

沙埕油田沙20东断块窄条状边水油藏有效注水模式

李涛¹, 姜汉桥¹, 肖康¹, 吕照明², 糜利栋¹

(1. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249;
2. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249)

摘要: 沙埕油田沙20东断块油藏是典型的窄条状边水油藏, 整体含水率较高, 局部井区水淹严重, 导致油藏持续稳产较为困难, 且剩余油分布复杂。应用多因素模糊综合评判方法以及电容模型原理, 对区块水驱优势渗流通道进行识别, 并对发生窜流的砂体及水窜方向进行了研究。结果表明, 造成水驱优势渗流通道的原因包括注水井的持续注入和边水的长期水侵, 在后续注水结构调整中, 应以水驱优势渗流通道识别结果为基础, 进行有效注水策略研究。结合储层平面及纵向剩余油分布特征, 对储层进行封层、补孔、油井加密及油井转注等处理, 并在此基础上, 对发生不同程度窜流的区域进行注采系统优化调整。油藏采用最优方案开采15 a, 采出程度提高了2.71%, 且初期含水率下降了25%, 提高和改善了窄条状油藏的水驱开发效果。

关键词: 窄条状边水油藏 剩余油 注采系统 注水开发 高含水期 沙埕油田

中图分类号: TE347

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2014)03-0078-04

优势渗流通道是指储层中渗透率相对较高、流体优先通过的那部分储层。优势渗流通道的存在降低了油藏的水驱波及系数, 严重影响了油藏的水驱开发效果, 因此, 对优势渗流通道的研究成为油藏后期方案调整的重点^[1]。调整注采比是油藏开发后期方案调整的重要措施之一, 注采比是表征油田注水开发过程中注采平衡状况, 反映产液量、注水量与地层压力之间关系的综合性指标。笔者利用数值模拟方法, 以沙埕油田沙20东断块窄条状边水油藏为例, 对不同窜流程度区域的注采比进行优化, 得到窄条状边水油藏最优注采比, 以期为提高和改善该类油藏的水驱开发效果提供参考。

1 油藏概况

沙埕油田沙20断块位于高邮凹陷北斜坡中段, 西接发财庄构造, 东邻沙7断块, 是一个由弧形断层遮挡的断块圈闭。该圈闭中部发育一条羽状断层, 将沙20断块分成东、西2块。沙20东断块含油层系自下而上为阜一段1砂组(E_1f_1)、阜一段2砂组(E_1f_2)和阜二段3砂组(E_2f_3), 含油面积为1.6 km², 石油地质储量为253×10⁴ t, 其中各砂组石油地质储量分别为98×10⁴ t, 29×10⁴ t和126×10⁴ t。沙20东断块

标定可采储量为65.8×10⁴ t, 标定采收率为26%。截至2012年1月, 沙20东断块主要采用不规则三角形井网, 注采井距为250~300 m, 采油井井距为150~300 m。

沙20东断块实施调整挖潜, 以确保油田继续稳产, 截至2012年1月, 采油井总数为30口, 开井数为28口, 平均产油量为73.8 t/d, 平均产水量为217.9 t/d, 综合含水率为74.7%, 累积产油量为48.6×10⁴ t, 累积产水量为45.1×10⁴ t, 采油速度为2.57%, 采出程度为19.2%。注水井总数为13口, 开井数为13口, 平均注水量为362.2 t/d, 累积注水量为146.4×10⁴ t, 累积注采比为1.56。沙20东断块含油带狭窄, 注水开发局部井区水淹严重, 且油藏南部有边水存在, 经过十几年的开发, 储层可能存在水驱优势渗流通道。

2 优势渗流通道识别

经过注入水长期冲刷, 注采井间主流线强度越来越大, 而主流线周围区域动用程度越来越低, 此时, 在注采井间则会形成优势渗流通道。优势渗流通道的形成受多种因素控制, 不同因素对其形成的贡献不同。首先, 采用多因素模糊综合评判方法和

收稿日期: 2014-03-10。

作者简介: 李涛, 男, 在读硕士研究生, 从事油气田开发理论与系统工程研究。联系电话: 13488779634, E-mail: 913361905@qq.com。

基金项目: 国家科技重大专项“海外大陆边缘盆地勘探开发实用新技术研究”(2011ZX05030-005)。

层次分析法^[2],对各井组的优势渗流通道进行平面识别;再根据水井的吸水剖面、油井的产液剖面,对各井组的优势渗流通道进行砂体纵向识别;最后,应用电容模型法,通过线性回归求解电容模型,得到注采井的关联系数,从而判断注水井与周围采油井的水窜方向^[3]。

通过对沙20东断块优势渗流通道的平面识别和砂体的纵向识别,可得到各井组优势渗流通道注采井的对应关系及发育层位(表1)。如沙20-37井与沙20-21井间的优势渗流通道发育在 $E_{1f_1}1^2$ 砂体;沙20-60井与沙20-59井间的优势渗流通道发育在 $E_{1f_1}1^2$ 和 $E_{1f_1}1^4$ 砂体,但在 $E_{1f_1}1^4$ 砂体上是边水水侵造成油井高含水。

表1 沙20东断块优势渗流通道注采井对应关系及发育层位

注采井对应关系	优势渗流通道发育部位	油井高含水原因
沙20-37—沙20-21	$E_{1f_1}1^2$	注入水长期冲刷
沙20-65—沙20-21	$E_{1f_2}3^3$	注入水长期冲刷
沙20-25—沙20-26	$E_{1f_1}1^2$	边水水侵
	$E_{1f_1}1^4$	边水水侵
沙20-25—沙20-62	$E_{1f_1}1^2$	边水水侵
	$E_{1f_1}1^2$	边水水侵
沙20-25—沙20-38	$E_{1f_1}1^2$	边水水侵
	$E_{1f_1}1^4$	边水水侵
沙20-25—沙20-33	$E_{1f_1}1^2$	边水水侵
	$E_{1f_1}1^2$	注入水长期冲刷
沙20-60—沙20-59	$E_{1f_1}1^2$	注入水长期冲刷
	$E_{1f_1}1^4$	边水水侵
沙20-40—沙20-58	$E_{1f_2}3^2$	注入水长期冲刷
	$E_{1f_2}3^2$	边水水侵
沙20-43—沙21	$E_{1f_2}3^2$	边水水侵
沙20-43—沙20-31	$E_{1f_1}1^1$	注入水长期冲刷
沙20-43—沙20-32	$E_{1f_1}1^2$	边水水侵
	$E_{1f_1}1^2$	边水水侵
沙20-44—沙20-32	$E_{1f_1}1^2$	边水水侵
	$E_{1f_1}1^4$	边水水侵
沙20-44—沙20-36	$E_{1f_2}3^2$	注入水长期冲刷
	$E_{1f_1}1^1$	边水水侵
沙20-57—沙20-56	$E_{1f_1}1^1$	边水水侵
沙20-47—沙20-35	$E_{1f_2}3^2$	边水水侵

以注水井沙20-37为中心的井组,在 $E_{1f_1}1^2$ 砂体中沙20-37井与沙20-20、沙20-21井间的关联系数分别为0.2和0.7,由此可判断水窜方向为沙20-37—沙20-21井。以注水井沙20-60井为中心的井组,在 $E_{1f_1}1^2$ 砂体中沙20-60井与沙20-33、沙20-59、沙20-34井间的关联系数分别为0.16、0.58和0.2,由此可判断水窜方向为沙20-60—沙20-59井;在 $E_{1f_1}1^4$ 砂体沙20-60井与沙20-33、沙20-59、沙

20-34井间的关联系数分别为0.1、0.55和0.18,水窜方向为沙20-60—沙20-59井,但分析后认为,此砂体上采油井高含水也有可能是边水水侵造成的。

3 剩余油潜力分析

基于优势渗流通道识别结果以及油藏数值模拟对油水分布规律的研究,针对不同级别优势渗流通道的剩余油储量进行分析,总结其剩余油潜力,从而为后期措施调整提供参考。

依据沙20东断块优势渗流通道的识别结果,将其分为2个级别,即未发生窜流区域和窜流较严重区域。未发生窜流区域的剩余油储量相对较少,但仍具有一定的开采潜力;而窜流较严重区域的剩余油储量相对较多,继续挖掘潜力较大。沙20东断块不同级别优势渗流通道的剩余油储量统计结果(表2)表明,窜流较严重区域的剩余油储量比未发生窜流区域多,且主要分布在 $E_{1f_2}3$ 和 $E_{1f_1}1$ 砂体。但是,沙20东断块油藏含油带狭窄,有些区域仅为300 m,井网密度较大,且边水推进速度过快,不适合大规模的井网加密,其调整重点应是有效注水策略调整。

表2 沙20东断块不同级别优势渗流通道剩余油分布

砂体	石油地质储量/ 10^4 t	采出程度, %	剩余油储量/ 10^4 t	
			未发生窜流区域	窜流较严重区域
$E_{1f_1}1$	98	25.3	32.3	39.7
$E_{1f_1}2$	29	8.9	22.8	3.5
$E_{1f_2}3$	126	18.2	29.2	72.4
合计	253		84.3	115.6

4 注水策略调整

研究区优势渗流通道发育的区域剩余油储量较大(表2),主要是因为平面上优势渗流通道的存在致使主流线两侧存在剩余油;纵向上某些层位存在优势渗流通道,其他层位储量动用较少。窜流较严重区域是挖潜的重点,而未发生窜流区域虽基本不存在优势渗流通道,但因动用程度低也形成了较大规模的剩余油。因此,须根据发生窜流的原因来确定后期调整方案^[4-6]。

4.1 注水方案制定原则

通过对沙20东断块优势渗流区域的识别及剩余油分布研究,总结出研究区储层内部渗流场变化

规律,尤其是优势渗流通道的分布特征。窄条状边水油藏开发中后期形成了一套有效注水模式,即针对不同程度水驱窜流区域进行注采井生产层位调整,并对不同优势渗流区的注采条件进行优化,使之与储层水驱优势渗流通道的发育程度相适应,从而制定有效的注水方案^[7-9]。

4.2 调整措施

封层 针对发生优势渗流的区域,由于在某些层位出现了优势渗流通道,导致采油井含水率上升过快,储层纵向动用极不均匀,除边部水井是造成窜流的主要因素外,某些层位的边水也会造成局部水窜,因此,针对窜流较严重区域,在这一阶段进行封层,封堵发生窜流的层位,延缓含水率上升速度。如对沙20-40井的 $E_{1f_2}3^2$ 和 $E_{1f_1}1^5$ 砂体以及沙20-23井的 $E_{1f_1}1^2$, $E_{1f_1}1^3$ 和 $E_{1f_1}2^4$ 砂体进行封堵。

补孔和油井加密 未发生窜流区域由于受边水影响较小,且位于断块高部位,储层的动用程度低,存在大量的剩余油。结合区块剩余油饱和度和剩余油丰度,考虑注采对应关系,对未发生窜流区域进行补孔和油井加密,加强对未发生窜流层位的动用和井网的控制程度^[10-13]。如沙20-64井在 $E_{1f_2}3^1$, $E_{1f_2}3^4$ 和 $E_{1f_1}1^1$ 砂体补孔,沙20-28井在 $E_{1f_1}2^1$ 和 $E_{1f_1}2^2$ 砂体补孔。

油井转注 在优势渗流的区域,部分采油井水淹严重,且产液能力很差,将此类采油井转为注水井,可以达到改善注采井数比、增强注采井对应关系的目的。

4.3 注采系统调整

在优势渗流通道识别的基础上,结合油藏数值模拟,在后续开发方案调整过程中针对不同区域水窜程度进行注水策略调整。合理的注采比可有效缓解平面、层间和层内矛盾,使地层保持一定的压力,是水驱油田规划和设计注水量的重要依据^[14-16]。针对水驱窜流较为严重的区域,在经过较大规模的封层、补孔和油井加密措施之后,须对此区域进行注采系统调整。笔者从注采比、注水强度2方面对不同窜流区域进行注采系统调整,从而得到最优注采体系,提出有效注水模式。

未发生窜流区域 未发生窜流区域受边水影响不大,大孔道不发育,油井含水率较低且未发生水淹。由于此区域位于断块高部位,且现有井网控制程度低,因此,该区域大部分层位的动用程度较低或者动用较为均匀,但仍具有较大的开发前景。

截至2012年1月,未发生窜流区域的注采比为

0.63,注水强度为 $0.94 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$ 。注采系统调整后,该区域最优注采比为0.85,最优注水强度为 $1.01 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$ (图1),与调整前相比,注采比提高34.92%,注水强度提高7.44%。这主要是由于该区域并没有发生大规模水驱窜流,大部分层位的动用程度较低,因此应适当提高水驱强度。从能量角度分析可知,当采油速度一定时,随着注采比的增加,地层压力得到恢复,采出程度增加。

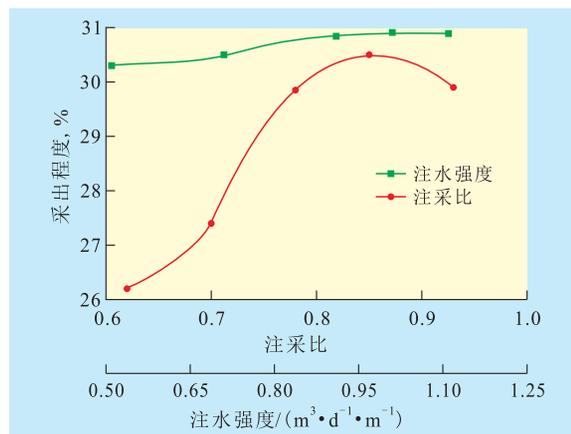


图1 未发生窜流区域注采系统优化结果

窜流较严重区域 窜流较严重区域受边水影响较大,地层发育大孔道,油井含水率较高,在现有井网条件下虽然能够继续开发,但效果不好,且储层的非均质性强,有必要对该区储层的注采系统进行优化^[17-20]。

截至2012年1月,窜流较严重区域的注采比为1.16,注水强度为 $0.94 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$ 。由窜流较严重区域注采系统优化结果(图2)可以看出,注采系统调整后,最优注采比为1.12,最优注水强度为 $0.975 \text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$ 。相对于调整前,注采比降低3.45%,注水强度提高3.72%。窜流较严重区域应适当减小注采比,在一定程度上可缓解储层平面矛盾,同时加强了注入水的利用率;由于此区域有些层位动用程度

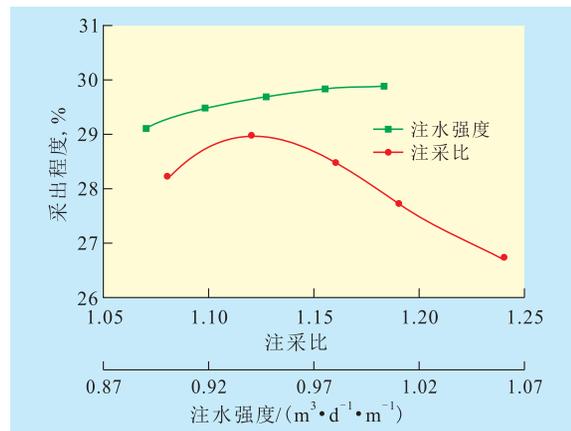


图2 窜流较严重区域注采系统优化结果

相对较低,因此在注采比适当降低的前提下,可适当提高这些部位的注水强度。

4.4 效果评价

通过对沙20东断块有效注水模式的研究,利用数值模拟方法优选出最优方案,该方案运行15 a采出程度提高了2.71%,且初期含水率下降了25%。说明沙20东断块在经过封层、补孔、油井加密、有效注水模式调整后,油藏的开发效果得到了改善,尤其是针对不同窜流程度区域进行注采系统调整,调整效果较好。

5 结论

应用综合评判方法,对沙埕油田沙20东断块窄条状边水油藏水驱优势渗流通道进行了识别,并对发生窜流的纵向砂体及水窜方向进行了研究。未发生窜流区域的剩余油储量相对较少,但仍具有一定的开采潜力;而窜流较严重区域的剩余油储量相对较多,继续挖潜的潜力较大。未发生窜流区域由于储层动用程度较低,在优化注采系统时,适当增大此区域的注采比和注采强度,可提高水驱开发效果;而对于窜流较为严重区域,在进行注采系统优化时,由于边水能量的供应,可适当降低此区域的注采比,该区域储量动用程度相对较低的层位,可适当提高注水强度。最优方案在研究区运行15 a采出程度提高了2.71%,且初期含水率下降了25%。

参考文献:

- [1] 赵传峰,姜汉桥,张贤松.窜流通道分级模糊评判方法及其在绥中36-1油田的应用[J].中国海上油气,2010,22(6):387-390.
- [2] Mccaffrey Y J.The analytic hierarchy process [J].Microsoft Developer Network Magazine,2005,20(6):139-144.
- [3] 王硕亮,姜汉桥,张媛.利用电容模型判断油水井间的关联性

- [J].油气田地面工程,2010,29(10):22-23.
- [4] 杨延娜,李贵金,俞德恩,等.高含水期油藏剩余油挖潜研究[J].内蒙古石油化工,2008,(3):114-115.
- [5] 罗钰涵,唐华.AF窄条状边底水油藏剩余油分布及挖潜策略研究[J].内蒙古石油化工,2009,(2):103-105.
- [6] 张建良,尤启东.窄条状断块油藏剩余油挖潜技术应用研究[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2008,30(2):124-126.
- [7] Gould T L, Salrem A M.Infilling drilling for incremental recovery [J].Journal of Petroleum Technology,1989,41(3):229-237.
- [8] 李南,程林松,陈泓全,等.超低渗透油藏注水方式研究[J].油气地质与采收率,2012,19(4):78-80.
- [9] 吴琼.低渗透油田高注采比机理研究[J].特种油气藏,2012,19(5):82-85.
- [10] 张贤松,谢晓庆,陈民锋.低渗透断块油藏合理注采井距研究[J].油气地质与采收率,2011,18(6):94-96.
- [11] 李程彤,刘性全.萨南开发区水驱高含水后期合理注采比的确定方法研究[J].大庆石油地质与开发,2006,25(4):54-56.
- [12] 李志鹏,林承焰,李润泽,等.利用油气势能预测油藏开发后期剩余油富集区[J].特种油气藏,2012,19(2):69-72.
- [13] 崔传智,武丽丽,宋志超,等.边水油藏合理注采比确定方法研究[J].油气田地面工程,2010,29(9):29-30.
- [14] 王瑞飞,孙卫.特低渗透砂岩微观模型水驱油实验影响驱油效率因素[J].石油实验地质,2010,32(1):93-97.
- [15] 苏玉亮,李涛.平面非均质性对特低渗透油藏水驱油规律的影响[J].油气地质与采收率,2009,16(1):69-71.
- [16] 王友启.胜利油田高含水期油藏水驱精细调整技术方向[J].石油钻探技术,2011,39(1):101-104.
- [17] 何秋轩,阮敏,王志伟.低渗透油藏注水开发的生产特征及影响因素[J].油气地质与采收率,2002,9(2):6-9.
- [18] 李林祥.孤东油田小油砂体提高采收率技术[J].油气地质与采收率,2013,20(3):67-70.
- [19] 韩德金,张凤莲,周锡生,等.大庆外围低渗透油藏注水开发调整技术研究[J].石油学报,2007,28(1):83-86.
- [20] 李红南,徐怀民,许宁,等.低渗透储层非均质模式与剩余油分布——以辽河西部凹陷齐9—欢50区块杜家台油层为例[J].石油实验地质,2006,28(4):404-408.

编辑 武云云

欢迎订阅《油气地质与采收率》