on water control and water shutoff technologies of organic-gel[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2013, 35(6): 141-152.
- [11] 罗莉涛, 廖广志, 严文瀚, 等. 化学驱中聚合物水动力学尺寸及最优匹配注入研究[J]. 油田化学, 2016, 33(1): 125-136.
Luo Litao, Liao Guangzhi, Yan Wenhan, et al. Study on hydrodynamic size and optimal matching injection of polymer in the chemical flooding[J]. Oilfield Chemistry, 2016, 33(1): 125-136.
- [12] 罗莉涛, 廖广志, 张玉, 等. 注水中悬浮颗粒堵塞储层的影响因素分析[J]. 科技导报, 2014, 32(36): 69-74.
Luo Litao, Liao Guangzhi, Zhang Yu, et al. Influencing factors of reservoir plugging caused by suspended particles in injected water[J]. Science & Technology Review, 2014, 32(36): 69-74.
- [13] 罗莉涛, 萧汉敏, 刘卫东, 等. 安塞低渗透油藏回注水中悬浮颗粒堵塞规律[J]. 科技导报, 2014, 32(15): 69-72.
Luo Litao, Xiao Hanmin, Liu Weidong, et al. The suspended particles in reinjection sewage of Ansa low permeability reservoir[J]. Science & Technology Review, 2014, 32(15): 69-72.

Formulation optimization and performance evaluation of polymer gel profile control agent

WEI Yunyun^{1,3,4}, LUO Litao^{1,2}, LIU Xiangui^{1,4}, LIU Weidong⁴, YANG Zhengming⁴

1. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China
2. School of Environment, Tsinghua University, Beijing 100084, China
3. University of Chinese Academy of Science, Beijing 100190, China
4. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development-Langfang, Langfang 065007, China

Abstract The Polymer Gel Profile Control technology is one of the effective way to improve the water injection efficiency and stabilize the reservoir production. In this paper, a series of single factor variable experiments are carried out to study the effects of a number of factors on the polymer gel profile control agent and the polymer gel profile control agent is developed and evaluated for no.4 well area reservoir of the Shinan Oilfield. The results show that in the univariate preconditions, the gel strength increases with the increase of the concentrations of the polymer, the crosslinker, and the stabilizer and decreases with the increase of the concentration of the salinity; the gel time decreases with the increase of the concentrations of the polymer, the crosslinker, the salinity and is essentially unchanged with the variation of the concentration of the stabilizer. The gel strength decreases with the increase of the aging time, the temperature, and the shear strength. The drag coefficient and the residual resistance factor increase with the increase of the injection volume of the polymer gel profile control agent, and the gap between the drag coefficient and the residual resistance factor increases with the increase of the injection volume of the polymer gel profile control agent. The plugging rate rises slowly firstly, then rapidly and remains stabilized at last. The polymer with the 25 million molecular weight of 1500 mg/L, the crosslinker of 0.3%, the stabilizer of 0.1%, the salinity of 26g/L, the injection volume of 0.25 PV of the polymer gel profile control agent and the pre-slug of 0.15 PV + the main slug of 0.25 PV + the postpad slug of 0.1 PV of the injection mode are recommended for no. 4 well area reservoir of the Shinan Oilfield.

Keywords polymer gel profile control agent; gel strength; gel time; drag coefficient; residual resistance factor

(责任编辑 祝叶华)