

安塞油田长₆油层微观模型化学堵水实验

孙 卫

(西北大学, 陕西西安 710069)

针对安塞油田油井含水率猛长, 产油量下跌的现实, 选用聚丙烯酰胺(简称 PHMP)进行微观模型化学堵水实验。模型用含油岩芯处理磨制加工而成, 旨在保持储层孔隙结构的真实性。实验表明采用 PHMP 化学堵剂堵水对裂缝具明显的封堵效果, 其封堵过程为: 吸附水膜→动力捕集→物理堵塞→粘弹封堵。结合安塞油田特低渗储层的特点, 应选择低浓度的化学堵剂, 以 20‰~40‰为宜, 旨在避免浓度过大堵塞部分油的渗流通道。

关键词 安塞 长₆油层 微观模型 PHMP 化学堵水

作者简介 孙卫 男 43 岁 副教授 石油地质

安塞油田主要含油层系为一套内陆湖盆三角洲前缘相的硬砂质长石细砂岩, 属低孔特低渗油气藏。由于这种特低渗储层所导致的非达西渗流机理及特有的启动生产压差, 使储层中油、气、水的流动十分困难。在开发生产中不采取油层改造措施就不具自然产能, 因此, 人工压裂便成为目前安塞油田的主要投产方式。但进行油层压裂改造的同时, 也正是油层孔隙结构进一步复杂化的过程, 这一点在油田开发动态资料中反映十分明显。据对 60 多口见水油井资料分析, 先后有 30 多口分布于主裂缝方向上的生产井发生水淹, 部分井投注时间仅三个月就见到注入水, 个别井注入水日推进速度高达 4~6 m, 油井含水率迅猛增长, 产油量不断下跌。面临这一现状必须采取对应的控水稳油措施, 从整体上调整注入水吸水剖面, 使安塞油田的开发生产逐步步入科学有效的良性循环轨道。

1 实验方法和化学堵剂的选择与配制

由于裂缝的存在, 安塞油田储集层为双重孔隙结构类型。储层的这种非均质性造成裂缝发育带和其周围小孔隙的渗透性相差悬殊(据资料表明, 流体在微裂缝中的渗流速度要高出孔隙平衡流速 40 倍)。在注水开发过程中, 注入水沿着具有裂缝的高渗透带很快形成固定注入水线, 使裂缝周围低渗区中的油被大面积残留下来, 注水开发效果不能得到充分发挥。化学堵水正是目前较为普遍采用和行之有效的措施之一, 根据油田以往化学堵水经验, 我们选用了聚丙烯酰胺类化学堵水剂进行了微观模型化学堵水实验研究。

甲基聚丙烯酰胺具有抗盐、抗剪切、耐温、增粘等特点, 是一种高分子电解质。此类堵剂在多孔介质地层中, 对水的相对渗透率可降低达 90%, 而对油的相对渗透率仅降低 10%, 因此, 是一良好的选择性化学堵水材料。

实验模型是用研究区含油岩芯处理磨制加工而成,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,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,恒温候凝后,再对模型进行堵后二次水驱油实验,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。

2 甲叉基聚丙烯酰胺化学堵剂堵水原理

2.1 化学堵剂在模型孔隙中的驱替分布特征

从实验观察到,当注入水进入孔隙后,多沿阻力小、连通性好的大孔隙或微裂缝向前推进将油逐渐驱出,并很快绕过大面积含油小孔隙,形成稳定渗流通道流向模型出口,此时,注入水对残留于小孔隙中油的驱替能力明显减弱,水驱波及面积大幅度降低,模型出口端主要以出水为主。水驱油实验中的这一现象与实际油层开发中后期的高含水产液过程基本相同。化学堵水就是要利用堵剂特有的化学性能来达到控制注入渗流速度、改变水线渗流方向、提高水驱波及面积和增加驱油效率的目的。

堵水实验中,模型经第一次水驱油后,将配制好的甲叉基聚丙烯酰胺(以下简为 PHMP)堵剂注入模型入口,注入量为模型孔隙体积的 $1/2 \sim 2/3$ 。从镜下观察,堵剂注入模型后往往先进入裂缝,这是由于其周围小孔隙毛管阻力较大,在相同注入压力下堵剂难于进入。优先进入模型高渗大孔道中的堵剂,以活塞方式沿孔道缓慢向前推进,并使堵剂与孔道中水的两相界面逐渐混溶。同时由于化学堵剂自身的粘度和强亲水性质,在堵剂沿大孔道向前推进过程中还将孔道内的残余油驱出推向模型出口。堵剂在模型孔道中的这一分布特征,与储层多相流体渗流实验理论和 PHMP 堵剂在高渗水孔道中产生的吸附机理是一致的。当多相流体在孔隙中渗流驱替时,驱替相首先沿毛管阻力小的一方驱替流动,即堵剂优先进入模型大孔道。而化学堵剂在孔道中的渗流变化和驱替特征则受 PHMP 堵剂分子中极性基团酰胺基($-\text{NH}_2$)和羧基($-\text{COOH}$)的影响,当堵剂前缘进入被注入水不断冲刷的大孔道后,氢氧键极易与亲水孔道岩石表面产生吸附作用形成聚丙烯酰胺吸附水膜,由于吸附水膜膨胀改变了注入水在大孔道中的渗流空间,使注入水渗流阻力增大,水相渗透率相对降低。同时,由于上述作用,使堵剂前缘部分的浓度变稀、粘度下降,并进一步促进了堵剂在模型孔道中的驱替和流动。

从化学堵剂进入模型后的驱替过程来看,堵剂在大孔道中的分布主要表现为两种段塞方式,即大段塞低粘度和大段塞高粘度。前者为堵剂进入模型大孔道后,其前缘部分在与注入水、岩石界面发生混溶和吸附作用造成堵剂浓度变稀粘度下降,形成低粘度段塞;后者则是堵剂前缘部分与各相界面充分反应之后的后续和替补,因此,在此段塞中堵剂粘度变化相对不大,仍以较高粘度段塞方式在孔道中向前推进。

由于安塞油田储层低渗低孔特征,受毛管阻力影响,堵剂在注入驱替过程中很难在小孔中形成段塞方式。这也就是说,堵剂只对大孔隙和裂缝具有封堵作用,而对小孔隙基本不产生封堵。

2.2 化学堵剂在模型孔隙中的封堵过程

实验选用具有裂缝的双重孔隙介质 $S_{12-23-2}$ 模型,堵剂采用浓度为 0.2% 未加交联剂的聚

丙烯酰胺堵液。实验观察到,当堵剂注入模型后,在吸附水膜产生过程中,由于聚合物本身对水的较强亲和能力,使其整个分子线团直径和体积增加,形成絮凝体,加之聚丙烯酰胺分子链有很强的柔韧性和伸展性,因此这种聚合物絮凝体具有一定粘度和粘弹性。模型注堵后二次水驱油时,在一定的注入压力作用下,大孔道中的聚合物絮凝体便会顺注入水流方向作线型拉伸移动,遇阻时绕流而行。当遇到小孔喉时,便产生动力捕集被滞留于孔喉狭窄处,造成物理堵塞,起到降低大孔道注入水渗流速度和水相渗透率的作用,促使注入水线改变原主渗流方向;但这种由聚合物絮凝体造成的物理堵塞并不是稳固的,当遇阻后随注入压升高其自身的粘弹效应迫使絮凝体产生拉伸释放部分阻力,然后又回复形变,从而在某种程度上起到了改变微观孔隙结构的作用。

通过以上实验,可看出该类堵剂在低渗储层孔隙中的封堵过程可大致表现为:吸附水膜 $\rightarrow$ 聚合物絮凝体动力捕集 $\rightarrow$ 物理堵塞 $\rightarrow$ 粘弹封堵。

3 堵水效果

3.1 效果分析

由于实验区砂岩模型孔隙渗透率很低且又有裂缝存在,当进行第一次水驱油实验后,驱油效率仅为10%左右(图1,2A段)。这是因为注入水仅沿裂缝流向模型出口,形成固定渗流通道。此时,如仅继续升高注入压力只会加速注入水在裂缝中的渗流速度,而对驱油效率的影响并不显著(图1,2B段)。转入注堵剂阶段,驱油效率开始明显增加(图1,2C段),这是由于PHMP堵剂本身的粘度和化学性能在注入过程起到了一种聚合物驱替效果,对残留于大孔道中央和周围部分小孔隙中的油具有明显的驱替作用。随注入量和注入压的增加,该阶段的驱油效率在原基础上呈大幅度增加趋势(约15个百分点)。

在模型进行二次水驱时,由于堵剂对裂缝和大孔道产生的封堵效果,使注入水渗流通道明显改变,除部分沿大孔道内有效渗流外,原来吸水不明显的小孔隙开始吸水,注水波及面积增大,驱油效率也大为增长(图1,2D段)。从以上观察分析结果可得出,在油田化学堵水中,最终封堵效果的产生可分为两个过程,首先是化学堵剂注入驱替阶段,这相当于一次一定范围内的聚合物化学驱油;其次是注入堵剂后的二次水驱油阶段,由堵剂在大孔道及裂缝内产生的封堵效果使残余阻力系数增加,

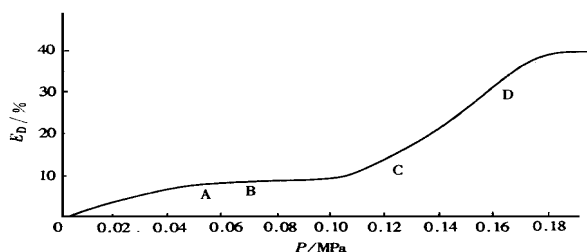


图1 驱替压力与驱油效率关系曲线图

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

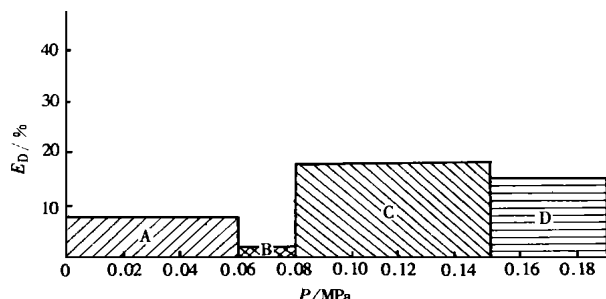


图2 驱替压力与驱油效率增值图

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

注入水波及面积增大而产生的化学堵水调剖效果。

3.2 储层孔隙结构的影响

模型 $S_{15-20-1}$ 和 $S_{12-23-2}$ 均为安塞油田低渗砂岩模型, 所不同的是前者为单一孔隙型砂岩模型, 后者为具有微裂缝的双重孔隙型模型。第一次水驱油实验表明, 两模型驱油效率相差悬殊(图 3), 原因是 $S_{15-20-1}$ 模型孔隙结构相对均一, 注入水在模型孔隙中驱替推进较均匀, 波及面积广, 驱油效率可达 29.55%; 而 $S_{12-23-2}$ 模型由于存在裂缝, 注入水进入模型后多沿裂缝形成固定通道驱替渗流, 波及面积有限, 驱油效率仅为 8.9%。但在注堵剂实验阶段 $S_{12-23-2}$ 模型驱油效率猛增 30.7 个百分点, 并超越

图 3 不同孔隙结构模型驱替压力与驱油效率关系图

$S_{15-20-1}$ 的驱油效率, 原因是 $S_{12-23-2}$ 模型的主要渗流通道为微裂缝, 当注入一定浓度的化学堵剂后, 几乎全沿裂缝分布, 增大了注入水沿裂缝渗流阻力, 改善了油水流量比, 降低了水相渗透率, 从而起到调整高渗通道的吸水能力, 提高水驱波及面积的作用。由此可说明, 在相同堵水条件下, 化学堵剂在双重孔隙介质中的封堵与单一孔隙储层相比, 具有更显著的封堵效果。

3.3 堵剂粘度的影响

为了解化学堵剂粘度对堵效和驱油效率的影响, 此次实验选用了 S_{3-8} 和 $S_{12-23-2}$ 两个模型进行分析对比。这两个模型都为伴有裂缝的双重孔隙结构类型, 不同的是 S_{3-8} 模型的渗透率较 $S_{12-23-2}$ 高, 原因是前者裂缝较宽, 并由两个平行的大裂缝和一个小裂缝交叉而成(近“H”型); 而后者只有一条细裂缝贯穿于模型之中。针对两模型的特点, 实验中选用了不同浓度的化学堵剂, S_{3-8} 模型使用浓度为 0.6% 的聚丙烯酰胺加交联剂的堵液, $S_{12-23-2}$ 模型使用浓度为 0.2% 的, 未加交联剂的堵液。实验结果(图 4)表明: 在第一次水驱油阶段, S_{3-8} 模型驱油效率高于 $S_{12-23-2}$ 模型 2.5 倍; 而注堵剂后, S_{3-8} 模型的驱油效率只增加了近 10%, 但 $S_{12-23-2}$ 却增加了 16%。但注入压力 S_{3-8} 仅增加了 0.04 MPa, $S_{12-23-2}$ 增加了 0.062 MPa, 这是由于两模型渗透率的差异所致。在模型注堵剂后二次水驱油中, S_{3-8} 模型驱油效率增加 7 个百分点, 而 $S_{12-23-2}$ 模型却猛增 14 个百分点, 这是因为选用高浓度加交联剂的化学堵剂在对大孔道即裂缝进行堵水的同时, 也堵塞了部分油的渗流通道; 注入低浓度化学堵剂, 堵剂被大孔道岩石表面吸附形成聚合物膜, 聚合物膜随堵剂的推进补充而膨胀加厚, 产生具有良好的拉伸性能, 并在动力捕集及滞留机理的共同作用下, 对注入水流动造成一定阻力, 从而改变主渗流方

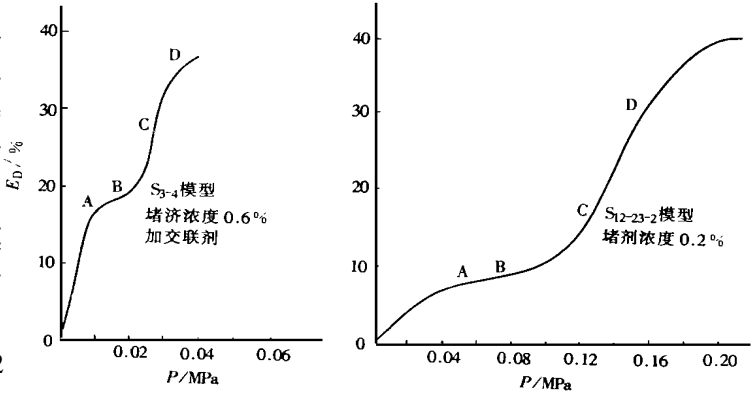


图 4 不同浓度化学堵剂驱替压力与驱油效率变化关系图

向。在模型注堵剂后二次水驱油中, S_{3-8} 模型驱油效率增加 7 个百分点, 而 $S_{12-23-2}$ 模型却猛增 14 个百分点, 这是因为选用高浓度加交联剂的化学堵剂在对大孔道即裂缝进行堵水的同时, 也堵塞了部分油的渗流通道; 注入低浓度化学堵剂, 堵剂被大孔道岩石表面吸附形成聚合物膜, 聚合物膜随堵剂的推进补充而膨胀加厚, 产生具有良好的拉伸性能, 并在动力捕集及滞留机理的共同作用下, 对注入水流动造成一定阻力, 从而改变主渗流方

向扩大波及面积, 将部分小孔隙中的油驱出并进入连通较好的大孔道。高粘度堵剂对封堵高渗大裂缝性储集层无疑是有意义的, 但对安塞油田特低渗储层的驱油效率势必产生一定的负作用。通过上述化学堵剂浓度对堵水效果的实验分析, 在对安塞油田特低渗储层进行化学堵水时, 应选择低浓度的化学堵剂, 以 20%~40% 为宜, 其封堵效果应立足于既能有效地控制注入水在大孔道中的渗流速度, 改变主渗流方向, 扩大水驱波及面积, 又要为含油小孔连通大孔道留有一定的渗流通道, 也就是要形成既要堵但又不能全堵的油田化学堵水效果。

4 结论

(1) PHMP 堵剂在低渗及裂缝性双重孔隙介质中的封堵过程为: 吸附水膜→动力捕集→物理堵塞→粘弹封堵。

(2) 安塞油田长6油层注水, 易沿裂缝主方位形成水窜, 采用 PHMP 化学堵剂堵水对裂缝具有明显的封堵效果。

(3) 对安塞油田长6油层进行化学堵水时, 采用低浓度堵剂堵水效果较好, 堵剂浓度应控制在 20%~40% 范围之间。

致谢: 参加该项研究工作的还有郭藏生、王金萍、胡跃, 在此一并表示感谢。

参 考 文 献

- 1 王新海, 韩大匡, 郭尚平等. 聚合物驱油机理和应用. 石油学报, 1994, 15(1): 83~91
- 2 韩显卿. 利用聚合物的粘弹效应调整吸水剖面的研究. 石油学报, 1993, 14(4): 76~81
- 3 勇振明, 汪柱国, 任光正等. 聚丙烯酰胺类溶液在砂岩油层中选堵效应的试验研究. 油田化学, 1987, 4(1): 16~24

CHEMICAL WATER - SHUTOFF TEST OF CHANG - 6 RESERVOIR MICROMODEL IN ANSAI OILFIELD

Sun Wei

(Northwest University, Xian, Shaanxi)

Abstract

PHMP was used in chemical water-shutoff test of chang-6 reservoir micromodel of Ansai Oilfield. The micromodel was made of grinded oil rock cores so as to keep the reservoir pore texture. Test result indicates that using PHMP as plugging agent in chemical water-shutoff could get evident effect. The plugging process is as follow: absorbed water film→dynamic trapping→physical plugging→viscoelastic plugging. According to the ultralow permeability of the reservoir, its better to chose low density of plugging agent in the study area. The best ones are those with density between 20%~40%.