

陆梁油田分子膜增注工艺技术研究

刘 富¹ 赵 荣¹ 李海涛² 王中武²

1.长江大学石油工程学院,湖北 荆州 434023

2.中国石油新疆油田分公司陆梁作业区,新疆 克拉玛依 834000

摘要:

陆梁油田石南 21 井区属中孔、低渗、特低渗透油藏,注水井的吸水能力逐渐变差,注水压力逐渐升高,油藏欠注日趋严重,为从根本上解决这一问题,采取了分子膜增注技术来改善油藏吸水能力,提高水驱采收率的技术。现场试验结果显示,该技术改善了注水开发效果。同时,针对普通酸化解堵过程中,解堵剂处理半径小、有效期短等问题,进行了一种强穿透剂的实验研究。将强穿透酸化技术进行优化,与分子膜技术相结合,能妥善解决石南 21 井区的注水问题,进一步提高水驱采收率。

关键词:

分子膜;注水;石南 21 井区;强穿透剂;增注技术

文献标识码:A

文章编号:1006-5539(2012)01-0079-04

0 前言

陆梁油田石南 21 井区位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地,属中孔、低渗、特低渗透油藏。自 2004 年注水开发以来,注水井的吸水能力逐渐变差,注水压力逐渐升高,油藏欠注日趋严重。2005 年以来虽然采取了酸化、压裂、提压等增注措施,也取得了一定的效果,但没从根本上解决油藏欠注、地层能量有效补充的问题,严重制约了油藏注水开发的工作。针对石南 21 井区的问题,现提出采用分子膜增注的技术措施。

1 油藏物性

1.1 构造特征

该区头屯河组构造形态总体上为被断层切割的北东—西南向鼻状构造,地层倾角为 $2^{\circ}\sim 3^{\circ}$,顶面构造

为一南偏东倾的单斜,地层平缓,局部构造有一定的扭曲。石南 21 井区块为一独立的构造岩性圈闭,其东、西两侧受岩性控制,南侧为岩性尖灭,其北西向受石南 6 井北断裂遮挡,圈闭面积 138 km^2 ,闭合度 320 m ,高点埋深 $1\,925\text{ m}$ 。

1.2 岩性特征

储层主要为灰色、褐灰色细中粒长石岩屑砂岩及不等粒长石岩屑砂岩。碎屑成分中石英含量平均为 28.48% ,长石含量平均为 20.7% ,岩屑含量平均为 50.6% ;岩屑成分主要为凝灰岩岩屑,含量平均为 34% ,胶结物中以方解石为主,含量平均为 2.36% 。

1.3 物性特征

油层平均孔隙度 14.9% ,平均渗透率 $16.84\times 10^{-3}\text{ mD}$,属中孔低渗透油藏;储层孔隙类型主要以原生粒间孔、剩余粒间孔为主,喉道主要为细喉道,孔喉连通性

收稿日期:

2011-09-12

基金项目:

中国石油新疆油田资助项目(09H0334)

作者简介:

刘 富(1963-),男,黑龙江哈尔滨市人,教授级高级工程师,博士,1984年毕业于大庆石油学院采油工程专业,现主要从事采油工艺技术研究工作。

中等,孔隙直径 18.3~117.6 μm ,平均为 57.97 μm 。

1.4 储层敏感性

该储层具有中等偏强的盐敏和水敏,中等偏强的体敏,中等偏弱的速敏。

2 石南 21 区块注水状况

2.1 注水存在的问题

石南 21 区块自 2004 年开始注水开发,初期注水压力为 6~9 MPa,随着油田注水开发的逐渐深入,注水压力不断上升,多数水井井口压力已超过 12 MPa,并且已有多口井欠注。而水井周围的油井,含水率上升缓慢;油藏导压系数相对较低,注采井之间连通状况差,注入水在地层中扩散慢。

2.2 欠注原因

该井区欠注主要原因:

a)油藏属中孔低渗透油藏,本身物性较差,注采井之间连通状况差,注入水在地层中扩散慢;

b)随着注水的深入,岩石润湿性逐渐变为强亲水,致使水相渗透率下降;

c)地层岩石遇水膨胀,导致渗流半径减小;

d)后期作业(钻井、完井、修井、注水)过程中入井流体对近井地带造成的污染堵塞,尤其是水质不合格造成的污染堵塞尤为明显^[1]。

3 问题的解决

3.1 技术对策

石南 21 井区为低渗透、水敏性储层,注入水水质不合格,储层物性差、水锁、外来流体污染堵塞等综合原因导致多数井欠注。针对这些问题,提出了 YMD 膜增注技术与深穿透前置酸化技术相结合的对策。YMD 膜增注技术是利用分子膜与岩石表面的静电吸附作

用,改变岩石表面的润湿性,使注水井近井地带岩石孔道表面由亲水变成疏水,以减小水的流动阻力,提高水相渗透率,增加注水井的吸水能力,改善低渗透油田注水开发效果。YMD 膜增注技术^[2-6]在我国已得到应用,效果显著,同时在陆梁油田石南 31 井区进行 YMD 分子膜现场应用,也取得了成功经验。

石南 21 井区储层岩石孔道细小、渗透率低,储层污染后其渗透率更低,堵塞物致密,导致注水压力上升很快,注水十分困难。若采用普通酸化解堵,则药剂注入困难,解堵半径小,无法穿透污染带,解堵效果差。为提高药剂的注入能力,弥补普通药剂处理半径小的不足,就必须大幅度降低解堵药剂的粘度和界面张力,强力穿透堵塞物并进入堵塞物核心,为后续溶蚀剂的进入打开通道,增加注入距离。为此,针对低渗透油藏的特点,利用实际岩石样品,通过测定润湿速度,筛选复配出了一种强穿透剂,以期克服解堵剂处理半径小、有效期短的问题。

3.2 强穿透剂的室内研究

3.2.1 强穿透剂的作用

强穿透剂能够降低液固相之间的表面张力,快速进入岩石孔隙,将地层堵塞物渗透溶胀,疏松堵塞物团聚颗粒,便于其它药剂进入堵塞物核心,并且解堵剂穿过堵塞物后进入地层深部,达到深部解堵的目的。

3.2.2 渗透剂岩心片滴渗实验

选取若干渗透率相近的岩心,将岩心切成厚度均等的小薄圆片,用磨刀石磨平各个表面,达到平滑程度。用滴管吸取不同的渗透剂溶液(浓度 0.5%),滴在岩心切片上(以一滴的量为宜,约 0.02 g),然后立即计时,完全渗入到岩心切片后停止计时,记录的时间即为渗透剂的渗透时间。

表1 渗透剂渗入岩心的时间测定

序号	渗透剂类型	润湿时间 /s						平均值 /s
1	A23	75.73	73.21	65.31	68.53	70.58	66.54	69.98
2	强穿透剂(SAS:Rlee)	2.04	2.07	1.78	1.42	3.47	1.86	2.11
3	T45	559.82	550.26	700.22	517.69	516.78	566.29	568.51
4	十六烷基三甲基溴化铵	111.75	115.32	115.99	104.74	110.47	117.08	112.56
5	JH-0910MES	19.11	20.48	17.51	19.84	20.19	15.29	18.74

从表 1 可看出,复配的强穿透剂(SAS:Rlee)润湿岩芯的时间明显少于其他种类渗透剂的时间,因而这种渗透剂是最适用的。

3.2.3 浓度对渗透时间的影响

为了获得较好的穿透溶胀效果,同时又节约药剂

用量,对强穿透溶胀剂的浓度进行了优选,优选实验结果见图 1。

由图 1 可见,强穿透剂的穿透效果随着浓度的增加而增加,但增加的幅度随着浓度的增加而逐渐减小,但当浓度达到一定值之后,再增加浓度,改善效果

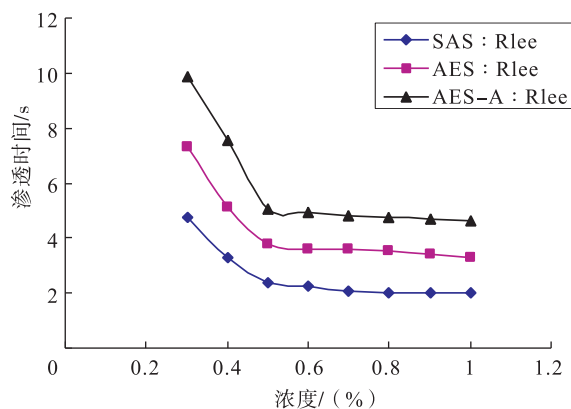


图 1 渗透时间与浓度的关系

的幅度不再明显;其中渗透时间短的仍为 SAS 与 Rlee 复配强渗透剂,当其总浓度达到 0.5 %~0.7 %后,再增加其浓度,渗透时间已经接近定值,因此可选的最佳浓度为 0.5 %。

3.2.4 岩心驱替实验

在室内进行了岩芯驱替实验,首先对岩心饱和煤油,之后蒸馏水驱,计算出渗透率;最后注入 1PV 强渗透剂再继续水驱,计算出渗透率,实验结果见表 2。

从表 2 可看出,注入强渗透剂后,由于降低了固液相之间的表面张力,增加了后续流体的渗流能力,渗透率提高了 13.8 %。

4 分子膜增注现场试验

4.1 增注前注水情况

石南 21 区 SN6459 注水井近井地带油层有效厚度 9 m,平均渗透率 14 mD,于 2005 年 8 月投注,初期配注 35 m³,实注 35 m³,初期注水压力 8 MPa,之后注水压力上升很快,2008 年 1 月注水压力已升至 13 MPa,2010 年 7 月压力升至近 14 MPa,配注 50 m³,实注 10 m³,严重欠注。周围 6 口油井有 1 口井含水率在 50 %,其余

表2 岩芯注入强渗透剂后驱替实验 (初始渗透率为0.087 μm²)

驱替倍数/PV	渗透率 K ₂ /mD	渗透率提 高值/(%)	驱替倍数/PV	渗透率 K ₂ /mD	渗透率提 高值/(%)
1	0.096	10.34	6	0.099	13.79
2	0.098	12.64	7	0.099	13.79
3	0.100	14.94	8	0.099	13.79
4	0.099	13.79	9	0.099	13.79
5	0.099	13.79	10	0.099	13.79

井含水平均不到 5 %。

从注水情况来看,该井近井地带油藏物性很差,油水井对应关系不理想,连通性较差,注水压力扩散缓慢。该井注水压力升高、注水困难是由油藏物性差、水敏、水锁、水质不合格等综合原因造成的。对该井的处理应以对基质处理及解堵相结合,同时要加大处理量,增加处理深度才能取得比较好的增注效果。

4.2 前置酸+YMD 膜增注实验

2010 年 9 月对石南 21 区 SN6459 注水井进行了前置酸+YMD 膜增注实验,总液量 115 m³,其中前置酸用量 45 m³,YMD 膜 30 m³,平均每米油层处理强度 10 m³/m。

4.2.1 工作液

- 预处理液(10 m³):0.5 % YL-1 强渗透剂;
- 处理液 A(15 m³):10 %盐酸+2 %多效添加剂;
- 处理液 B(20 m³):缓速酸;
- YMD 膜溶液(30 m³);
- 活性防膨液(15 m³):0.5 %活性剂+2 %高效防膨剂;
- 顶替液(25 m³):2 %高效防膨剂。

4.2.2 增注过程

设计及增注参数见表 3。

表3 设计及增注参数

序号	增注步骤	设计参数			实际参数		
		液量 /m ³	泵压 /MPa	排量 /(m ³ ·min ⁻¹)	液量 /m ³	泵压 /MPa	排量 /(m ³ ·min ⁻¹)
1	活性液洗井	15		0.3~0.8	15.0	3	0.75
2	正替预处理液	7	≤20	0.3~0.8	7.0	3	0.75
3	正挤预处理液	3	≤20	0.3~0.8	3.0	15.5~16.5	0.75
4	正挤处理液 A	10	≤20	0.3~0.8	10.0	16.5~12.5	0.75
5	正挤处理液 B	20	≤20	0.3~0.8	20.0	12.5~11	0.65
6	正挤处理液 A	5	≤20	0.3~0.8	5.0	11~12	0.65
7	顶替液	17	≤20	0.3~0.8	17.0	12	0.65
8				关井 2h			
9	YMD 溶液	30	≤20	0.4~0.8	30.0	13~13.9	0.75
10	顶替液	7	≤20	0.4~0.8	7.0	13.9	0.75

从表 3 可看出,在施工过程中,压力下降了5.5 MPa。

4.3 增注效果

增注效果统计见图 2 和表 4。

图 2 和表 4 表明,该井 YMD 膜增注后注水压力由

14 MPa 降为12.5 MPa, 日注水量由 10 m³ 增加到 50 m³, 视吸水指数由 0.714 增加到 4.032,取得了比较好的增注效果,目前已累计增加注水量 7 200 m³。

对于低渗透油田而言,分子膜增注技术能很好地

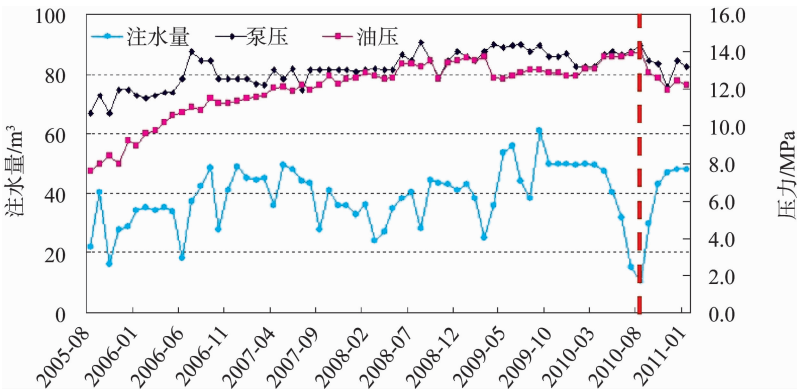


图 2 SN6459 YMD 膜增注前后注水与压力变化曲线

表 4 SN6459井YMD膜增注效果统计

增注井号	增注前注水状况				增注后注水状况			
	配注 /(m ³ ·d ⁻¹)	实注 /(m ³ ·d ⁻¹)	压力 /MPa	吸水指数	配注 /(m ³ ·d ⁻¹)	实注 /(m ³ ·d ⁻¹)	压力 /MPa	吸水指数
SN6459	50	10	14.0	0.714	50	50	12.5	4.032

改善注水井的吸水能力,提高注水效果。如果能与深穿透前置酸化技术有机结合,在现场应用中将会取得更好的成效,具有广阔的市场前景。

5 结论

a)分子膜是一种带有阳离子基团的聚合物,能改变储层表面的性质,剥落水膜,阻止粘土颗粒的膨胀与运移,从而提高水相渗透率,降低水的流动阻力,达到降压增注的目的。

b)针对普通酸化解堵过程中存在的药剂注入困难、解堵半径小、无法穿透污染带、解堵效果差等问题,研制复配了一种强穿透剂。

c)应将开展前置酸液的配方筛选与评价作为下一步的工作,进一步优化强穿透剂配方。通过现场实践优化施工工艺,完善处理剂配方,形成一套适应的石南 21 井区的 YMD 膜+深穿透前置酸复合增注工艺技

术。

参考文献:

[1] 胡文庭,师亚栋,李关虎,等.甘谷驿油田注入水结垢情况分析及解决办法[J].天然气与石油,2011,29(3):64-66.

[2] 饶 华,王金多,刘 富.海拉尔油田分子膜增注技术研究与实践[J].石油天然气学报,2010,32(8):305-308.

[3] 卢红杰,沈彬彬,李雨龙,等.特低渗透油藏分子膜增注技术试验与应用[J].大庆石油学院学报,2011,35(1):60-63.

[4] 刘 富,丁 亮,何 帆,等.分子膜增注技术在低渗透油田的应用[J].石油地质与工程,2011,25(2):108-110.

[5] 周会强,李飞鹏.分子膜在我国油田开发过程中的研究应用[J].石油化工应用,2011,30(4):13-26.

[6] 徐广杰,王志国,刘成新,等.分子膜增注技术在双河油田的应用评价[J].石油天然气学报,2010,32(5):323-325.