

文章编号:0253-9985(2007)06-0856-07

塔河奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏开发对策探讨

李宗宇

(中国石油化工股份有限公司 西北油田分公司,新疆 乌鲁木齐 830013)

摘要:塔河油田奥陶系油藏为典型的缝洞型碳酸盐岩油藏,生产动态与对比研究均表明油藏存在管流特征和渗流特征。油藏储集空间和流动空间主要为大型溶洞及与之相连的裂缝带,大型缝洞体内流态为典型的管流,微小孔缝内流态为渗流特征。以流态和生产特征研究为依据,以缝洞体模型为基础,研究管流与渗流条件下的动态特征、产能特征、见水特征、递减特征以及注水开发特征等,初步探讨采速、产能、布井方式、压锥、堵水、注水开发等缝洞型油藏开发技术对策,对塔河奥陶系油藏开发和综合治理有一定指导意义。

关键词:管流;渗流;生产动态;开发对策;缝洞型碳酸盐岩油藏;塔河油田

中图分类号:TE112.3

文献标识码:A

A discussion on development strategies for the Ordovician fractured-vuggy carbonate rock reservoirs in Tahe oilfield

Li Zongyu

(Northwest Oilfield Company, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: The Ordovician reservoir in Tahe oilfield is a typical fractured-vuggy carbonate reservoir. Both production performance and correlation studies show that conduit flow and seepage flow coexist in the reservoir. Caverns and associated fracture zones serve as flow and storage space for these reservoirs. The flow regime is characterized by typical conduit flow in the caverns and by seepage flow in minute fissure-pores. Based on flow regime and production characteristics, this paper, supported by fractured-vuggy reservoir model, studies the dynamic characteristics, production performances, water breakthrough, production decline and waterflooding under conduit flow and seepage flow conditions. It also discusses optimal production rate, productivity, and well pattern, and presents technical solutions of coning prevention, water plugging, and waterflooding for developing fractured-vuggy reservoirs. They can serve as guidance in the development and comprehensive management of the Ordovician reservoirs in Tahe oilfield.

Key words: conduit flow; seepage flow; production performance; development strategy; fractured-vuggy carbonate rock reservoir; Tahe oilfield

塔河油田奥陶系油藏为典型的缝洞型碳酸盐岩油藏^[1],自1996年发现至今,累计探明储量 5.91×10^8 t,探明含油面积 880 km^2 ,共有油井340余口,日产油9 500 t,建成产能 400×10^4 t,累积产油 $1 560 \times 10^4$ t。油藏埋深在5 300~6 200 m之间,为特大型、超深层、低丰度的稠油油藏。塔河

油田奥陶系油藏是受构造-岩溶作用形成的缝洞系统控制,由多个缝洞单元在空间上叠合形成的复合油气藏。在储渗空间上,基质不含油,基本不具有渗流和自吸排油能力,大型溶洞和与之相连的缝洞带既是储油空间又是渗流空间,油井间产能、产量变化规律、措施效果等差异很大。

收稿日期:2007-08-09。

作者简介:李宗宇(1968—),男,高级工程师,油田开发。

基金项目:国家“十五”重点科技攻关项目(2003BA613A-04)。

1 缝洞型油藏流态研究

水力学中管流的定义为液体质点完全充满管道横断面的流动,没有自由水面存在的有压流^[2];油藏工程学给渗流的定义为在流体压力作用下,流体通过孔隙介质的运动称为渗流^[3]。管流最显著的特点是毛细管力不起作用,流体界面为面接触;而渗流的主要特点是符合达西流,即毛细管力起作用,油水按各自相渗流动,流体不存在截然界面。

理论计算、生产动态和渗流实验表明^[4],塔河缝洞型油藏存在两种流态,一种是以大型缝洞体为代表的管流,另一种是以微小孔缝为代表的渗流。

1.1 管流与渗流存在的物质基础

塔河奥陶系缝洞型油藏储集空间和流动空间为大型溶洞、溶蚀裂缝带、溶蚀孔洞和微小裂缝孔洞^[5,6],其中大型溶洞和大型溶蚀缝洞带普遍发育,钻井过程中放空漏失(大型溶洞和裂缝带的标志)并达到40%^[7,8],常规测井、成像测井资料可以直观、清晰地反映大型溶洞(图1a),溶洞和裂缝带空间达到厘米级至米级^[9](表1)。这些大型

溶洞和裂缝带是管流的物质条件。

此外,油藏中还发育分布许多微裂缝和微小孔洞,岩心分析裂缝孔隙度为0.2%~0.6%,孔洞孔隙度为2.0%~4.0%,全直径孔隙度为2.0%~3.5%^[10]。按油藏工程理论和油层物理研究成果,这些微裂缝和微空隙属于渗流范畴^[10]。

1.2 生产动态显示管流和渗流特征

实际生产中存在漩涡、回流、虹吸、冲洗等达西渗流理论不能解释的现象,而用水动力学理论则可以很好解释,由此证明塔河奥陶系缝洞型油藏普遍存在管流。

漩涡现象:油井在无任何异常情况下突然见水,产量台阶状突降,含水台阶状突然上升,很快停喷,类似于自然界中的漩涡,水动力学中叫作涡流,这里称为漩涡现象^[4]。溶洞井普遍存在这种现象。

回流现象:一口井停产或停注,另一口井在生产纯水的情况下产液突然上升,含水突降或无水,可以反复出现,类似于自然界中河湾处的回水或回潮,水动力学中叫作水跃现象,这里称为回流现象^[4]。溶洞井后期及注水阶段普遍出现这种现象。

虹吸现象:一口井产水或注水一定时间后多

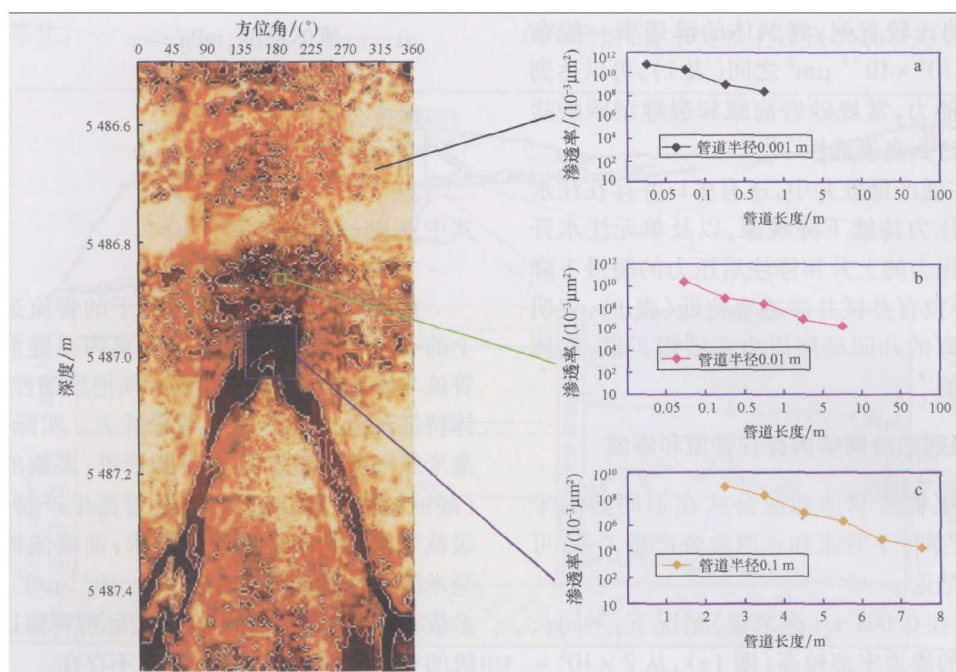


图1 地层条件下不同级别管道达西渗流与管流渗透率拟合图

Fig. 1 Permeability fitting graph of Darcy seepage flow and conduit flow in tubes of different grades under formation conditions

表1 试井解释地层系数及渗透率
Table 1 Formation coefficient and permeability
from well test analysis

井号	地层系数/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$)	缝洞高度/ m	缝洞渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	备注
S48	520 000	1.5	3.47×10^5	放空
S65	73 500	0.5	1.47×10^5	酸压
T403	1	2.0	0.73	DST
TK404	22 100	1.0	2.21×10^4	酸压
S74	935	1.0	935.80	DST
S74	127 058	5.0	2.54×10^4	酸压
T444	244 803	0.9	2.72×10^5	放空、漏失
S86	15 173	1.0	1.52×10^4	酸压、裂缝
T705	1 179 772	5.5	2.15×10^5	放空、漏失
T702B	661 626	0.7	9.45×10^5	放空、漏失

口井出现短暂的压力、产液量、产油量同时下降现象,并可周期反复出现,类似于自然界中两相流滑脱,水动力学中叫作跌水现象,这里称为虹吸现象^[4]。溶洞井注水阶段普遍出现这种现象。

冲洗现象:油井生产一段时间后溶洞或裂缝带中的岩石碎屑被冲刷到井底,造成井底堵塞。类似于自然界中冲刷现象,水动力学中叫作水击现象,这里称为冲洗现象。裂缝带井生产中普遍出现这种现象。

实际试井解释地层系数达到 100×10^{-3} ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$) 的比较普遍,缝洞体的渗透率一般在 $10^5 \times 10^{-3} \sim 10^4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间(表1),可以达到管流的流动能力,常规砂岩油藏和裂缝型碳酸盐岩油藏没有这么高渗透性^[4,11,12]。

另外,在低产低效井中,还有多口井存在注水替油的井口压力持续下降现象,以及单元注水开发中受效井压力的上升和停注后压力的缓慢下降现象,缝洞不发育井试井渗透率特低(表1),表明在缝洞欠发育的井间地层压力在缓慢扩散,渗流作用是存在的^[4]。

1.3 不同级别的缝洞体内存在管流和渗流

依据有压管流和达西流公式在不同溶洞半径、不同长度条件下管流和达西渗流产量关系,可以得到如下结论。

1) 直径在 0.001 m(毫米级)情况下,不同长度管道拟合的渗透率都较高(图1a),从 $2 \times 10^5 \sim 8 \times 10^7 \mu\text{m}^2$ (对应管道长度 0.05 ~ 1 m),这种数量级的渗透率在油藏中很难达到。

2) 直径在 0.01 m(厘米级)情况下,不同长度管道拟合的渗透率也较高(图1b),从 $2 \times 10^3 \sim 8.6 \times 10^5 \mu\text{m}^2$ (对应管道长度 0.1 ~ 10 m),这种数量级的渗透率在油藏中是可以达到的,厘米级的溶蚀缝在岩溶理论中也符合油藏实际情况的(图1b)。

3) 直径在 0.1 m(分米级)情况下,不同长度管道拟合的渗透率较低(图1c),从 $20 \sim 2 \times 10^7 \mu\text{m}^2$ (对应管道长度 0.5 ~ 100 m),这种数量级的渗透率在试井解释渗透率中很容易达到,分米级的溶蚀缝或溶洞为典型的溶道或地下暗河(图1c),延伸长度是直径的 30 ~ 50 倍,这种缝洞体符合油藏实际情况的。

关于管流与渗流界限(最小管流直径)问题,学术界目前还没有统一结论,在小直径管道中,Poiseuille 管流公式与 Darcy 渗流公式通过 Kozeny-Carman 方程可以完全统一起来,管流与渗流并没有本质的区别,即可以采用管流公式,也可以采用渗流公式^[13,14]。

管流公式:

$$Q = \frac{\pi R^2 \Delta P}{8\mu L} \quad (1)$$

式中: Q ——产量, m^3/d ;

R ——管道直径, m ;

ΔP ——压降, MPa ;

μ ——流体粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$;

L ——管道长度, m 。

渗流公式:

$$Q = \frac{KA\Delta P}{\mu L} \quad (2)$$

式中: K ——渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;

A ——截面积, m^2 。

在稠油、缝洞型油藏条件下的管流远比理论上的有压管流复杂,讨论塔河奥陶系缝洞型油藏管流与渗流的界限问题,就必须把原油性质、储集体特征和生产动态特征考虑进去。实际生产中,毫米级嘴流的流动是典型的管流;多数的酸压井(酸蚀缝宽一般几毫米)也是管流生产特征,毫米级就可以达到理论上管流要求;油藏流体条件下毫米级拟合渗透率普遍达 $10^8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上,厘米级在 $10^6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右,实际解释渗透率厘米级的可以达到而毫米级的基本不存在。

根据上述生产的实际情况,初步确定塔河奥陶系缝洞型油藏管流、渗流最小直径为:1) 油藏管

流最小直径为厘米级别,用有压管流公式分析;
2)油藏渗流最大直径为毫米以下级别,用达西渗流公式分析;3)渗流与管流的过渡流直径为毫米-厘米级,用管流公式和渗流公式都可以。

2 缝洞型油藏开发动态特征

2.1 生产动态特征

塔河奥陶系油藏生产动态特征主要有以下几点^[14-16]:

- 1) 产能高、生产压差小、无递减,压差一般小于1 MPa,如 S48,TK404,T607,T705 等井;
- 2) 一般钻遇溶洞即获高产,放空漏失段即为出油层段,如 S48,S67,T444 等井;
- 3) 在没有任何征兆情况下突然见水,如 TK404,TK412,TK408,TK427,TK429 等井;
- 4) 油井见水后生产动态变化大,大致分为突然停喷、含水缓慢上升、含水下降现象三种情况,以突然停喷为主,如 TK412,TK408,S48,T443,S65,T313 等井;
- 5) 油一般在无水期采出,关井压锥等基本无效,如 TK412,TK408,TK427,TK429 等井;
- 6) 低产井一般开井即油水同出,如 TK405,S70,S76 等井。

这些生产特征中,产能高、溶洞出油、含水缓慢上升、油水同出符合一般油藏开发规律,可以用达西渗流解释;而无递减、突然见水、突然停喷、压锥无效、无法预测见水期等特征不符合以达西渗流为基础的砂岩油藏和裂缝性碳酸盐岩油藏开发规律,是典型的有压管流特征。

2.2 见水机理与见水特征

油井见水主要分为突然见水停喷(简称厂字型)、突然见水缓慢上升(简称平缓型)、突然见水再下降(简称之字型)和缓慢见水缓慢上升四种类型。

2.2.1 厂字型油井见水机理及见水特征分析

在塔河奥陶系中厂字型油井见水是最普遍、典型的有压管流见水特征,突然见水并停喷是管流中典型的旋涡现象。其显著的特点是三段式管流特征。

1) 无水自喷生产阶段:没有递减,产量、井口压力基本随工作制度线性变化(图2),为有压管流中稳定流动阶段,压差大小由溶洞或裂缝壁光滑程度及形态复杂程度决定,阶段的长短由缝洞大小、长度和边底水距离决定。

2) 突然见水停喷阶段:产量下降至40%~60%台阶,含水突然上升到15%~33%,并在短时

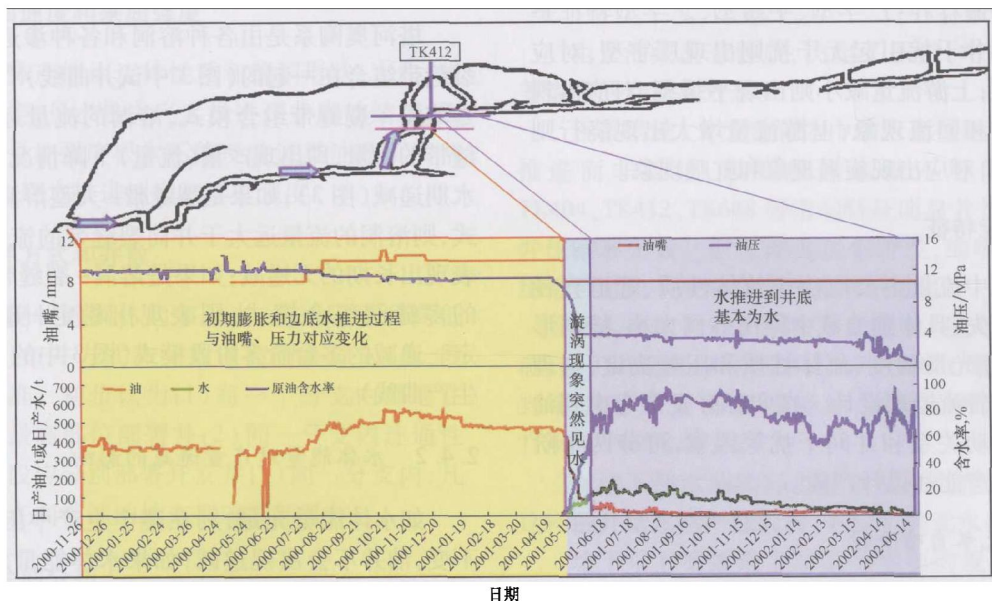


图2 突然见水停喷型井(TK412井)生产特征分析^[4]

Fig. 2 Production characteristics analysis of TK412 well that stopped flowing after abrupt water breakthrough

间内停喷(图2),这是在典型的管流中水推进到井底时产生的旋涡现象^[4],含水上升台阶由溶洞或裂缝陡缓形态决定,停喷时间由钻遇溶洞处洞大小和形态决定。

3) 特高含水生产阶段:旋涡现象结束,即水已推进到井底,大排量机抽、关井压锥等基本100%含水(图2),无剩余油存在,油花只是附着在井壁的油膜被带出。

2.2.2 平缓型油井见水机理及见水特征分析

平缓型油井见水现象是管流中典型的回流现象。如果油井位于网状溶洞体的中上部,上游井的缩嘴、停喷、投产等可造成溶洞上游流量(即产量)下降,使溶洞上游的油向中下部回流,造成含水稳定或缓慢上升现象;如果溶洞上游井没有产生激动,就不会出现回流现象,而出现厂字型特征。

2.2.3 之字型油井见水机理及见水特征分析

之字型油井见水则是溶洞上游井流量增大,边底水沿阻力最小的路径绕行到其他井,使中部油井产生虹吸现象的结果;如果没有绕行,则出现厂字型特征。

由以上分析可见:油井见水为典型的管流见水特征,漩涡现象、回流现象、虹吸现象等典型管流现象普遍存在;厂字型、平缓型、之字型特征是管流中邻井干扰引起无干扰则出现厂字型,对应漩涡现象;上游流量减小则出现平缓型,对应出现漩涡现象和回流现象;上游流量增大出现绕行则为之字型,对应出现漩涡现象和虹吸现象。

2.3 产能特征

管流中流量主要取决于流体性质、管道直径和水头损失,具体到油藏中则由缝洞大小、缝洞形状、缝洞壁光滑程度、流体性质和压差决定,合理产能应按管流原理设计。在实际开发中考虑到油水两相流动关系和井间干扰等因素,可分两个阶段来研究产能和设计产能。

2.3.1 无水自喷阶段

合理产能应按管流原理设计。油井产能(即流量)与缝洞大小、缝洞形状、缝洞壁光滑程度、流体性质和压差有关,对于具体井而言,除压差外其

它参数都是一定的,一定的压差对应一定的流量^[2];工作制度对油藏开发没有实质影响。大型溶洞井生产压差低(一般0.1~4 MPa),产能高(一般400~600 m³/d),无水期基本没有递减和压力降,高部位的井可无水自喷生产几年,累产可达20×10⁴~50×10⁴ t,低部位井和调整井很快见水。裂缝带型油井生产压差大(如S46井达37~44 MPa),产能低(S46井为35~50 m³/d),但基本没有递减,能维持很长的无水自喷生产(如S46井无水自喷生产5年以上)。

2.3.2 见水阶段

按是否引起漩涡现象设计产能。油井突然见水,实际上油水界面已接近井底产生的漩涡现象,流速小就可以避免或延缓这种漩涡现象的发生,因此该阶段要严格控制生产压差,确保把井底附近的油全部采出。

2.4 递减机理及特征

在油藏条件下影响流量(产量)的两个关键因素是缝洞体大小和压差。压差(水体能量)引起的递减是一个长期的渐变过程;缝洞体大小引起的递减是一个突变的过程。

2.4.1 缝洞体大小对产量递减的影响

塔河奥陶系是由各种溶洞和各种渗透性网状裂缝带组合在一起的(图3中试井曲线)^[4]。如果是溶洞+裂缝带组合模式,溶洞的流量远大于裂缝带的流量,即出现产量(流量)下降情况,造成无水期递减(图3);如果是裂缝带-大型溶洞组合模式,则溶洞的流量远大于井筒裂缝带的流量,油井表现出长期的无递减;如果是溶洞-裂缝带-溶洞的多缝洞组合模式,则表现出稳定-递减-稳定-递减的多台阶多阶段模式(图3中的T452井生产曲线)。

2.4.2 水体能量对产量递减的影响

如水体能量充足,则在整个生产中压差基本不变,油井不会出现递减;如果水体能量较小,则可能由于缝洞体亏空造成生产压差变小,油井产生渐变式递减。

对这种管流型油藏来说,不管是那种情况引

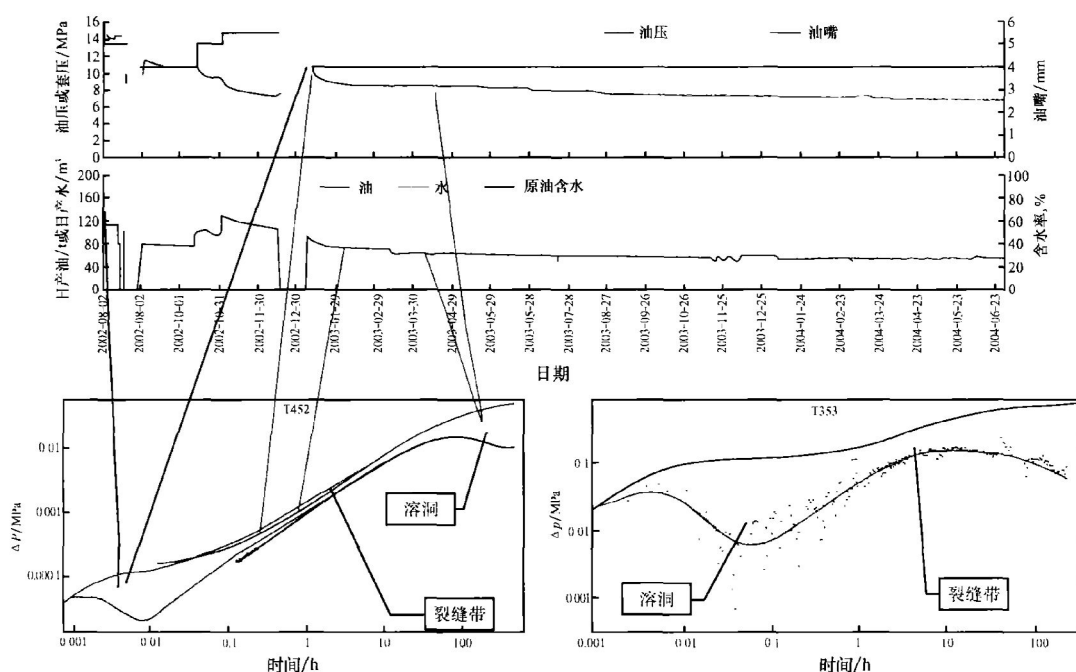


图3 缝洞组合模型造成油井产量递减分析

Fig. 3 Analysis of productivity decline (T452 well) resulted from the change of fracture-vug assemblage patterns

起的递减,油都可以在边底水的推动下采出的,对油藏开发效果没有实质性的影响。

3 开发对策探讨

3.1 采油速度和采油强度

缝洞体产能由流体性质和缝洞形状、大小、组合关系决定,见水是边底水推进到井底的结果,因此采速和采油强度根本不能反映该类油藏真实情况,可用边底水推进速度和推进强度。

3.2 布井方式和井数

根据网状缝洞体的多分支、连通阻隔和高低起伏特点,布井方式和井数以控制各分支、点、段三原则为准。初步认为:1)每一个分支内都应在溶洞体的最高部位部署井;2)同一分支内连通性差的缝洞段应分别部署开发井;3)同一分支内,凡是可能存在阁楼油的地方都应该部署井。

3.3 剩余油分布

符合管流的大型缝洞体中是没有剩余油的^[17],缝洞体实际存在多分支、连通阻隔和高低起

伏现象,因此大型缝洞体的剩余油集中在未动用的分支和局部高部位(阁楼油)。

符合达西渗流的微小孔缝内的剩余油应按照砂岩油藏模式来研究和开发。

3.4 压锥、堵水等措施

由于油藏流态性质,决定了压锥、堵水、注水等措施的性质和效果。

压锥措施,大型缝洞体中油水直接接触,只有水推进而非锥进,没有锥进也就不可能有效。TK404,TK412,TK648等溶洞特征明显井长时间关井压锥都无效。但在漩涡现象阶段,缩嘴或关井压锥可避免水被油在高速流动下带出。

堵水措施,一是封堵下部缝洞,生产上部缝洞,如TK432,T402,TK642,S67,TK210等井;二是封堵下部采顶部的阁楼油,如TK309,TK404,TK434,TK228等井。

封堵下部水洞实际上是改变水的推进通道,这样的井堵水后产能较高,有较长的无水自喷期。

堵下采上型效果主要由阁楼油的规模决定,无阁楼油的井,堵后无效,如T705,TK429等井;有阁楼油的井,堵后可采一定量的油,如TK309井堵后产 1×10^4 t左右,TK404井只有900 t。

3.5 注水开发问题

由于油藏有管流和渗流两种流态,因此注水开发也存在两种情况,即管流部分的注水替油型和渗流部分的注水驱油型。

对于管流部分的缝洞体来说,不管是单井注水替油型、底部注水补充能量型还是顶部注水替油型,其原理都是注入水在缝洞体中进行油水置换,达到补充能量、置换出油的目的。

对于渗流部分的微小孔缝来说,可以启动早期没有参与流动的小缝小洞,改善油藏储量动用,利于提高油藏最终采收率。

从塔河缝洞型油藏流态和实际效果来看,管流部分的油不适合注水开发,而渗流部分的油则主要靠后期的注水开发采出。

管流部分不存在水驱油,除了定容洞单井注水替油外,总体来说不适合注水开发;微小孔缝等渗流部分注水可以驱油,适合注水开发。但油藏实际是管流的大型缝洞体与渗流的微小孔缝是交杂在一起的,就整个油藏开发来说,如何注水和注水时机就十分重要。

4 结论

1) 塔河奥陶系油藏中大型缝洞体为典型的管流特征,漩涡现象、回流现象、虹吸现象是管流在油藏条件下特有现象。

2) 应以管流特征为出发点,结合缝洞发育规律、组合模式建立缝洞型油藏的动态分析方法,即①见水是边底水推进到井筒的结果而不是渗流中的锥进到井筒,厂字型、平缓型、之字型都是管流中邻井激动、干扰的结果,与水体能量和缝洞单元模式无关;②应按照管流原理来研究设计产能,而不是渗流中底水锥进等产能模式;③应按照缝洞体变化情况具体研究递减成因,而不是简单的缝洞体能量下降这单一因素。

3) 应以管流为基础建立缝洞型油藏开发技术对策。①用边底水推进速度和推进强度代替采油速度和采油强度来评价油藏开发速度和强度;②布井方式和井数以控制网状缝洞体各分支、点、段三原则为准,同一缝洞体内高部位的井即可把油全部采出,后期可针对阁楼油部署调整井;③大型缝洞体的剩余油集中在未动用的分支和局部高

部位的阁楼油,开发调整应针对未动用油和阁楼油,而不是简单加密;④堵水、压锥等措施应按照管流原理来具体分析和研究,旋涡现象阶段可以压锥,旋涡现象结束后压锥无效,堵水中只有阁楼油型和新洞型有效;⑤注水开发中,符合管流的缝洞体其原理都是注入水在缝洞体中进行油水置换,达到补充能量、置换出油的目的,符合渗流部分的微小孔缝启动没有参与流动的小缝小洞,改善油藏储量动用,利于提高油藏最终采收率。

参 考 文 献

- 1 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
- 2 张耀先. 水力学[M]. 北京: 化学工业出版社, 2005. 139~140
- 3 张博全, 王岫云. 油气层物理学[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1989. 14~16
- 4 李宗宇, 张云, 罗得国, 等. 塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏注水开发研究[A]. 见: 世界石油大会中国国家委员会编. 世界石油工业[C]. 北京: 石油工业出版社, 2007. 338~345
- 5 张抗, 王大锐, Bryan G Huff. 塔里木盆地塔河油田奥陶系油气藏储集层特征[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(1): 123~126
- 6 张抗. 塔河油田奥陶系油气藏性质探讨[J]. 海相油气地质, 2000, 5(34): 47~53
- 7 张希明, 朱建国, 李宗宇, 等. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油气藏的特征及缝洞单元划分[J]. 海相油气地质, 2007, 12(1): 21~24
- 8 肖玉茹, 何峰煜, 孙义梅. 古洞穴型碳酸盐岩储层特征研究——以塔河油田奥陶系古洞穴为例[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(1): 75~80
- 9 张海娜, 杜玉山, 王善江, 等. 塔河油田奥陶系潜山碳酸盐岩储层特征及测井评价技术[J]. 测井技术, 2003, 27(4): 313~316
- 10 康志江, 李江龙, 张冬丽, 等. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏渗流特征[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 634~640
- 11 柏松章. 碳酸盐岩潜山油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. 164~173
- 12 赵树栋. 任丘碳酸盐岩油藏[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997. 58~62
- 13 李传亮, 张学磊. 管流与渗流的统一[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(2): 252~253
- 14 李江龙, 黄孝特, 张丽萍. 塔河油田4区奥陶系缝洞型油藏特征及开发对策[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 630~633
- 15 陈志海, 刘常红, 杨坚, 等. 缝洞性碳酸盐岩油气藏开发对策——以塔河油田主体开发区奥陶系油气藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 623~629
- 16 任玉林, 李江龙, 黄孝特. 塔河油田碳酸盐岩油藏开发技术政策研究[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(5): 57~59
- 17 韩显卿. 提高采收率原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993. 75~82

(编辑 董立)