

聚丙烯酰胺类堵剂的堵水机理实验

孙 卫¹, 杨生柱²

(1. 西北大学, 陕西西安 710069; 2. 长庆油田分公司, 陕西西安 710021)

摘要: 真实砂岩孔隙模型驱替实验结果表明, 聚丙烯酰胺类化学堵剂在储层孔隙中以优先选择封堵大孔道为主, 堵剂进入孔道后的粘度变化为: 大段塞低粘度、大段塞高粘度和小段塞高粘度。封堵机理及堵效产生过程表现为: 孔道表面的吸附水膜机理——凝胶网状絮凝体动力捕集机理——物理堵塞——粘弹封堵效应。另外, 在相同堵水条件下, 甲叉基聚丙烯酰胺 (PHMP) 与粘土复合堵剂更适用于大孔道和裂缝性储集层的化学调剖堵水, 而 PHMP 与 TP-920 膨胀颗粒复合堵剂适宜于对大孔道大裂缝的封堵。

关键词: 孔隙模型; 驱替实验; 聚丙烯酰胺; 堵水剂; 封堵机理; 封堵效果

第一作者简介: 孙卫, 男, 50 岁, 教授(博士生导师), 石油天然气地质学

中图分类号: TE357.6 文献标识码: A

聚丙烯酰胺类化学堵水, 是油田开发中广泛采用的一种控水增油技术措施。尤其在开发中后期的高含水阶段, 化学堵水已愈加显示出十分重要的作用。以往对该类化学堵剂封堵机理和效果分析, 多是通过用常规实验方法和堵水后产液量变化对比中得出。然而, 化学堵剂被注入油层后, 由于受孔隙结构及孔隙中流体界面影响, 其反应过程和封堵机理受多种因素制约。因此, 须借助新的实验方法 and 研究手段对化学堵剂在储层孔隙中的微观分布特征、封堵机理及封堵效果做直观深入研究。本着这一目的, 作者应用真实砂岩模型和光刻玻璃模型驱替实验方法, 对以上化学堵水中的问题, 进行了探索性研究。

1 实验方法

1.1 实验过程

实验研究中, 选用了两种微观孔隙模型, 一种为真实砂岩模型; 另一种为光刻玻璃模型。砂岩模型是用真实含油岩芯经处理磨制加工而成, 这种模型不仅具备储层真实孔隙结构, 而且还保存了岩石孔隙间的粘土矿物和胶结物, 模型具有较高的真实性。

为能真实模拟地层条件下的油田化学堵水过程, 实验时先将模型饱和地层水, 然后进行油驱水和水驱油实验, 确定模型残余油饱和度和驱油效

率。待上述实验过程结束后, 实验转入化学堵水。模型堵水实验是将事先配制好的化学堵剂, 按设计要求注入经水驱油后的模型, 恒温候凝, 再对模型进行二次水驱油实验, 测定模型堵效、残余阻力系数。实验过程均在高倍体视显微镜下观察进行, 由于配有摄像和照像系统, 实验中对所有现象均可做连续直观的分析研究。

1.2 化学堵剂的选择及配制

实验研究选用的化学堵剂是以目前油田化学堵水中应用较广的甲叉基聚丙烯酰胺 (PHMP) 为主要原料。分子量要求 $350 \times 10^4 \sim 500 \times 10^4$, 水解度要求 10%~15%, 由于具抗盐、抗剪切、耐温、增粘等特点, 这种低交联度的甲叉基聚丙烯酰胺溶液也是复合堵剂的良好携带液。

2 实验结果

本次微观模型化学堵水实验, 分别选用了甲叉基聚丙烯酰胺和以此为携带液的粘土颗粒、TP-920 聚合物膨胀颗粒。

2.1 PHMP 堵液

2.1.1 驱替特征

实验时将配制好的 PHMP 加交联剂注入水驱油后的模型进口, 堵剂注入量为模型孔隙体积的 1/2~1/3, 浓度为 0.5%~0.2%。从镜下观察到, 堵剂注入模型后, 随注入压力的升高, 大孔道中的堵剂段塞逐渐发生扩散进入部分小孔隙。堵剂段塞在向前推进的同时, 由于具一定粘度和强亲水性, 致使原先以孤岛状形式残存于大孔道和部分小

孔隙中的残余油被不断驱出流向模型出口。堵剂在孔隙中的这一渗流变化和驱替特征是 PHMP 堵剂分子中极性基团酰胺基 ($-\text{NH}_2$) 和羧基 ($-\text{COOH}$) 影响, 当堵剂前缘进入被注入水不断冲刷的大孔道后, 极易形成氢氧键与孔道表面产生吸附作用形成 PHMP 吸附水膜。由于吸附水膜的膨胀, 改变了大孔道渗流空间, 使注入水渗流阻力增加, 水相渗透率降低^[1]。

从镜下观察, PHMP 堵剂进入模型孔道后的驱替分布特征, 可大体表现为 3 种段塞方式: 大段塞低粘度、大段塞高粘度和小段塞高粘度。大段塞低粘度, 主要作用于堵剂进入模型后的大孔隙前缘, 这是由于堵剂与孔隙表面、注入水界面产生的吸附和混溶作用, 造成堵剂粘度降低。大段塞高粘度则是前者与各相界面充分反应后的补充, 因此, 粘度变化不大仍以较高粘度段塞方式向前推进。随注入压力升高促使高粘度堵剂进入大孔道周围的小孔隙, 使堵剂在部分小孔隙中形成第三种段塞方式即高粘度小段塞。在相同注入压力作用下, 大孔道中堵剂段塞延伸较长, 而在小孔隙中因受毛管阻力制约延伸较短, 从而表现出堵剂主要以堵塞大孔道为主, 对小孔隙堵塞甚微或基本不堵塞。

2.1.2 封堵机理

模型注入堵剂后在恒温候凝过程中, 镜下观察到, 分布于大孔隙和微裂缝中的堵剂, 受时间和温度影响, 逐渐形成网状絮凝体。由于聚合物本身对

水有很强的亲和能力, 使整个分子线团直径和体积增加, 加之其特有的柔韧性和伸展性^[2,3], 使这种网状絮凝体具有一定粘度和粘弹性。在模型注堵剂后的水驱实验中观察到, 网状絮凝体在大孔道中多呈流线型顺孔道延伸, 当遇阻时又多被拉成“弯月形”凸面朝向模型进口端(图版 1, 2), 对注入水渗流产生阻力, 在注入压力作用下絮凝体在大孔道中顺水流方向产生拉伸移动, 当由大孔道进入小孔喉时, 便产生动力捕集被滞留于孔喉狭窄处, 造成物理堵塞。此时, 因大孔道注入水线遇阻, 注入压力升高, 在孔隙喉道处被捕集滞留的絮凝体因具粘弹性便产生一定的拉伸应力形变而释放部分阻力, 使部分注入水很快通过。待压力降低流速变慢时, 又因拉伸应力变小使得被拉长变细的絮凝体在粘弹作用下回复形变, 趋于蜷曲球状, 使孔喉尺寸随絮凝体蜷曲而变小, 从而起到改变微观孔隙结构的作用。

此类堵剂在储层孔隙中的封堵机理及封堵效果产生过程可大致表现为: 在大孔道表面与 PHMP 堵剂产生的吸附水膜机理——交联反应后凝胶网状絮凝体的动力捕集机理——物理堵塞——粘弹封堵效应。

2.1.3 封堵效果

通过两种类型 14 个不同孔隙结构模型的 PHMP 堵剂堵水实验效果分析(表 1), 化学堵水对油层产生的控水增油效果可分为两个阶段。第一

表 1 PHMP 堵剂模型堵水实验综合数据*

Table 1 Comprehensive data for plugging experiment of PHMP model

模型编号	堵剂浓度/ $\%$	$K_o/10^{-3}\mu\text{m}^2$	$K_f/10^{-3}\mu\text{m}^2$	堵效/ $\%$	残余阻力系数	累积驱油效率/ $\%$		
						E_D^1	E_D^2	E_D^3
BI _A	0.4	200.23	75.52	63.78	2.65	22.20	29.20	37.03
B3	0.5	214.35	74.56	65.23	2.87	20.50	32.67	40.05
B4 _A (裂缝)	0.4	400.17	147.57	62.88	2.69	20.23	29.92	41.17
B5	0.4	171.06	13.55	90.92	12.62	27.76	36.38	37.23
B5 _A (裂缝)	0.4	534.94	89.16	83.33	5.99	32.85	39.68	46.79
B6	0.5	178.44	13.85	92.35	12.88	11.03	19.25	25.41
B8	0.4	262.63	18.14	93.09	14.47	5.72	19.81	25.63
S1 _a	0.5	210.50	60.97	71.04	3.45	25.33	45.19	61.69
S2 _b	0.5	250.18	36.09	85.57	6.93	12.92	29.66	39.16
S3 _a	0.5	50.10	5.78	88.52	8.71	9.75	11.07	21.06
S3 _b	1.01	195.76	26.45	86.49	7.40	47.54	54.10	60.55
S5 _a	1	414.85	37.46	90.97	11.05	9.02	12.05	26.06
S5 _c (裂缝)	0.8	477.02	39.57	91.70	12.05	20.98	42.69	64.87
S9 _a (裂缝)	0.5	210.24	56.00	73.55	3.75	19.04	27.32	32.89

* 堵效 = $\frac{K_o - K_f}{K} 100\%$; 残余阻力系数 = $\frac{K_o}{K_f}$; E_D^1 , E_D^2 , E_D^3 分别表示第一次水驱、注堵剂及二次水驱油阶段的模型累积驱油效率。

阶段为 PHMP 堵剂注入油层孔隙未交联反应前。

此时 PHMP 堵剂可被认为是增粘了化学驱替液, 在

储层中起到一种良好的化学驱替效果。从驱替压力与驱油效率关系曲线图可看出:在A线段第一次水驱过程中,模型水驱油效率平均值为20.9%;B线段是模型中注入水沿大孔道形成固定渗流管线后,虽驱替压力增加了一倍,但驱油效率仅增2个百分点;C线段是模型注堵剂过后,此阶段注入压力仅上升0.005 MPa而驱油效率却增加了近10个百分点(图1)。由此说明,未交联前的PHMP堵剂在注入过程中由于其化学性能,对储层驱油效率的影响程度是显著的。第二阶段是注堵剂后的二次水驱过程,即图1的D线段。

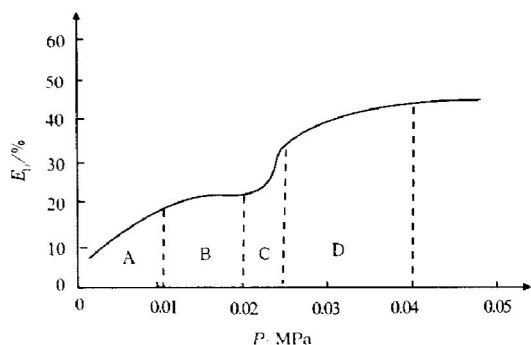


图1 驱替压力与驱油效率关系曲线

Fig. 1 Correlation curve between displacement pressure and oil displacing efficiency

A—第一次水驱油; B—注入水形成固定通道;
C—注入堵剂; D—堵水后二次水驱油

另从堵效及残余阻力系数看,PHMP堵剂在模型实验中的累计平均堵效为81.39%,其中光刻模型为78.80%,砂岩模型为83.98%。残余阻力系数平均为7.68,光刻模型为7.74,砂岩模型为7.62。从这两个参数所反应出的封堵结果是显而易见的。但对不同模型由于其孔隙结构不同即使在相同堵水条件下,所产生的封堵效果却有着明显的差异(图2)。S_{3b}模型为单一孔隙型砂岩模型, S_{5c}为具微裂缝的双重孔隙介质模型。两模型在第一次水驱油实验后,驱油效率因受孔隙结构影响相差悬殊,这是因为S_{3b}模型孔隙结构相对均一,水驱油过程中注入水线在模型孔隙中的推进较为均匀、波及面积广,驱替较彻底,故水驱油效率高达47.54%。S_{5c}模型由于存在裂缝,水驱油时,注入水多沿裂缝形成固定渗流通道,驱油效率仅为20.98%。但从堵水实验开始,两模型间的关系便发生逆转, S_{3b}模型从注堵剂过程到堵后的二次水驱实验结束,注入压力虽在不断升高,但驱油效率增长幅度不大,注采曲线较为平缓。相比之下, S_{5c}

模型就截然不同了,自注堵剂开始到二次水驱结束,驱油效率呈明显上升趋势,最终驱油效率比S_{3b}还高出4.32%。由此说明,在相同的堵水条件下,堵剂在双重孔隙介质或非均质较严重储层中的封堵效果较单一孔隙型储层更显著。

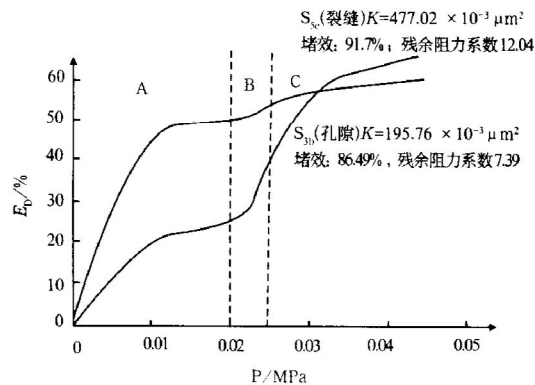


图2 驱替压力与驱油效率曲线图

Fig. 2 Incremental value diagram between displacement pressure and oil displacing efficiency

A—第一次水驱油; B—注入水形成固定通道; C—注入堵剂

2.2 PHMP与粘土复合堵剂

实验中所使用的粘土复合堵剂是以PHMP为携带液加宁夏粘土配制而成。粘土颗粒以蒙脱石为主,颗粒相对密度为1.8~2.6 g/cm³,实验前将粘土粉碎加工成200目(粒径峰值为32~55 μm)的粉状产品。

粘土复合堵剂主要用于对大孔道和裂缝性储集层的化学调剖堵水^[4]。针对这一特征在模型堵水实验中,分别选出孔隙结构非均质严重和双重孔隙介质的模型进行实验。实验中携带液浓度选为0.2%,粘土颗粒添加量为5%。

当携带粘土颗粒的PHMP堵剂进入模型孔道后,由于其粘度、密度均较纯PHMP堵剂大,因此,首先进入模型大孔隙和微裂缝的选择性分布特征就显得更为突出。加之PHMP携带液分子量、柔顺性好,有利于在粘土颗粒间通过氢键产生桥接形成粘土絮凝体。粘土絮凝体在注入压力的均衡推动下,多顺模型大孔道和裂缝呈活塞式驱替方式向前推移而很少进入小孔隙。当粘土絮凝体在大孔道中逐渐形成后,其所占据的孔隙空间与单纯的PHMP堵剂相比,显然要大得多,因此,它的形成首先使大孔道和裂缝孔隙空间减小,致使水相渗透率降低^[5]。当这种粘土絮凝体在大孔道中充分交联后,在模型二次水驱实验的注入压力和注入水流推动下,就很容易在大孔道喉道外滞留,产生粘土絮

凝体物理堵塞,改变注入水原先主要沿大孔道和裂缝驱替渗流的局面,而产生调剖效果(图版3,4)。

2.3 PHMP与TP-920膨胀颗粒复合堵剂

此类复合堵剂是靠固体颗粒遇水体积大幅度膨胀后,造成的物理堵塞来实现调剖堵水。TP-920固体膨胀颗粒的成分是交联聚丙烯酰胺聚合成的固体颗粒,最大优点为遇水后体积可膨胀20~50倍,并由于其交联度远大于一般PHMP,因此遇水后只膨胀不溶解,遇油则保持体积不变。这在堵水中对大孔道、大裂缝形成物理堵塞创造了极为有利的条件。

在进行这类复合颗粒堵水实验中选用了S₁₀砂岩模型。从显微镜下观察到,该模型孔隙结构非均质严重,并伴有裂缝。堵水实验时,将研磨成200目粒径TP-920固体颗粒加入浓度为1.0% PHMP携带液中注入模型。携带固体颗粒的复合堵剂进入模型后,随实验时间延续,固体颗粒吸水逐渐开始膨胀。表现最为显著的是,在注堵剂后的二次水驱实验中观察发现,此时TP-920固体颗粒已在孔隙中充分膨胀,体积增大,当在被注入水推移中遇到裂缝直径小于其粒径处,便发生滞留,并依靠其自身分子链上接枝出的众多酰胺基与遇阻处孔道表面的氢键结合产生吸附,牢固地被滞留在孔道中形成物理堵塞^[6]。从S₁₀模型堵水实验两次水驱油对比中也可看出,堵前水驱油受孔隙结构非

均质及裂缝影响,驱油效率为11.1%,但在注入复合堵剂后的二次水驱实验中,因固体颗粒膨胀对裂缝产生物理堵塞,使模型驱油效率大幅度上升,水驱油效率提高了(20多个百分点)一倍之多。说明TP-920固体颗粒复合堵剂对大孔道大裂缝的封堵效果十分突出。

3 结论

(1) PHMP堵剂在模型孔隙中以优先选择封堵大孔道为主。堵剂进入孔道后粘度变化及分布特征可大体分为:大段塞低粘度、大段塞高粘度和小段塞高粘度。

(2) PHMP与粘土复合堵剂主要适用于大孔道和裂缝性储集层的化学调剖堵水。

(3) PHMP与TP-920膨胀颗粒复合堵剂适宜于对大孔道大裂缝的封堵。

参 考 文 献

- 1 赵福麟,张贵才,孙铭勤,等. 粘土双液法调剖封堵地层大孔道的研究[J]. 石油学报, 1994, 15(1): 56~ 65
- 2 王新海,韩大匡,郭尚平. 聚合物驱油机理和应用[J]. 石油学报, 1994, 15(1): 83~ 91
- 3 张玉萍. 应用微模型进行凝胶处理的机理研究[J]. 油田化学, 1994, 11(3): 220~ 225
- 4 翁蕊,韦莉. 剪切对低浓度聚合物冻胶成胶行为的影响[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(5): 65~ 67
- 5 孔柏岭,罗九明. 高温油藏条件下聚丙烯酰胺水解反应研究[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(6): 67~ 69
- 6 孔柏岭,韩杰. 聚丙烯酰胺的分子结构对微凝胶体系性能的影响[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(5): 71~ 74

EXPERIMENT ON PLUGGING MECHANISM OF POLYACRYLAMIDE WATER PLUGGING AGENT

Sun Wei¹ Yang Shengzhu²

(1. Northwest University, Xi'an, Shaanxi; 2. Changqing Oilfield company, Petro. China, Xi'an Shaanxi)

Abstract: The result of visual displacement experiment of the sandstone pore micro model indicates that polyacrylamide chemical plugging agent should have priority to be selected as a chief agent for plugging wide channels in reservoirs. The viscosity variations of the plugging agent after entering the channel can be classified as follows: big slug with low viscosity; big slug with high viscosity and small slug with high viscosity. The process that formed plugging mechanism and plugging result can be described as: absorbed water film produced by pore channel surface— dynamic entrapment of gel network floc— unit— physical plugging— viscoelastic plugging effect. In addition, under the same water plugging condition, PHMP and clay composite plugging agents are more suitable for plugging wide channel and fractured reservoirs, whereas PHMP and TP-920 swelled— grain composite plugging agents are fit for plugging wide channels and fractures. the chemical plugging agent above shows that plugging result in double pore medium has more significance than that in single pore medium.

Key words: pore model; displacement experiment; polyacrylamide ; water plugging agent; plugging mechanism; plugging result