

◀ 试井与开采 ▶

塔河油田缝洞型油藏单井注水替油技术研究

荣元帅 黄咏梅 刘学利 罗娟 李峰

(中国石化西北分公司 勘探开发研究院,新疆 乌鲁木齐 830013)

摘要:塔河油田在碳酸盐岩油藏能量弱的定容性单井缝洞单元进行了注水替油试验,大幅度提高了原油采收率。通过全面分析塔河油田大量现场注水替油资料,提出了以下注水替油技术:选择通过机采手段无法正常生产的定容性油井进行注水替油,并优先选择溶洞型储集体油井;注水替油前要尽可能利用天然能量,在地层压力难以维持正常机抽生产时进行注水替油;在注水替油的第一个周期,周期注采比应控制在0.25~0.50;溶洞型储集体油井早期注采比应控制在1.0~2.0,中后期控制在0.5~1.0;裂缝性储集体油井早期注采比应控制在0.8~1.5,中后期控制在0.3~0.8;溶洞型储集体油井前期可适当提高注水速度,裂缝性储集体油井的注水速度不宜过高;注水压力应低于井口承压能力和地层破裂压力;注水焖井后开井产液量不能高于注水前正常生产时的产液量。这些技术为碳酸盐岩缝洞型油藏单井注水替油生产提供了理论依据和技术支撑。

关键词:碳酸盐岩油气藏;单井;注水替油;提高采收率;塔河油田

中图分类号:TE357.6 **文献标识码:**B **文章编号:**1001-0890(2008)04-0057-04

统计表明,2000—2004年塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏由于地层压力下降,地层能量不足造成某些油井产量的递减率高达20%~32%。特别是储集体规模较小的单井缝洞单元,由于其相对封闭,没有其它能量的供给,能量不足造成的产量递减更为突出。2005年以来,塔河油田在碳酸盐岩油藏能量弱的定容性单井缝洞单元进行了注水替油试验^[1]。截至2007年12月,该油田共对87口井进行了注水替油试验,累积注水412个周期,累积注水 $142.7 \times 10^4 \text{ m}^3$,注水替油受效井69口,累积增油 $36.88 \times 10^4 \text{ t}$,采出程度提高3.66%。该技术目前已成为塔河油田碳酸盐岩油藏增产和提高采收率的重要措施之一。2 a多来,塔河油田在碳酸盐岩油藏注水替油技术研究方面已取得了初步成果^[1-3],但未形成较为全面的技术体系。笔者在对注水替油试验效果进行长期跟踪分析的基础上,提出了较完整的注水替油技术,为碳酸盐岩缝洞型油藏注水替油生产提供了理论依据和技术支撑。

1 地质概况

塔河油田位于塔里木盆地北部沙雅隆起阿克库勒凸起,是迄今为止我国已发现的最大碳酸盐岩油气藏。塔河油田奥陶系油藏以在大型古隆起上经过多期构造岩溶作用形成的风化壳和沿断裂形成的缝洞为储集体,具有底水但没有统一的油水界面,具有

正常压力系统和正常地温梯度,是一个从凝析油到中质油再到超稠油多期成藏的、埋藏深的低饱和亲水油气藏^[4-6]。油藏类型十分特殊,它既不同于中东地区裂缝性碳酸盐岩油藏,也不同于我国东部典型的碳酸盐岩裂缝性油藏,更不同于常规孔隙性砂岩油藏。油藏属于碳酸盐岩缝洞型油藏,主要储集空间以构造变形产生的构造裂缝与岩溶作用形成的孔、洞、缝为主,其中大型洞穴是最主要的储集空间,裂缝既是主要的储集空间,也是主要的连通通道。碳酸盐岩基质基本不具有储渗意义,储集空间形态多样、大小悬殊、分布不均,具有很强的非均质性^[7]。

由于很难用常规研究思路和方法来认识碳酸盐岩缝洞型油藏,因此提出了缝洞单元的概念,缝洞单元是指由一个溶洞或若干个由裂缝网络沟通的溶洞所组成的相互连通的缝洞储集体。塔河油田利用动静态相结合的方法进行了缝洞单元划分^[8],把塔河油田碳酸盐岩油藏的主体老区(2,3,4,6,7,8区)划

收稿日期:2008-01-29;改回日期:2008-04-21

基金项目:国家重点基础研究发展计划项目(973计划)“碳酸盐岩缝洞型油藏开发基础研究”(编号:2006CB202400)部分研究成果

作者简介:荣元帅(1978—),男,四川安岳人,2001年毕业于西南石油学院石油工程专业,2004年获油气田开发工程专业硕士学位,工程师,现主要从事塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发工作。

联系电话:(0991)3600714

分为 137 个缝洞单元,其中单井缝洞单元 93 个。单井注水替油主要是在单井缝洞单元进行的。

2 注水替油机理

我国东部在常规裂缝性油藏进行了注水吞吐采油,其机理主要利用油层毛管力的渗吸作用使注入水从裂缝进入基质从而使基质中的油被驱替出来^[9]。而塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏基质基本不具备储油能力^[7],因此不会产生渗吸排油作用。塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏单井注水替油的机理:首先是通过注入水补充地层能量,恢复地层压力;其次是利用重力分异的原理,在焖井过程中,油水不断置换,产生次生底水抬升油水界面;最后,使注入水进入油井周围比较小的裂缝中,置换其中难以采出的剩余油。油井以“注水—焖井—采油”为一个周期进行注采循环,经过多轮次的注水替油,逐步提高油藏原油采收率。

3 注水替油技术

3.1 选井原则

1) 主要选择通过机采手段无法正常生产的定容性油井进行注水替油。塔河油田奥陶系油藏定容性油井生产特征表现为自喷期油压和产量递减较快,转抽后液面不断下降,逐渐出现供液不足现象。由于地层压力的下降,油井机采生产供液不足,油井不能正常生产,只有依靠缓慢的液面恢复才能间歇生产,油井产能和生产时效极低,油井天然能量生产期的采出程度较低。

2) 优先选择溶洞型储集体油井进行注水替油。溶洞型储集体越发育,油水分异效果越好,注水替油效果越明显。实践表明,塔河油田注水替油效果较好的油井,都是钻井出现放空或漏失或通过酸压沟通了较大溶洞的井,如溶洞型储集体的 S81 井注水替油效果明显好于裂缝性储集体的 TK431 井。

3.2 注水时机

利用数值模拟方法模拟了自喷后不转抽就进行注水替油和机采后地层压力降至废弃压力后进行注水替油的采油效果,结果表明,后者的采收率提高更明显。

分析认为,过早注水替油效果差的原因主要是,

由于生产前期油井周围剩余油多,过早注水会把油井周围较多的油推向远井地带或难采出来的角落,损失了部分可采储量。在注水替油试验初期,有部分井没有转抽生产就进行了注水替油,由于注采参数没有控制好,结果油井在注水后水淹而无法恢复产能。因此,油井要尽可能地利用天然能量开采,在后期地层压力难以维持正常机抽生产时才能进行注水替油。

3.3 周期注水量

周期注水量是影响每一口井注水替油效果的最主要的因素,它通过周期注采比(周期注水量与上周期产液量在地层条件下的比值)来确定其大小。通过实践总结分析,得出了周期注采比的确定原则:

1) 在注水替油的第 1 个周期,周期注采比控制在 0.25~0.50。统计分析了注水周期超过 15 个的 7 口油井的情况,有 6 口井第 1 个周期的注采比(第 1 周期注水量与注水前累积产液量在地层条件下的比值)在 0.25~0.50 之间,吨油耗水系数约为 2,效果较好。这说明在注水替油的第 1 个周期,周期注采比控制在 0.25~0.50 注水替油效果好。

注水替油前期的亏空量主要是岩石和流体的弹性膨胀体积,其中由流体弹性膨胀导致的亏空体积可以由注入水在短时间内弥补,而由岩石弹性膨胀导致的亏空体积由于注入压力的限制,不能够由注入水在短时间内弥补,这也是第 1 个周期的注采比选择在 0.25~0.50 之间的原因。

2) 溶洞型储集体油井早期注采比控制在 1.0~2.0,中后期控制在 0.5~1.0;裂缝性储集体的油井早期注采比控制在 0.8~1.5,中后期控制在 0.3~0.8。

注水实践表明,注水替油前期替油效果较好,周期含水率一般低于 20%,注水替油中后期含水逐渐上升。注水替油效果较好、目前注水替油已基本结束油井的无因次采油量与注采比关系的分析表明,随着注水替油周期的增加,油井周期注采比逐渐减小。因为随着地层中不断注入水,油水界面逐渐升高,注水压力逐渐增大,注入越来越困难,注入量便会减少,且随着后期含水上上升,为了保证替油效率,只有采出更多的液体才能采出更多的油,因此注采比会逐渐下降,甚至采出量大于注入量,使注采比小于 1。

统计表明:溶洞型储集体油井早期注采比一般在 1.0~2.0 之间,中后期在 0.5~1.0 之间;裂缝性

储集体油井注采比早期在 1.5~0.8 之间,中后期在 0.3~0.8 之间。但矿场在注水替油井含水率高于 95% 后长期关井,因此在最后 1~2 个周期可能注采比远远高于 1.0(如 S81 井)。

3.4 注水速度

注水速度受限于储集体的发育程度,储集体越不发育,注水越困难,注入压力越高,而注入压力过高,会造成地层破裂,另外井口承压也有限。一般注水速度不应使注入压力超过井口的承压能力和地层破裂压力。在注入条件允许的情况下,注水速度的确定原则为:

1) 溶洞型储集体油井前期提高注水速度可以提高增油效率。表 1 为 3 口井在相似注入量情况下的注水速度、周期产油和油水置换率。从表 1 可以看出,整体上前期提高注水速度可以提高油水置换效率。由于注水速度快,注入压力相对较高,油水置换率提高,同时提高注水速度,也缩短了注水周期,提高了生产时效。溶洞型储集体井的注水速度前期可控制在 25~40 m³/h,后期累积注采比较大后注入困难,注水速度可控制在 20 m³/h 左右。

表 1 3 口井注水速度与增油效率情况对比

井名	周期数	周期注水量/m ³	注水速度/m ³ ·h ⁻¹	周期产油/t	油水置换率/t·m ⁻³
TK741	4	1 042	22.2	497	0.477
	6	1 046	38.7	403	0.385
TK828	2	3 095	31.3	1 599	0.517
	5	2 602	59.1	1 902	0.731
T751	2	3 922	20.1	2 655	0.677
	5	4 237	40.0	3 005	0.709

2) 裂缝性储集体油井注水速度不宜过高。表 2 为 TK431 井(裂缝性储集体)注水速度与增油效率的情况对比。由表 2 可看出,TK431 井随着注水速度增加,周期产油量和油水置换率减小,因此,裂缝性储集体油井注水速度高会降低增油效率。对于裂缝性储集体油井,主要靠较发育的裂缝作为置换通道,重力分异和驱替作用同时发生,较大的注水速度容易产生较大的驱替作用,将原油驱向远井地带,使注水替油效果变差。注水效果较好的裂缝性储集体油井的注水速度一般控制在 10~15 m³/h。

表 2 TK431 井注入速度与增油效率情况对比

周期数	周期注水量/m ³	注入速度/m ³ ·h ⁻¹	周期产油/t	油水置换率/t·m ⁻³
4	581	10.8	181.6	0.313
1	1 209	13.0	359.7	0.298
3	788	13.8	228.0	0.289

3.5 注入压力

注入压力不但受周期注入量的影响,还与注入速度有关,矿场数据分析表明,注入压力对周期注水替油的影响较小,没有一个合理的范围,视井口承压能力及地层破裂压力允许范围而定,一般设计井口压力不超过 30 MPa(塔河油田奥陶系油藏地层破裂压力梯度为 0.016~0.022 MPa/m,取平均地层破裂压力梯度为 0.017 MPa/m),而实际停注压力一般为 10~15 MPa。

3.6 焖井时间

注水后关井焖井一段时间,可以使注入水充分与远井或下部油进行相互置换。如果焖井时间过短,油水置换没完成,开井生产,将降低油水置换效果,造成注入水循环浪费;关井时间过长,延长了周期时间,油水置换后能量浪费,同时也降低了周期生产时效。因此合理的焖井时间,不仅保证了周期内油水的置换效果,而且优化了周期生产时效。

合理的焖井时间应为油水分异结束时间,而影响油水分异快慢的因素较多,包括储集体类型和规模、各井注水前亏空程度和各周期的注水量等。矿场将油水分异结束时间定性为关井后压力平稳或者先下降后平稳至上升平稳的时间。统计表明,溶洞型储集体油井初期焖井时间为 1~2 d,裂缝性储集体油井初期焖井时间为 5 d。在注水替油的后期,焖井时间应延长,溶洞型储集体油井为 5~15 d,而裂缝性储集体油井一般要大于 20 d。

3.7 开井工作制度

注水替油井开井工作制度需要控制,总体原则是开井产液量不高于注水前正常生产时的产液量。溶洞型储集体油井生产过程中基本不存在水锥,注水替油开井初期适合采用较大产液量的工作制度以提高产量,但不应高于注水前正常生产时的产液量;裂缝性储集体油井生产过程中易产生水锥,因此开井生产时,需要采用较小产液量的工作制度控制生产压差,避免过早产生水锥造成注入水的过早采出,降低注入水利用率。

4 结 论

1) 主要选择通过机采手段无法正常生产的定容性油井进行注水替油,优先选择溶洞型储集体油井。

2)油井要尽可能地利用天然能量开采,在后期地层压力难以维持正常机抽生产时才能进行注水替油。

3)在注水替油的第1个周期,周期注采比应控制在0.25~0.50;溶洞型储集体油井早期注采比应控制在1.0~2.0,中后期控制在0.5~1.0;裂缝性储集体油井早期注采比应控制在0.8~1.5,中后期控制在0.3~0.8。

4)溶洞型储集体油井前期可适当提高注水速度,裂缝性储集体油井注水速度不宜过高;注水压力应低于井口承压能力和地层破裂压力。

5)关井后压力平稳或者先下降后平稳至上升平稳的时间为合理焖井时间。

6)注水替油开井产液量不应高于注水前正常生产时的产液量。

参 考 文 献

- [1] 李海军,张炜. 塔河油田单井注水吞吐实践与认识[M]. 北京:中国石化出版社,2005:15~70.
- [2] 涂兴万,王世洁,林江,等. 塔河油田碳酸岩盐油藏单井注水吞吐的物质平衡计算[M]. 北京:中国石化出版社,2005:46~85.
- [3] 罗娟,陈小凡,涂兴万,等. 塔河缝洞型油藏单井注水替油机理研究[J]. 石油地质与工程,2007,21(2):52~54.
- [4] 张希明. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏描述及储量评估技术[J]. 石油学报,2004,25(1):13~18.
- [5] 刘文滨,李明. 有限元数值分析法在塔河油田不稳定试井中的应用[J]. 石油钻探技术,2007,35(4):87~89.
- [6] 陈志海,刘常红,李明. 塔河油田缝洞型油藏油井产量的嘴流公式研究[J]. 石油钻探技术,2007,35(4):73~75.
- [7] 林忠民. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层特征及成藏条件[J]. 石油学报,2002,23(3):23~26.
- [8] 张希明,朱建国,李宗宇,等. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油气藏特征及缝洞单元划分[J]. 海相油气地质,2007,12(1):21~24.
- [9] 彭绪海,王永霖. 低渗透裂缝型油田注水吞吐采油技术应用探讨[J]. 低渗透油气田,1999,4(4):62~64.

[审稿 王杰祥]

Single Well Water Injection Production in Tahe Fracture-Vuggy Reservoir

Rong Yuanshuai Huang Yongmei Liu Xueli Luo Juan Li Feng

(Exploration and Development Research Institute, Northwest Branch Co., Sinopec, Urumqi, Xinjiang, 830013, China)

Abstract: The application of water injection-production in constant-volume and weaker-energy single-well fracture-vug unit of carbonate fractured-vuggy reservoir in Tahe Oilfield greatly enhanced the oil recovery. Based on analyzing the field data of water injection-production in Tahe Oilfield, the following techniques to enhance oil recovery was proposed in this paper. The water should be injected into these constant-volumes which cannot be produced, and high priority should be on the vuggy reservoir. The natural energy should used before water injection-production. Water injection begins when formation pressure can not support the production. the first injection cycle, the injection production ratio should be controlled 0.25~0.50; ratio for vuggy should be 1.0~2.0 and 0.5~1.0 in later production period; ratio of fractured reservoir should be within 0.8~1.5 and 0.3~0.8 in later production period; the injection speed can be increased for vuggy reservoir while injection speed for fractured reservoir should be low; injection pressure should lower than formation pressure and wellbore bearing pressure; the production liquid should be lower than the production liquid before injection.

Key words: carbonate reservoir; single well; water injection-production; enhanced oil recovery; Tahe Oilfield

大庆油田庆深气田火山岩气藏开发取得突破

近日,大庆油田庆深气田升深平1井产气能力超过 $3.7 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{d}$,是同区块直井产量的3倍以上,成为大庆油田水平井开发火山岩气藏取得新突破的标志井。

庆深气田为我国第五大天然气田,天然气资源储藏在地下3500~4500 m的火山岩中,埋藏深、高温、高压、高含二氧化碳,气层连通性和渗透性极差,没有自然产能,开采困难。

2004年末,庆深气田发现井——徐深1井投产成功,大庆油田深层天然气继而进入全面开发时期。经过艰苦攻关,运用水平井技术成功投产了升深平1井,攻克了高含二氧化碳气井腐蚀与防护技术。庆深气田年产气量由2005年 $1.65 \times 10^8 \text{ m}^3$ 上升到2007年底的 $2.93 \times 10^8 \text{ m}^3$,产量增长了近一倍。截至目前,庆深气田3年累计生产天然气 $8.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、生产二氧化碳 $1.0 \times 10^8 \text{ t}$,产能达到 $10.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。