

塔河油田底水砂岩油藏水平井剩余油主控因素分析

杨松, 刘培亮, 何昶, 李丹丹

(中国石化西北油田分公司采油一厂开发研究所, 新疆轮台 841600)

摘要: 针对塔河油田一区、九区等强底水砂岩油藏高含水期油水关系复杂、影响因素多、剩余油认识不清造成措施难度大的特点, 分析了不同主控因素下水淹模式及剩余油的形成和分布特征。从水平井轨迹与夹层不同的配置关系入手, 将轨迹与夹层的配置关系分为全遮挡型、穿行夹层型、穿过夹层型和半遮挡型4种配置关系。根据渗透率组合形态将水平段渗透率组合分为4种形态: 两段式、锯齿式、台阶式和均匀式, 并结合油井生产动态研究了不同配置关系及渗透率形态所对应的水平段水淹模式, 描述其对剩余油不同控制作用, 并结合矿场试验给出各种剩余油赋存方式适合的挖潜手段, 为底水油藏剩余油精细挖潜提供依据。

关键词: 底水油藏; 水平井; 配置关系; 渗透率形态; 水淹模式; 剩余油; 塔河油田

中图分类号: TE35

文献标识码: A

Main controlling factors for remaining oils in horizontal wells in sandstone reservoirs with bottom water in the Tahe Oil Field

Yang Song, Liu Peiliang, He Chang, Li Dandan

(Research Institute of Exploration & Production, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

Abstract: In blocks no.1 and 9 in the Tahe Oil Field, complicated oil/water relationship and various controlling factors have made it difficult to tap remaining oils in sandstone reservoirs with bottom water during high water cut period. Water flooding pattern and remaining oil occurrence were analyzed in view of different controlling factors. Horizontal tracks and interlayers have four different configurations: totally blocking, horizontal to interlayers, crossing interlayers, and half blocking. The permeability of horizontal layers can be divided to four styles: two stage type, serration type, step type, and homogeneous type. Combining with production performance, we studied water flooding mode in horizontal section corresponding to different configurations and permeability styles, and discussed its control on remaining oil. Some methods for tapping remaining oil in reservoirs with bottom water were proposed.

Key words: reservoir with bottom water; horizontal well; configuration; permeability style; remaining oil; Tahe Oil Field

底水油藏开发具有见水早、见水后含水上升快、高含水期长等不利因素, 油藏可采储量一半以上是在中—高含水期采出的。前期的高采速开发导致了区块油井水淹严重, 目前塔河油田砂岩底水油藏综合含水达到85%以上, 逐步进入高含水治理期, 采油成本较高, 稳产难度大。高含水期油田开发与调整的研究内容可以概括为“认识剩余油, 开采剩余油”, 开发难度比处于低、中含水期的油田要大得多, 其难点之一就是确定剩余油分布及其饱和度变化规律^[1]。因此研究砂岩底水油藏剩余油控制因素, 总结高含水期水淹特征与剩余油分布规律, 对指导开展底水油藏剩余油精细挖潜工作有重要的指导意义。

1 剩余油形成与分布主控因素

底水油田剩余油的分布受水淹模式影响, 储层非均质性是各类水淹模式形成的主要控制因素。对于以水平井开发为主的底水油藏来说, 其纵向和平面非均质性分别受夹层和水平段渗透率形态组合控制。纵向与平面非均质因素不同, 导致水淹规律出现差异, 驱油效率发生改变从而形成了不同的剩余油分布模式。通过二者对宏观剩余油分布控制因素分析, 着重强调不同主控因素下剩余油特征, 从而有利于对不同因素形成的剩余油而采取有针对性的挖潜措施。

1.1 夹层与水平段的匹配关系

纵向非均质性主要受夹层分布影响。夹层遮挡阻碍了流体垂向推进,改变纵向上水驱方向,影响水平井的水淹方式,是剩余油形成和控制的主要因素。对于底水驱砂岩油藏,夹层对后期剩余油成因和分布起着主导作用,不同分布模式的夹层对油水运动规律影响不同^[2]。水平段与夹层不同的匹配关系,直接影响到油井水驱方式,水平段与夹层主要有 4 种配置关系,即夹层全遮挡、轨迹在夹层中穿行、轨迹穿过夹层以及夹层半遮挡。由于夹层对水平段不同程度地遮挡形成了强次生边水驱、弱次生边水驱、底水驱+次生边水驱等不同强弱的水驱方式。

(1)全遮挡型(图 1a)。夹层位于水平段下,遮挡水平段效果较好,夹层倾斜造成轨迹一端容易与底水沟通而形成强次生边水驱。生产后夹层之上压差大,以平面流体补充为主,次生边水扫油效果好,储层水洗干净,水驱效率高。这种类型水淹模式为均匀水淹型。

(2)轨迹穿行夹层(图 1b)。轨迹钻遇夹层,部分井段在夹层中穿行较长距离,夹层对轨迹形成有效遮挡,底水需绕过夹层形成弱次生边水驱油,绕流过程流线长,表现为生产上能量低、供液差以及液面深,为边水油层特征。生产过程中含水低而且稳定,次生边水舌进驱油,驱油效果好,水淹模式为均匀水淹。

(3)穿过夹层型(图 1c)轨迹与夹层相交,纵向

跨越 2 个韵律段,水平段被夹层分割呈现 2 种不同的水驱方式。夹层之下为强底水驱,水淹形式受井段上渗透率组合控制。夹层之上由于段内干扰动用程度低,可能表现为不动用或弱次生边水驱。夹层下底水能量强,供液充足,液面浅或者有套喷趋势。

(4)半遮挡型(图 1d)。轨迹位于夹层之上,夹层半遮挡,受夹层影响水驱方式发生改变,为底水驱加次生边水驱。生产过程中表现为供液充足,夹层未遮挡部位先动用,然后动用夹层之上。水淹模式为逐级水淹。但夹层遮挡部位由于次生边水驱油剩余油潜力较小。

由于夹层的影响,全遮挡和穿行夹层的水平井受次生边水作用,夹层之上控制储量动用过程主要为次生边水推进驱油,水驱效率高,储层均匀水淹;穿过夹层井夹层上、下部分别受次生边水驱和底水驱,夹层之下为主要水淹段,剩余油富集于夹层上部;夹层半遮挡井生产过程中未遮挡区域先水淹,然后水锥沿夹层推进,生产过程中含水呈台阶状上升,表现为逐级水淹,区域效果好,剩余油分布少。

以塔河九区三叠系油藏为例,区块共有水平井 31 口,轨迹附近发育有效夹层共 13 口,剩余油主要受夹层控制(表 1)。

1.2 渗透率组合形式

当水平段下部无有效夹层时,平面非均质性为剩余油分布的主控因素,水平段不同的渗透率级差及相邻井段的组合形式成为水淹规律的控制因素,从而影响到井段上剩余油的分布。研究认为非均

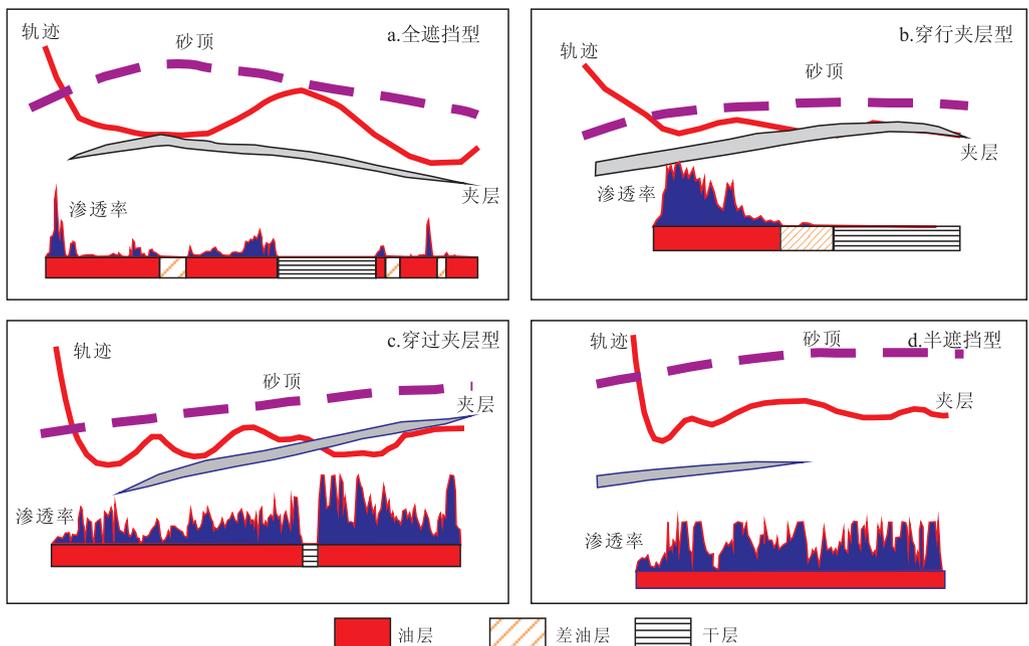


图 1 轨迹与夹层的配置关系

Fig.1 Different configurations between horizontal tracks and interlayers

表 1 塔河油田九区水平井轨迹与夹层配置关系

Table 1 Configurations between horizontal tracks and interlayers in Tahe9 block of the Tahe Oil Field

配置关系	典型井	水驱方式	水淹模式
全遮挡	TK923H, TK940H, TK951H, TK941H, TK944H	强次生边水驱	均匀水淹
穿行夹层	TK939H, TK945H, TK946H	弱次生边水驱	均匀水淹
穿过夹层	TK905H, TK906H, TK922H	底水+次生边水驱	点状水淹
半遮挡	TK924H, TK947H	底水+次生边水驱	逐级水淹

质性较强底水油藏水平井水淹模式为“高渗突破→沿井扩展→次高突破→全井水淹”^[3]。但是当高渗段和低渗段具有不同的组合方式时,水淹形式发生改变,与相邻高渗级差小于 4 的低渗段有可能被动用。

底水油藏水平井沿井段渗透率临界级差大约在 4~5 倍,即相邻井段之间当渗透率级差大于 4~5 倍时,低渗透段区域原油几乎不被动用,形成“屋檐油”^[4]。渗透率临界级差为 4。水平段上渗透率的组合形式根据高渗与次高渗以及低渗段之间不同的位置关系,可以分为 4 种类型。

(1) 两段式。水平段渗透率分布分段比较明显,主要分为 2 段,高渗段与低渗段级差大于 4。该类水平井受非均质性影响,产生底水脊进,水平段局部位置底水突破,主要表现为高渗段的点状水淹,低渗段无产能贡献,为剩余油主要富集段。

(2) 锯齿式。当高渗与低渗级差大于 4,且两者呈锯齿式间互出现时,生产过程中高渗段先见水,低渗段无产能贡献。水平段表现为多段水淹。剩余油被高渗水淹段分割,主要分布于低渗井间。

(3) 台阶式。当投产段渗透率级差为 4:2:1 时,相邻 2 个储层段的渗透率级差均小于临界级差,3 个渗透率层段全部被动用^[3]。因此,当水平段渗透率表现为高、次高、低渗依次相邻的台阶式时,高渗段先动用,其次次高段动用,最后低渗段也被启用。水平井表现为逐级水淹模式,含水上升呈台阶状特征。剩余油主要分布于轨迹上部。

(4) 均匀式。水平段相对均质时,水淹模式为“中部见水—沿井扩展—两翼抬升—全井水淹”,表现为全井段水淹均匀模式,井筒附近剩余油潜力小,剩余油主要分布于轨迹上部。

两段式和锯齿式均表现为点状水淹,但两段式水淹程度更集中;锯齿式在高渗段主要在高渗段水淹,井间低渗为下步潜力段。台阶式由于相邻井段级差小呈现含水台阶上升,井段逐级水淹,段内潜力小;水平段相邻井段级差小于 4 时底水推进均衡,表现为底水脊进,油水界面缓慢上升,水脊两翼

动用程度高,段内潜力小。

塔河九区水平井轨迹未发育夹层油井共 8 口,剩余油主要受平面非均质性控制。

2 水平井剩余油分布与矿场挖潜效果

2.1 水平段内剩余油分布形式

据产液剖面出液规律来看,水平段剩余油主要存在 2 种分布形式,即未动用段和油水同出段。历年产液剖面表明,未动用的潜力段平均长度占水平段总长度的 60.7%,是剩余油的赋存井段;其次,在产出的井段中油水同出段占出液比例的 42.4%,表明油水同出段也是剩余油分布的重要形式,这一部分剩余油也是后期挖潜的对象。从 TK112H 井堵水前后 3 次产液剖面测试对比结果可以看出,堵水后高渗段产出得到抑制,出现新的贡献井段。

从新钻井资料来看,水锥抬升过程中含油饱和度存在从下到上逐步变化的一个过程。说明水平井见水井段周围含油饱和度下降,只是由于油水黏度差异导致水占优势通道以产水为主,但还具有剩余油的挖潜空间。

2.2 不同主控因素下剩余油分布及矿场挖潜效果

2.2.1 夹层主控

夹层与水平段 4 种类型的配置形成不同的水驱方式和剩余油分布特征。

(1) 全遮挡型(图 2a)。由于夹层平面展布范围大,强大的遮挡底水能力,趾端或跟端部分出露夹层从而形成次生边水驱,夹层之上边水舌进驱油,水洗程度好,剩余油主要分布于夹层之下,可部署新井挖潜。如 TK954H 井 2011 年 11 月 12 日投产挖潜 2(1) 号夹层之下剩余油,初期日产油 30 t,不含水,2015 年 4 月产油 15 t/d,含水率 40%,截至 2015 年 4 月初累产油 2.6×10^4 t。夹层之上剩余油主要位于水平段顶部,后期需要注气置换挖潜。如 TK923H 井 2014 年 6 月注入氮气 68×10^4 m³,置换夹层遮挡部位水平段顶部剩余油,初期日增油 5 t,有效期 170 d,累增油 530 t。

(2) 穿行夹层型(图 2b)。轨迹在夹层中穿行

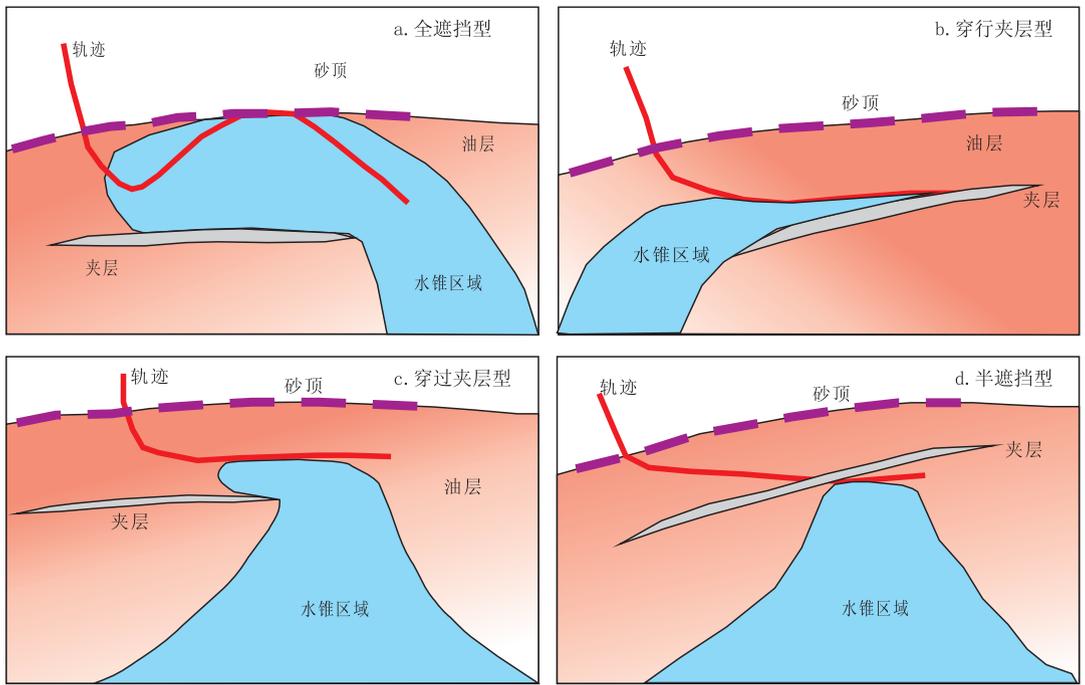


图 2 不同夹层与水平段匹配关系对剩余油分布影响

Fig.2 Influence of different interlayer and horizontal track configurations on remaining oil distribution

油井夹层未遮挡部分形成弱次生边水驱,底水绕流形成边水,推进速度较慢,生产过程中往往表现为供液较差,含水上升速度慢,剩余油主要分布于夹层之下部分,需深穿透射孔,射穿夹层进行挖潜。如 TK939H 井 2014 年 3 月向下深穿透射孔挖潜夹层下遮挡剩余油,初期日增油 15 t,含水 6%,有效期 360 d,累增油 2 800 t。

(3)穿过夹层型(图 2c)。由于构造或沉积原因造成轨迹穿过夹层,夹层上下具有不同的沉积韵律特征,形成夹层上部遮挡剩余油。夹层之下井段由于强底水驱,剩余油潜力较小,夹层之上由于夹层遮挡和井段间干扰,启用井段较少,剩余油潜力较大。可通过单井生产压差激动,井组间激动、堵水等措施挖潜剩余油。如塔河一区 TK111H-TK106H 井组,通过 TK111H 井激动生产,动用水平段受夹层遮挡剩余油,调整周期内 TK111H 井增油 260 t,有效期 67 d;TK116H 响应周期 15 d,增油 600 t,有效期 68 d;TK111H 两轮次笼统堵水同样见效,累增油 2 800 t。

(4)半遮挡型(图 2d)。水驱方式受夹层影响,半遮挡时为底水驱加次生边水驱,夹层之上井段受井间干扰比较大,剩余油潜力较大;全遮挡时边水推进后洗油效果好,潜力较小。

2.2.2 无有效夹层的渗透率组合形式控制

(1)两段式(图 3a)。水平段渗透率为两段式组合时平均高参与低渗级差大于临界级差 4,初期

高渗动用,点状水淹后由于油水黏度差大,底水一旦突破就意味着整个水平段几乎同时见水,因此见水后含水率上升快,低含水期短,迅速进入中高含水期^[5]。井段间存在干扰,低渗段无产能贡献。剩余油分布包括高渗段的油水同出部分和低渗未启用段。可通过笼统堵水、卡封单采等手段挖潜剩余油。TK951H 井 2013 年 5 月卡封单采跟端,措施前日产油 1.9 t,含水 96.5%,措施后日产油 11.6 t,含水 77.2%,累增油 3 200 t。

(2)台阶式(图 3b)。水平段渗透率为台阶式分布时,由于相邻级差小于临界级差 4 而逐级动用,生产过程中存在 2 个以上的动用段,含水表现为台阶状上升,具有一定的无水采油期和低含水期。整个水平段水驱效果好,水洗干净,剩余油潜力小,井周剩余油挖潜难度较大。

(3)锯齿式(图 3c)。水平段渗透率为锯齿式分布,高低渗级差大于临界级差 4 时,生产过程中表现为多段出水,为多段水淹模式。由于油水黏度差异,见水后低渗段难以动用,为剩余油主要分布井段。可采取笼统堵水方式进行挖潜,但由于水平段多段水淹,出水段多,含水饱和度高,需提高堵剂用量及封堵强度。

(4)均质式(图 3d)。水平段渗透率为均质的井,表现为“中段见水—沿井推进—两翼抬升—全井水淹”的模式^[3];水淹均匀,生产过程中含水呈直线上升,井段动用均匀,井段剩余油潜力小。剩

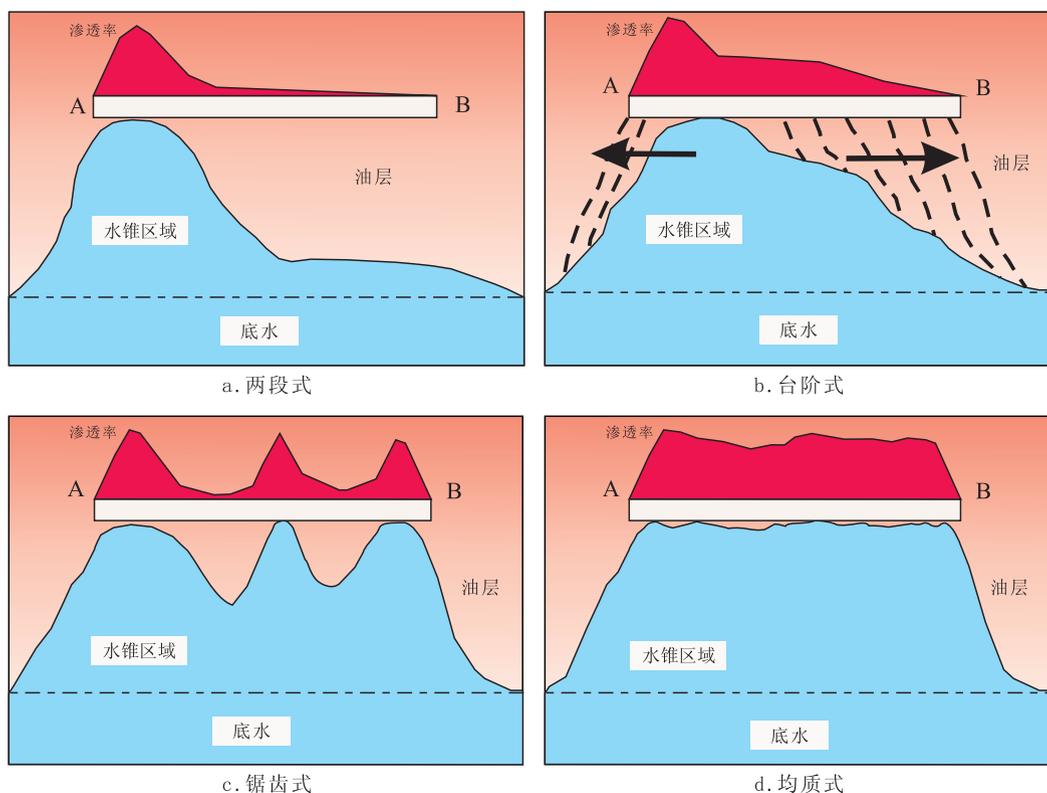


图 3 各类渗透率组合对应的剩余油分布特征

Fig.3 Remaining oil distribution characteristics of various types of permeability combinations

表 2 不同主控因素下水淹模式及剩余油分布特征及挖潜方式

Table 2 Water flooding pattern, remaining oil distribution and tapping in view of different controlling factors

主控因素	类型	水驱方式	水淹模式	剩余油分布	挖潜方式
夹层	全遮挡	强次生边水驱	均匀水淹	轨迹上/夹层下	氮气置换
	穿行夹层	弱次生边水驱	均匀水淹	轨迹上/夹层下	深穿透射孔
	穿过夹层	底水+次生边水驱	点状水淹	轨迹上/夹层上	单井激动/笼统堵水
	半遮挡	底水+次生边水驱	逐级水淹	轨迹上	卡封、补孔
渗透率	两段式	底水驱	点状水淹	低渗段+油水同出段	笼统堵水,卡封单采
	锯齿式	底水驱	多段水淹	低渗段+油水同出段	笼统堵水
	台阶式	底水驱	逐级水淹	井周/区域	大泵排液降压开采
	均质式	底水驱	均匀水淹	区域	大泵排液降压开采

余油主要赋存于距离井筒更远的区域,可采取大泵排液降压开采的方式进行挖潜。2014年分别在九区构造边部 T912CH、TK909H、TK911H、TK938H 井开展大泵提液试验,累计增油达到 4 500 t,取得较好的挖潜效果。

综上所述,不同的主控因素下水淹模式虽然具有一定的差异,由于在夹层主控下均匀水淹和逐级水淹导致水平段剩余油潜力小,穿过夹层与无夹层时点状水淹剩余油分布特征一致,为夹层上未动用的井段。水平段上水淹模式不同,对应的剩余油分布形式和位置差异较大,其中点状水淹和锯齿状水淹段内剩余油潜力较大,具备堵水潜力,台阶水淹和均匀水淹水平段动用均衡,堵水潜力小,剩余油

分布于轨迹上部或油井周围,适合氮气置换或大泵排液降压来提高剩余油的动用(表 2)。

3 结论与认识

(1)强底水油藏高含水期水平井剩余油分布主要受夹层和水平段渗透率组合形态 2 种因素控制。轨迹附近发育夹层时主要受夹层控制,无有效夹层时受水平段渗透率组合形态控制。

(2)夹层主控时剩余油有 2 种分布形式:穿过夹层时位于夹层上,全遮挡和穿行夹层时位于夹层之下;夹层之上剩余油可采取补孔、卡封等方式挖潜,夹层之下剩余油需要深穿透射孔或部署新井进行控制。

(3) 渗透率主控时点状水淹和多段水淹段内潜力较大,水平井剩余油主要存在 2 种分布形式,即未动用段和油水同出段。随着堵水轮次增加,未动用段逐渐启用,转化为油水同出段。而油水同出段是剩余油分布的重要形式,也是后期堵水挖潜的对象。均匀水淹和逐级水淹模式水平井剩余油主要分布于轨迹上部、井段周围。轨迹上部剩余油可采取氮气置换进行挖潜。井周剩余油适合井组优化、大泵排液降压改变井间压力场挖潜。

参考文献:

[1] 周炜,唐仲华,温静,等.应用数值模拟技术研究剩余油分布



(上接第 9 页)

[9] 谢锐杰,甘衫衫,王迎晓,等.先把扎工区石炭系小海子组层序划分及沉积特征[J].石油天然气学报,2013,35(9):51-55.
 [10] 李丕龙.塔里木盆地中央隆起带油气突破领域与勘探方向[J].石油与天然气地质,2007,28(5):576-583.
 [11] 张师本,黄智斌,朱怀诚,等.塔里木盆地覆盖区显生宙地层[M].北京:石油工业出版社 2004:26.

规律[J].断块油气田,2010,17(3):325-329.
 [2] 薛永超,程林松.滨岸相底水砂岩油藏开发后期剩余油分布及主控因素分析:以 NH25 油藏为例[J].油气地质与采收率,2010,17(6):78-82.
 [3] 刘欣颖,胡平.非均质底水油藏水平井三维物理模拟实验[J].石油学报,2011,32(6):1012-1016.
 [4] 徐燕东,李冬梅,李江.塔河油田底水油藏水平井见水特征[J].新疆石油地质,2011,32(2):167-169.
 [5] 周代余,江同文,冯积累,等.底水油藏水平井水淹动态和水淹模式研究[J].石油学报,2004,25(6):73-77.

(编辑 黄娟)

[12] 张师本,倪寓南,龚福华,等.塔里木盆地周缘地层考察指南[M].北京:石油工业出版社 2003:50-51.
 [13] 郑孟林,王毅,金之钧,等.塔里木盆地叠合演化与油气聚集[J].石油与天然气地质,2014,35(6):925-934.
 [14] 董桂玉,陈洪德,李君文,等.环渤海湾盆地寒武系混合沉积研究[J].地质学报,2009,83(6):800-811.

(编辑 叶德燎)