

# 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏多井缝洞单元注水开发模式

荣元帅<sup>1,2</sup>, 李新华<sup>2</sup>, 刘学利<sup>2</sup>, 李小波<sup>2</sup>

(1.西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500;

2.中国石化西北油田分公司 勘探开发研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011)

**摘要:**针对塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏试注阶段出现见效井组少、有效期短和含水率上升快等问题,在系统分析前期现场注水试验并结合室内研究成果的基础上,提出了碳酸盐岩缝洞型油藏多井缝洞单元注水开发模式,即保压、多阶段、立体注水开发。保压开发是指保持地层压力开发,减缓由于能量衰减而造成的递减或抑制底水锥进;多阶段开发是指在不同注水开发阶段,采用不同的注水方式、注采参数及配套技术进行开发,注水受效前适当大排量试注验证连通性并建立注采关系,受效后至效果变差前期采用温和注水,后期则适当提高排量周期注水,并考虑换向注水及注水调剖;立体注水开发是指根据缝洞发育规律、剩余油分布以及连通状况,建立立体开发的注采井网,实行双向或多向注水、分段注水、低注高采、缝注洞采等注水开发方式及配套技术进行开发。

**关键词:**碳酸盐岩缝洞型油藏 多井缝洞单元 注水开发模式 保压开发 多阶段开发 立体注水开发

中图分类号: TE344

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2013)02-0058-04

塔河油田奥陶系油藏既不同于中东地区碳酸盐岩裂缝型油藏,也不同于中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<sup>[1-3]</sup>。它是经过多期构造运动和古岩溶共同作用形成的碳酸盐岩缝洞型油藏,油藏储集体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,裂缝既是储集空间,也是连通道。碳酸盐岩基质基本不具有储渗性能,储集空间形态多样,大小悬殊,分布不均,且具有很强的非均质性<sup>[4-8]</sup>。目前,碎屑岩油藏和东部碳酸盐岩裂缝性油藏注水开发技术已经相对成熟<sup>[9-11]</sup>,而碳酸盐岩缝洞型油藏的注水开发技术尚不完善。2005年以来,塔河油田在部分多井缝洞单元的注采井组进行了注水试验,并见到良好效果<sup>[12-13]</sup>,表明注水开发已成为碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率的一项主导技术。但在前期试注阶段只是利用了一些低产低效或停产井进行试注,没有完全考虑油藏特征进行注水部署,也未形成统一的注水开发模式,制约了油田注水开发的全面开展。为此,笔者系统分析碳酸盐岩缝洞型油藏前期注水

试验并结合室内研究成果,提出了碳酸盐岩缝洞型油藏注水开发模式,即保压、多阶段、立体注水开发模式,以期对碳酸盐岩缝洞型油藏注水开发提供参考。

## 1 多井缝洞单元注水概况

针对塔河油田缝洞型油藏一次采收率低的问题,从2005年7月开始,在较早开发的塔河4区沙48缝洞单元北部选择了塔河开发440井、塔河开发429侧斜井、塔河开发430侧斜井等开展单元注水试验,同年9月塔河开发424侧斜井、塔河开发水平井449井及塔河开发429侧斜井相继受效增油,3口井总产油量由6.25 t/d上升至285.1 t/d,综合含水率由93.1%降至13.2%。通过注水开发,缝洞单元能量均得到有效补充,地层压力由注水前的57.2 MPa恢复到57.8 MPa;而且含水率显著下降,并控制了含水率上升速度,综合含水率由注水前的56%降至注水后的27%,含水上升率由注水前的16.6%降至7%;同时,自然递减率明显减缓,由注水前的28.9%降至注

收稿日期:2013-01-10。

作者简介:荣元帅,男,高级工程师,在读博士研究生,从事碳酸盐岩缝洞型油藏开发研究。联系电话:18999831228,E-mail: rongmarshal@163.com。

基金项目:国家“973”计划“碳酸盐岩缝洞型油藏开采机理及提高采收率研究”(2011CB201005),国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”子课题“塔里木盆地大型碳酸盐岩油气田开发示范工程”(2011ZX05049)。

水后的12.1%;另外,递减法标定注水后可采储量增加了 $168 \times 10^4$  t,单元采收率由20.3%提高到25.4%。沙48缝洞单元注水取得效果后,在塔河油田进行了单元推广试验,逐步扩大了试验规模,截至2010年底,共在29个多井缝洞单元进行注水试验,注水井41口,累积注水量为 $585.97 \times 10^4$  m<sup>3</sup>,累积增油量为 $73.84 \times 10^4$  t,取得了较好的注水开发效果。

## 2 注水开发模式

针对塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏特殊的地质特征,在充分研究前期注水试验成果的基础上,提出了保压、多阶段、立体注水的开发模式。

### 2.1 保压开发

保压开发是指保持地层压力开发,减缓由于能量衰减而造成的递减或抑制底水锥进。保压开发要求油藏保持一定的压力水平开发,因此须明确在天然能量开发过程中地层压力下降后的转注时机。综合分析现场注水效果可知,为了保持较好的开发效果,在底水能量不强的条件下,以溶洞型、孔洞型储集体为主的油藏的合理地层压力分别为原始地层压力的80%和90%,而以裂缝储集体为主的油藏投入开发就须注水使地层压力保持在原始地层压力附近。对于底水能量较强的缝洞单元,底水

锥进会加速含水率上升,通过注水补充地层能量,可以延长油藏弹性驱阶段,从而抑制底水锥进,减小水侵,减缓由于单元含水率上升造成的产量递减。现场实践证实,底水能量较强的单元由弹性驱转向水驱时的地层压力约为原始地层压力的85%~93%。因此,对于底水能量较强的单元,在地层压力降至原始地层压力的95%左右时,要及时补充地层能量,抑制底水锥进。在注水开发实践中,保压的作用体现得较为明显。

对于底水能量不强的单元,通过注水保持地层压力,减缓由于能量不足而造成的产量递减。如塔河10303井注水前油压下降较快,通过相邻的塔河10301侧斜井注水后,油压下降速度减缓,后期保持相对稳定,产量也保持稳中有升。而对于水体能量相对较强的缝洞单元,通过注水补充能量,保持油层较强的弹性能,可抑制底水锥进。建立了塔河4区沙48缝洞单元南部单一缝洞的注水开发模型(图1a),模型设计在5 600 m以下存在一个充满水的缝洞体,底水通过裂缝与含油缝洞体连通。模拟设计初期2口井均为采油井,后期塔河开发411井注水,沙48井采油。由模拟结果可以看出:在初期2口井都开井生产的过程中,底水沿裂缝进入2口井的井底(图1b);塔河开发411井水淹改为注水井后,注水井在向沙48井横向驱油的同时,也抑制了与该井连

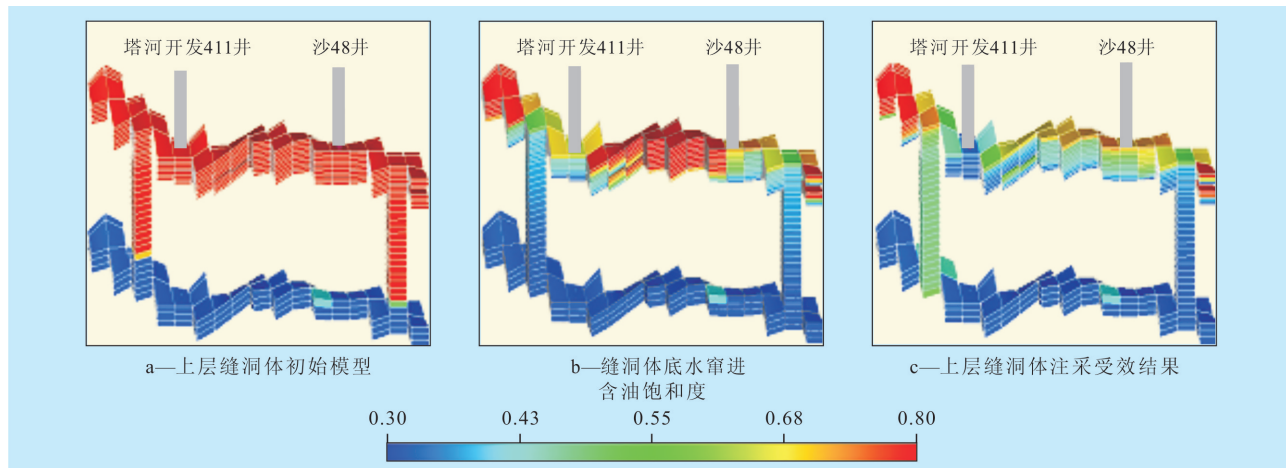


图1 塔河开发411和沙48井注水机理数值模拟

通的裂缝中底水锥进(图1c)。在现场注水试验中也存在较多注水抑制底水锥进的实例,如塔河开发636水平井注水后,邻井塔河开发611井受效后产油量保持稳定,而产水量逐渐下降,充分表明底水锥进得到了有效抑制。

### 2.2 多阶段开发

多阶段开发是指在不同注水开发阶段,采取不同的注水方式、注采参数及配套技术进行开发。在

注水开发初期,注示踪剂,适当高排量试注,以验证井组连通性,初步建立受效关系,为注水部署提供依据;在注水受效前期至效果变差前,须温和注水,完善注采井网,维持井组受效状况;在注水受效后期,注入水突破后,可采取换向注水、井组脉冲周期注水、调剖和堵水结合等注水方式及治理措施,以提高波及体积、改善水驱效果。如塔河开发440井组在试注初期,塔河开发440井和塔河开发421侧

斜井注水量约为750 m<sup>3</sup>/d,当验证塔河开发449水平井与塔河开发424侧斜井连通且受效后,将注水量降至200 m<sup>3</sup>/d,后期保持为50~100 m<sup>3</sup>/d,各受效井持续受效,但当注入水突破,受效井高含水低产低效生产后,采取周期间注方式,受效井产油能力由2 t/d左右逐渐恢复至15 t/d,且后期注水量提高至300 m<sup>3</sup>/d,进行大排量周期注水后,油井产油能力进一步提高至25 t/d。在常规周期注水也失效后,采用换向注水,对塔河开发449水平井进行注水的注水井由其南部塔河开发440井改为北部的塔河开发427侧斜井后,塔河开发449水平井产油能力由5 t/d提高至15 t/d左右,阶段增油量达1 253 t。周期注水效果最为明显的是塔河4区沙65单元沙65井组的塔河开发432井和塔河开发478井,周期注水使沙65井持续受效,注水后期对塔河开发432井调剖后,周期产油量由前期的1 500 t增加至2 150 t。

### 2.3 立体注水开发

立体注水开发是鉴于缝洞型油藏缝洞结构在“体”上的复杂性,以区别于碎屑岩油藏“层”的开发方式,根据储集体发育规律、致密段分布、剩余油分布及连通状况,建立立体的注水开发井网。由于储集体展布的不规则性,建立注采井网一定要与储集体的空间发育规律相匹配,同时考虑井间连通<sup>[13]</sup>和剩余油分布,使建立的注采井网在空间上形成较好的对应性。如塔河7区塔河开发765侧斜井注水,使北东向较远的塔河开发711和塔河开发667井受效,而距离较近的东部的塔河开发730井未受效,这是由于储集体主要沿北东向展布与塔河开发711井和塔河开发667井相连,而塔河开发765侧斜井和塔河开发730井之间储集体不发育,充分说明了注采井网部署要考虑储集体展布方向和连通性的必要性。又如塔河开发440井在油藏中深部注水,使奥陶系浅层投产的塔河开发449水平井受效,充分体现了储集体空间展布和连通的差异性,也充分说明了注采井网部署强化空间立体概念的必要性。

综上所述,建立立体注采井网须重点考虑以下4个方面:①注采井平面分布。在平面上相互连通部位,要实行双向或多向注水,使各向注入水相互作用,防止水线沿某单一方向快速突进。如塔河开发440井注水使塔河开发449水平井受效,在受效井的相反方向增加塔河开发427侧斜井注水,形成双向注水后,使塔河开发449水平井生产状况进一步改善,周期含水率由90%降至50%,周期产油量由150 t增加至980 t。②注采井纵向注采层段。对于纵向上发育致密段的层段,建议进行分段注水,形

成纵向上储量控制井网,有效动用段间剩余油。由于油井所处部位各纵向致密段的展布范围和被断裂切割破坏程度不同,致使致密段对底水抑制效果不同,而且致密段纵向上所分割形成的各段储集体采出程度不同,所以各段间储层的水淹和剩余油分布存在较大差异,因此,需要分段注水形成对不同段间储量的有效控制,有效动用段间剩余油。另外,由于各段储集体发育状况不同,各段注水量和注水压力等参数也须分别设计。③注采井高低部位。当注采井所处构造高度不同时,实行低注高采,充分利用油水密度差和重力作用提高纵向驱油效率。根据塔河油田4区注采对应井组中注水井注水层段和采油井生产层段垂直深度的高低,将对应井组注采方式分为低注高采、等高注采和高注低采3种类型。选用塔河开发411—沙48井组模拟研究3种组合方式的开采效果。当注采比为0.8、产液量为200 m<sup>3</sup>/d、注水量为160 m<sup>3</sup>/d时,由不同注采部位采出程度与含水率的关系(图2)可知,低注高采井组见水时间晚,含水率上升慢,含水率大于90%时采出程度高,注水效果最好,其次是等高注采,高注低采最差。现场实践也证实,低注高采的井组注水效果最好,高注低采易造成受效井快速水淹。如塔河开发428侧斜井与塔河开发408井注采井组为低注高采,注水效果好,而塔河开发405侧斜井与塔河开发476井注采井组为高注低采,注水效果差。④注采井储集体类型。在选择注采井的储集体类型时,要实行缝注洞采、缝注孔洞采,整体上储集体发育程度差的向发育好的注水,以提高驱油效率。在塔河油田4区沙48缝洞单元油藏建模和油藏历史拟合的基础上,截取了缝—洞组合(塔河开发421侧斜井—塔河开发449水平井)、缝—孔洞组合(塔河开发425侧斜井—塔河开发410井)、洞—洞组合(塔河开发446侧斜井—塔河开发438侧斜井)模型,利用数值模拟研究对比裂缝、孔洞、溶洞不同储集体类型下不同注采方式的注水效果,优化注采井

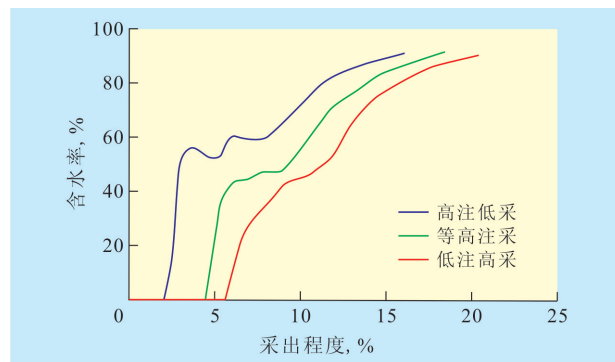


图2 不同注采部位采出程度与含水率的关系

储集体类型。在模拟对比过程中,同一个模型采用相同的油水井工作制度,注采比均为1.0。结果表明,缝注洞采优于洞注缝采,缝注孔洞采优于孔洞注缝采,小洞注大洞采优于大洞注小洞采,储集体发育程度差的向发育程度好的注水效果较好(图3)。实践也证实,塔河油田缝注洞采井的增油量约占总增油量的70%。

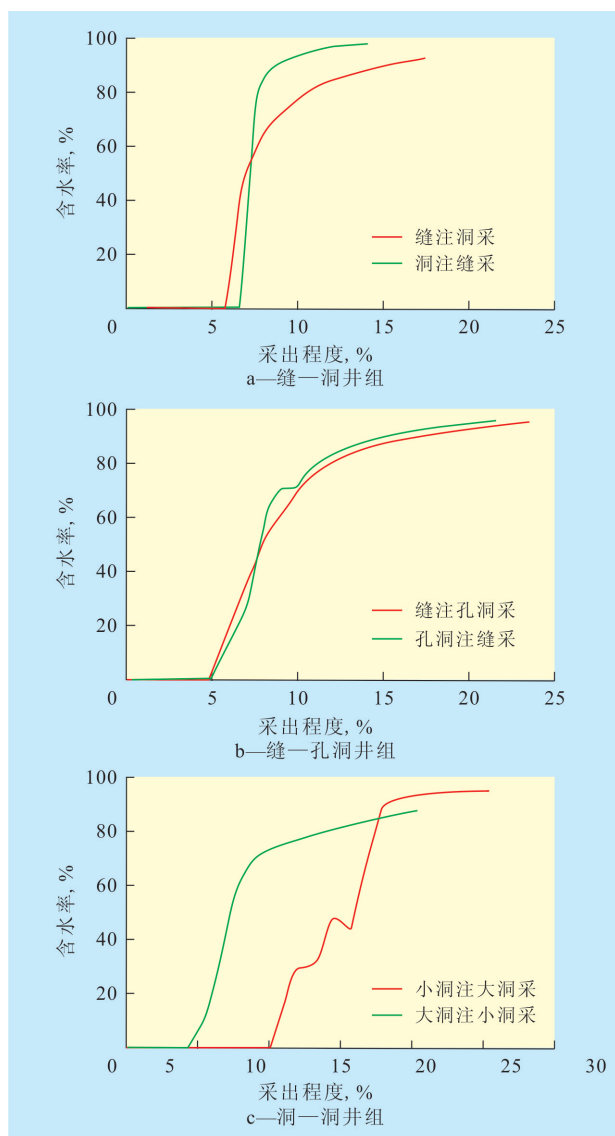


图3 不同储集体类型注采方式采出程度与含水率的关系

### 3 结论

提出了碳酸盐岩缝洞型油藏注水开发模式,即保压、多阶段、立体注水开发,该模式考虑了油藏能

量保持水平、不同注水开发阶段及储集体发育规律下注水开发方式及配套技术,可为碳酸盐岩缝洞型油藏注水开发提供重要参考。

碳酸盐岩缝洞型油藏须注水保持油藏能量开发,一方面补充地层能量,减缓由于能量不足造成的产量递减,另一方面抑制底水锥进。在不同注水开发阶段,须采用不同的注水方式、注采参数及配套技术,注水受效前适当大排量试注验证连通性并建立注采关系,受效后至效果变差前期温和注水,后期适当提高排量周期注水,并考虑换向注水以及注水调剖。应根据缝洞发育规律、致密段分布、剩余油分布和连通状况,建立立体开发的注采井网,实行双向或多向注水、分段注水、低注高采、缝注洞采等注水开发方式及配套技术。

#### 参考文献:

- [1] 柏松章.碳酸盐岩潜山油田开发[M].北京:石油工业出版社,1996.
- [2] 姜建伟,李红茹,李远光,等.安棚深层系裂缝特征重新认识与井网调整[J].油气地质与采收率,2012,19(2):26-28.
- [3] 刘显太,王玉芹,杜玉山,等.背斜构造裂性碳酸盐岩油藏裂缝网络发育模式——以胜利油田富台油田车古201潜山为例[J].油气地质与采收率,2011,18(6):70-73.
- [4] 张希明,杨坚,杨秋来,等.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] 张玲,侯庆宇,庄丽,等.储量估算方法在缝洞型碳酸盐岩油藏的应用[J].油气地质与采收率,2012,19(1):24-27.
- [6] 鲁新便.岩溶缝洞型碳酸盐岩储集层的非均质性[J].新疆石油地质,2003,24(4):360-362.
- [7] 张希明.新疆塔河油田下奥陶统碳酸盐岩缝洞型油气藏特征[J].石油勘探与开发,2001,28(5):17-22.
- [8] 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.
- [9] 彭长水,高文君.注采井网对水驱采收率的影响[J].新疆石油地质,2000,21(4):315-317.
- [10] 宋正江.大庆油区头台油田扶余油层小排距注水中后期综合调整方法[J].油气地质与采收率,2011,18(1):85-88.
- [11] 齐与峰.砂岩油田注水开发合理井网研究中的几个理论问题[J].石油学报,1990,11(4):51-60.
- [12] 荣元帅,刘学利,罗娟.塔河油田多井缝洞单元注水开发试验研究[J].石油钻采工艺,2008,30(4):83-87.
- [13] 荣元帅,涂兴万,刘学利.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏关井压锥技术[J].油气地质与采收率,2010,17(4):97-100.