

温米油田轻质油藏高含水期 剩余油分布与技术对策

郑 舰^{1,2} 李顺明³ 康 波⁴ 冯高城¹

(1.中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083;2.中国石化油田勘探开发事业部,北京 100728;

3.中国石油勘探开发研究院,北京 100083;4.中国石油吐哈油田公司勘探开发研究院,新疆 哈密 838202)

摘要:吐哈盆地温米油田侏罗系三间房组含油井段长、储层差异大、油水粘度比低、注采井网不完善,已进入高含水开发阶段,面临着油层水淹差别大、储量损失大、产量递减快、开发效益差等问题。通过储层沉积成因分析及各向异性精细刻画,结合储层水驱油机理、生产动态和钻井资料,分析油层的水淹特点和规律,总结出该区剩余油分布规律。提出轻质油藏高含水期应根据储层规模和剩余油储量丰度来优化井网重组层系,完善注采关系,最大限度提高水驱动用程度。颗粒或凝胶类深部调驱体系对改善人工裂缝不发育井区的水驱效果不明显,高含水后期应侧重于转换开发方式提高驱替剂的波及体积和驱油效率,气水交替驱或顶部注气稳定重力驱能较大幅度提高采收率。

关键词:辫状河三角洲 轻质油藏 剩余油分布 深部调驱 气水交替驱 温米油田

中图分类号:TE341

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2012)05-0104-04

温米油田是吐哈盆地投入开发比较早的主力油田,原油粘度低,经过近20 a注水开发,至2011年底,综合含水率为77%,采油速度为0.44%,采出程度为21.1%。长井段、多层合注合采及吸水差异导致主力油层动用程度高,次主力油层单向水淹比例较大。油田进入高含水开发阶段后,油井大多选择转注或关井,油田面临储量损失大、开井率低、油层动用状况不均衡、注采井网不完善、产量持续递减等系列问题,需要通过深入认识地下地质体的各向异性及流体分布状况,提出水驱后开发技术对策,实现油藏的持续高效开发。

1 油藏地质状况及开发现状

温米油田位于吐哈盆地台北凹陷中南部,主力油层侏罗系三间房组为辫状河三角洲—滨浅湖沉积^[1-2]。油藏类型为层状油藏,以低孔—中低渗透储层为主,局部出现中高渗透。储层平均孔隙度为16.4%,平均渗透率为 $51 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储层层内平均渗透率变异系数为0.87,非均质性中等偏强;层间渗透率变异系数为1.07,非均质性强。温米油田三间房组地层原油密度为 0.626 g/cm^3 ,地面原油密度为

0.823 g/cm^3 ,地层原油粘度为 $0.5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,油水粘度比接近1,属弱挥发轻质原油。

油田初期采用五点法面积井网注水开发,经过局部井网加密、层系互补和注采调整后,井网演变为不规则点状,注采井距平均为226 m,油田高产稳产期持续了9 a,综合含水率从8.3%上升到47.4%,采油速度为1.42%~2.59%,取得了较好开发效果。

在油田开发初期,含水率上升较慢,进入高含水期后,高含水井改层或关井导致注采井网不完善,再加上受层间吸水能力的差异和储层几何形态的影响,油井以单向受效为主,多向受效比例仅为19.1%;已封层储量占总储量的33.6%,损失可采储量为 $34.6 \times 10^4 \text{ t}$,采收率降低了2.6%;开井率下降到75%左右,自然递减率为20%~37%,采油速度下降到0.44%。

2 水驱油微观机理

三间房组亲水油层在水驱油过程中,注入水的驱替力和毛管压力是驱动力,流—固界面的粘滞力以及贾敏效应作用力为渗流阻力^[3]。注水压力梯度和注水倍数对水驱油的影响较大。

收稿日期:2012-07-25。

作者简介:郑舰,男,高级工程师,在读博士研究生,从事油气开发和储量研究。联系电话:(010)59968547,E-mail:zhengjian@sinopec.com。

基金项目:中国石油天然气股份公司二次开发重大项目 温米油田二次开发方案研究(2008B-1201)。

渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的超低渗透储层的孔喉半径较小,毛管压力在水驱油过程中起重要作用。在注水压力梯度较小的条件下,注入水的驱动力和毛管压力共同作用,驱油效率较高。随注水压力梯度的增大,注入水仅能驱替相对较大孔喉中央的原油,在毛管压力剥离油膜的作用下,较大孔喉中剩余油呈离散状分布,并会出现贾敏效应。在高注水压力梯度下,仅能采出部分原油,驱油效率降低。因此,特低渗透亲水储层的注水压力梯度越大,驱油效率越低。

渗透率大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的中低渗透储层可以细分为中孔中喉、中孔细喉和细孔细喉3类孔隙结构。当注水压力梯度较低时,毛管压力是主要驱动力,注入水的驱替力影响较小,细孔细喉、中孔细喉和部分中孔中喉的原油能得到有效驱替,驱油效率相对较低。随注水压力梯度的增大,注入水的驱替作用逐渐占据主导优势,能驱替更多的大孔隙原油,驱油效率增大。当处于合理的注水压力梯度时,注入水的驱替力和毛管压力共同作用,使小孔隙和大孔隙的原油都能均衡驱替,驱油效率最高;当超过合理注水压力梯度之后,注入水的驱替力成为主要动力,而毛管压力的作用减小,导致注入水仅能驱替大孔隙中央的原油,中孔隙周围出现离散状、柱状、卡断式剩余油^[4],并且也基本不能驱替小孔隙的原油。驱油效率随注水压力梯度的增大而降低(图1)。

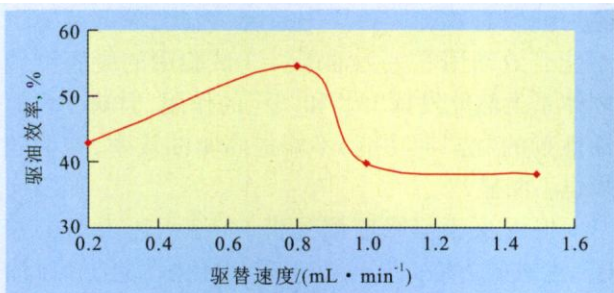


图1 低渗透储层驱替速度与驱油效率的关系

三间房组储层非均质性中等,驱油效率随注入水流线方向的变化而变化。在同一注采井网内,主流线方向注水倍数最大,驱油效率最高;分流线方向注水倍数相对较小,驱油效率降低,仅为主流线方向驱油效率的1/4~1/2;而滞留区的注水倍数更小,水驱油效率最低。

受储层非均质性的影响,注水压力梯度相同时,高渗透层段孔喉半径较大,注水倍数高,驱油效率高;而相对低渗透层段的孔喉半径小,注水倍数低,驱油效率相对较低。

三间房组中低水淹油层的驱油效率仅为20%~40%,射孔投产后基本上只产水不产油。原因在于注入水已在波及孔喉区带形成优势流动场,难以进一步驱替未波及区剩余油,需要通过转换驱替介质来扩大微观波及体积。

3 剩余油分布规律

3.1 油水运动规律

注入水运动特点在不同注采方式下有一定的变化。温米油田分流河道方向基本与构造线垂直,顺河道方向构造由高到低,沿该方向注水(高注低采),注入水平均推进速度达0.43 m/d;逆河道方向注水(低注高采),注入水平均推进速度为0.37 m/d。

分流河道中心储层厚度大、渗透率高,而边部厚度变小、渗透率低。分流河道中心注水、边部采油(厚注薄采),水线推进速度为0.36 m/d;分流河道边部注水、中心采油(薄注厚采),水线推进速度最慢,为0.29 m/d。如果注采井都在相同沉积微相带区(注采同相),水线推进速度介于二者之间,为0.35 m/d。

水线推进速度在不同注采方式下的变化,导致不同区域剩余油分布类型及饱和度存在一定差别。

3.2 油层水淹厚度比与米累积吸水量的关系

研究区三间房组轻质油藏油层米累积吸水量与水淹厚度比呈半对数关系,但对于不同注采井距,其变化幅度具有一定差异。注采井距越小,越容易建立有效的驱替压力场,水驱油效果更好,水淹厚度比的增幅较大。如果水淹厚度比相同,所需要的米累积吸水量与注采井距成正比。如果米累积吸水量相等,小注采井距的水淹厚度比增幅较大,即水淹的速度较快,随注采井距的增大,要达到相同的油层水淹厚度比,其所需要的米累积吸水量也将大幅增加(图2)。

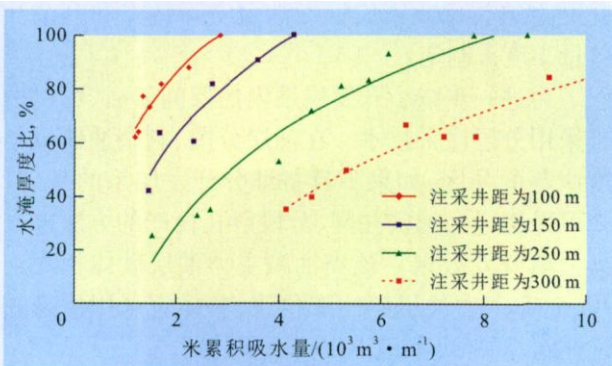


图2 温米油田不同注采井距下油层水淹厚度比与米累积吸水量的关系

3.3 层内剩余油分布规律

研究区三间房组油水粘度比低,不同类型韵律层的水淹规律有一定差异,剩余油分布相应不同。

典型正韵律油层的渗透率级差大。油层底部渗透率高,驱油效率高,剩余油饱和度低,而上部吸水能力弱,注入倍数低,因而驱油效率低,剩余油饱和度较高,剩余油呈不均匀条带状分布在各韵律段顶部。

均质韵律油层的层内渗透率级差小,注入水较均衡地驱替原油。如果注水倍数低或者注水压力梯度大,油层主要为弱水洗、中水洗,而强水洗段厚度比例仅为5%。注入水驱油效率为20%~30%,相对较低,剩余油饱和度较高。如果这类油层注水倍数高,纵向上水洗较为均匀,整体达到中、强水洗,强水洗段厚度比例高达62.5%。由于水驱油效率高,剩余油主要分布在物性较差和未水洗层段。

3.4 平面剩余油分布规律

研究区三间房组主力油层的注采井网相对完善,水驱开发效果好,剩余油平面上主要分布在构造高部位分流河道区、构造腰部分流河道转弯区、分流河道与席状砂过渡区等区域。

非主力油层的储集体规模小,油层物性偏差,226 m注采井距偏大,难以在注采井间建立有效的驱替压力梯度,因此未动用油层的平面分布范围相对较大,但剩余油丰度偏低。

4 改善开发效果的技术对策

4.1 层系细分与井网重组

研究区三间房组油层以三角洲分流河道沉积为主,多呈条带状、指状,油层纵向层数多、含油井段长、主力油层分散,现有注采方式下,油层平面和纵向上的注水开发效果差异大,剩余油饱和度和压力分布不均衡。这类油藏高含水阶段层系细分与井网重组技术政策应根据油藏实际特点和剩余油储量丰度来制定。

为进一步减小开发层系内的层间矛盾,可以适当采用分层注采技术。在油层分散、剩余油储量丰度中等的井区,如果不具备细分开发层系的基础,则可采用适当加密井网、分段射孔投产的方法来改善油藏开发效果。该类油藏主力油层砂体相对连片,而非主力油层砂体变化快,整体宜采用面积井网注水,局部可采用不规则面积井网。

4.2 深部调驱的适应性

深部调驱技术按调驱剂类型可笼统划分为凝

胶类、微生物类、泡沫类以及组合类等技术系列^[5]。凝胶类调驱体系目前应用最广泛,进一步细分为弱凝胶、胶态分散凝胶(CDG)、预交联体膨颗粒、超强吸水颗粒4种调驱剂^[6]。凝胶类深部调驱体系通过改变聚合物类型、聚合物浓度和聚交比、堵剂颗粒大小来调节可动凝胶的强度及封堵能力,实现凝胶的强弱可控^[7]。

温米油田三间房组油藏的地层水矿化度高、二价阳离子浓度高、地层温度高,不利于聚合物驱,但选用高温交联剂,可以配制出高温凝胶调驱体系。物理模拟实验显示,在温米油田高温高盐油藏条件下,选用AESN等渗吸采油剂,具有一定的效果。

温米油田温西3-616等4个井组曾开展深部调驱试验,调驱体系为聚合物微球、多羟基甲基酚类冻胶、胶态分散凝胶3种。调驱剂注入后,水井端注入压力变化不明显或略有升高,吸水剖面有一定改善,层间吸水强度差异略有减小,但油井端产油量上升不明显,含水下降也不明显。调驱效果不明显的原因主要包括3方面:①油藏储层非均质性中等、油水粘度比较低,导致注入水油层中呈近活塞式推进,在注水主流线方向,油层纵向水驱均匀,在分流线方向,由于注水倍数少和压力梯度低,顶部存在一定的剩余油,但依靠调驱剂来驱替这部分剩余油的难度较大。②非主力油层注采对应程度较低。主力油层层内水驱的波及体积相对较大,深部调驱难以进一步扩大波及体积,而目前井网不能建立非主力油层有效的驱替压力系统,因此,深部调驱也不能有效动用非主力油层。③试验用的凝胶类调驱体系虽然能发挥调驱的作用,但缺少表面活性剂的洗油功能,不能提高驱油效率,增油效果也不明显^[8]。

根据水驱前缘监测分析,在注水压力高的井组,注入压力略高于或处于破裂压力附近,导致油层中发育人工裂缝,水驱效果差。通过深部调驱能有效扩大这些井组水驱波及体积,改善开发效果。

4.3 开发方式优化

研究区三间房组油藏剩余油挖潜需要从提高驱油效率和扩大波及体积2个方面入手,提高驱油效率则需要考虑转换开发方式。

温米油田温5块三间房组注气非混相驱先导试验区取得了较好的开发效果,预计提高采收率为6.6%^[9]。气水交替驱比纯气驱提高采收率幅度更大。气水交替驱的机理主要有:①提高驱油效率。由于气-油界面张力要比油-水界面张力小,注入气体很容易被残余油滴捕获并围住,增大油滴体

积,然后被注入水驱替,降低残余油饱和度,提高最终驱油效率。②重力分异作用扩大波及体积。注入气体能驱替正韵律油层顶部水驱所不能驱替的剩余油,扩大了注入剂的波及体积,进而提高采收率。③降低气相相对渗透率。气-水界面的形成增加了气体的流动阻力,从而降低气相相对渗透率,相应增加了油相渗透率,延缓气窜时间。④气水交替驱通过改变驱替方向,扩大气体的波及体积,提高油藏采收率^[10]。

室内长岩心驱替实验和数值模拟研究表明,累积注气段塞尺寸为0.25倍烃类孔隙体积时,提高采收率幅度最大;年注入段塞为0.025倍烃类孔隙体积,合理的注入气水比为1:1,切换周期为0.5 a。从水驱到气水交注的转驱时机对提高采收率幅度的影响不大^[11]。三间房组主力油层井网相对完善,水驱油效率高,继续依靠注水提高采收率的幅度有限,可以从水驱转换为气水交替驱。

数值模拟研究表明,该类油藏除气水交注提高采收率外,顶部注气稳定重力驱也能较大幅度提高采收率。三间房组构造倾角大、原油粘度低,通过在油藏顶部注气形成稳定重力驱,采收率比一般气驱提高10%以上。在烃气源较紧张的情况下,如果向油藏中注入空气,通过空气低温氧化产生的烟道气^[12],能有效形成人工气顶,从而形成稳定重力驱。

5 结束语

基于单砂体精细刻画和水驱油机理的认识,结合油藏工程和数值模拟,研究了温米油田三间房组高含水阶段的剩余油分布规律,提出了在剩余油储量丰度高的区域细分层系、适当加密完善井网的水驱开发技术政策。

依靠聚合物-交联剂调驱体系难以进一步扩大注入水的波及体积,需要加入表面活性剂来降低油水界面张力,实现既能封堵中孔中喉,又能驱替

中孔细喉和细孔细喉的剩余油,充分发挥深部调驱体系的调驱洗的协同效应,同时提高波及体积和驱油效率,从而提高油藏的采收率。

开发方式可采用注烃气非混相驱,通过气水交替注入的方式,提高注入剂的波及体积和驱油效率,或者通过顶部注气稳定重力驱,进一步提高采收率。

参考文献:

- [1] 李文厚,柳益群,冯乔,等.台北凹陷中侏罗统辫状河三角洲沉积体系与油气的关系[J].西北大学学报:自然科学版,1997,27(3):247-252.
- [2] 李顺明,宋新民,刘曰强,等.温米退积型与进积型浅水辫状河三角洲沉积模式[J].吉林大学学报:地球科学版,2011,41(3):665-672.
- [3] 秦积舜,李爱芬.油层物理学[M].东营:石油大学出版社,2004.
- [4] 王元基.高含水储层剩余油分布研究技术文集[M].北京:石油工业出版社,2009.
- [5] 李兆敏,刘伟,李松岩,等.多相泡沫体系深部调剖实验研究[J].油气地质与采收率,2012,19(1):55-58.
- [6] 顾锡奎,杜芳艳,王小泉,等.化学深部调驱技术现状与进展[J].石油化工应用,2009,28(3):4-7.
- [7] 高春宁,李文宏,武平仓,等.适用于低渗透高矿化度油藏的新型聚合物弱凝胶驱油体系——以长庆油田陇东侏罗系油藏为例[J].油气地质与采收率,2011,18(5):40-43.
- [8] 王东方,崔晓朵,尹海峰,等.筛选驱油用表面活性剂方法初探[J].油气地质与采收率,2011,18(4):57-60.
- [9] 张俊,周自武,王伟胜,等.葡北油田气水交替驱提高采收率矿场试验研究[J].石油勘探与开发,2004,31(6):85-87.
- [10] 郭万奎,廖广志,韩培慧,等.注气提高采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2003.
- [11] 杨永亮,仓辉,杨占红,等.温吉桑低渗油田水气交替非混相驱方案研究[J].吐哈油气,2004,9(2):141-146.
- [12] 侯胜明,刘印华,于洪敏,等.注空气过程轻质原油低温氧化动力学[J].中国石油大学学报:自然科学版,2011,35(1):169-173.

编辑 刘北羿

欢迎广大科技人员踊跃投稿

namic analysis method, and it focuses on the theoretical basis and applicable conditions of well test data of triple medium reservoir, numerical reservoir simulation of triple medium reservoir, numerical well testing, numerical reservoir simulation of equivalent medium and discrete fracture method. Finally, it proposes the research ideas that are suitable for development dynamic analytic of Tabei fractured-vuggy carbonate reservoir, and it has been used in the field production to guide the production practice.

Key words: fractured-vuggy carbonate reservoir; triple-medium; numerical well testing; equivalent medium; numerical reservoir simulation; discrete fracture method

Xiao Yang, Post-doctoral Research Center, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla, Xinjiang, 841000, China

Fang Wei, Zhang Juhe, Feng Zihui et al. Geochemical characteristics of reservoir at different injection-production locations in water drive well network—case of North-II-West area in the Saertu oilfield. *PGRE*, 2012, 19(5):100–103.

Abstract: Geochemical parameters (eg. remaining oil viscosity, oil displacement efficiency, etc.) of North-II-West area in the Saertu oilfield are obtained through methods of remaining oil viscosity and core analysis. The experimental results show that oil viscosity, mobility, saturation and oil displacement efficiency, etc. of remaining oil are more or less heterogenetic at different injection-production locations in the direction of main stream line of water-flooding, and are controlled by reservoir physical property, injection-production location and time duration of water-flooding, etc. The heterogeneity of reservoir geochemical parameters show increasing trend from the injection wells to the production wells of main steam line, with the increase of oil saturation and decrease of oil displacement efficiency. There is a positive correlation between rock permeability and displacement efficiency and the correlation coefficient increases with increasing permeability. The remaining oil viscosity is weakly correlated with rock permeability that is poorly correlated with oil saturation. With the water-flooding, the remaining oil viscosity and oil displacement efficiency increases while reservoir mobility and oil saturation decreases. Using water-drive at different injection-production locations can exploit some extent of remaining oil potentiality, with the greatest exploitation potentiality being located in those where the mainstream line is close to the production well. However, the polymer flooding will be a better way to exploit remaining oil, and the polymer concentration and viscosity can be determined in function of remaining oil viscosity and the range of controlling mobility ratio of polymer flooding.

Key words: injection-production location; water drive reservoir; heterogeneity; development mode; Saertu oilfield

Fang Wei, Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Company Ltd, Daqing City, Heilongjiang Province, 163712, China

Zheng Jian, Li Shunming, Kang Bo et al. Residual oil distribution and technical measures in high water-cut period for light oil reservoir, Wenmi oilfield. *PGRE*, 2012, 19(5):104–107.

Abstract: Wenmi oilfield Jurassic Sanjianfang formation contains long oil interval with high variable reservoir feature and low oil water viscosity ratio, therefore, the injection-production network is not perfect. Entering into the high water-cut stage, the oilfield faces problems such as reservoir reserves loss and rapid production decline. Through the sedimentary origin and reservoir anisotropic description, and combined the reservoir water flooding mechanism with the dynamic production and drilling data, as well as the analysis of water flooded zone characteristic and the rule, this area is summarized with respect to the distribution rule of remaining oil. According to the reservoir characteristics, we propose that, in high water cut stage, well pattern reorganization layer system should be optimized based on the reservoir size and abundance of remaining reserves, so as to perfect the injection-production patterns, and maximize the producing efficiency of water flooding. However, the particles or gel for deep profile control system do not improve the performance of less fracture developed zone. In the high water-cut stage, it should focus on the conversion of development scheme for increasing oil displacement agent of swept volume and oil displacement efficiency, moreover, the gas water alternate injection and top gas injection gravity stability drive can greatly improve the oil recovery.

Key words: braided river delta; light-oil reservoir; residual oil distribution; deep profile control; gas injection

Zheng Jian, Exploration and Development Department, SINOPEC, Beijing City, 100728, China

Cai Bo, Ding Yunhong, Lu Yongjun et al. Study and application of new in-fissure fracturing technique for improving stimulated reservoir volume. *PGRE*, 2012, 19(5):108–110.

Abstract: The fracturing technique improving stimulated reservoir volume (SRV) brings the soaring development in unconventional gas and oil at home and abroad, it has an important influence for low permeability and low porosity sandstone reservoir. In order to improve the output of post-fracturing, this paper, based on the theory of in-fissure fracturing and network fracturing and through the mechanics and fluid and solid coupling analysis, analyzes two horizontal stresses. Using force closure, and quickly flow-back and multiple treatment, the horizontal stress difference is decreased so as to divert the fracture in short time. Compared with former technique, the new method has the merits of simple and low risk, particular to the high temperature, complicated and difficult treated wells. It can improve the treatment and performance, meanwhile, it extends the method of improving SRV.

Key words: volume fracturing; diverted fracturing; network fracturing; stress field; microseismics technology

Cai Bo, School of Energy, China University of Geosciences, Beijing City, 100083, China