

17.7%。 E_{j_2} 储集空间类型主要有溶孔、溶洞和裂缝3大类;孔隙分布差异较大,属于中一细孔径,孔隙结构复杂,孔喉分布不均匀,孔隙配位数低,连通性差,有效孔隙较少,孔隙度主要为3%~33.9%,平均为15.96%;渗透率主要为 $0.099 \times 10^{-3} \sim 1\,483.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $69.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大渗透率级差达380倍;层间非均质性强,变异系数为0.4~1.5,突进系数为1.7~3.6。

2 油井生产特征

范庄油田 E_{j_2} 于1991年4月开始试采,共有11口油井先后投产,截至2011年5月31日,仍有生产油井9口,目前平均单井产油量为1.09 t/d,累积产油量为77 202 t,含水率为85.63%,采出程度为6.66%。高集油田 E_{j_2} 于1996年12月投产,有1口直井和1口水平井生产,累积产油量为11 589.2 t,含水率约为95%,采出程度为1.84%。受储层物性等因素的影响,湖相碳酸盐岩油藏的油井表现出以下与砂岩油藏油井不同的生产特征。

第一,自然产能低,实施酸化措施后产油量提高幅度大。研究区储层孔隙度较高,但孔隙结构复杂、孔隙配位数低、连通能力差,造成其渗流性能差、自然产能低。未采取酸化措施的油井产油量很低,如范1和范13井投产后的产油量分别为5.4和2.4 t/d,实施酸化措施后分别上升至11和14.5 t/d。范庄和高集油田油井生产动态资料统计结果表明,实施酸化措施后,油井产油量可增加3~10倍。

第二,不同位置油井产油量差异大。由于不同位置油井钻遇的储层条件不同,致使其产油量存在较大差异。投产初期,油井产油量最高可达16.1 t/d,最低仅为1 t/d。分析认为造成产油量差异大的影响因素主要有2个:①储层总有效厚度。湖相碳酸盐岩储层非均质性强,虽然平面上储层总厚度分布稳定,但受不均匀溶蚀作用的影响,储层总有效厚度变化大。油井初期产油量随着储层总有效厚度的增大而增大。研究区储层总有效厚度大于7.5 m的5口油井的产油量均大于4 t/d,而总有效厚度小于7.5 m的5口井中有3口井的产油量小于3 t/d。②渗透率。如范15井储层总有效厚度为8.7 m,投产初期产油量仅为3.2 t/d,远低于油井平均产油量,而范15井区 E_{j_2} 的4个小层的孔隙度均为10%~20%,接近研究区平均孔隙度,但其渗透率差异较大,第1小层的渗透率约为 $70 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其他3个小层的渗

透率均低于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透性差是造成该井投产后产油能力较低的主要原因。

第三,油井投产初期含水率较高。 E_{j_2} 投入开发以来,一直依靠天然能量开采,未注水。油井生产动态资料显示,高集油田的2口井中,水平井在投产期间不产水;直井在投产期间,含水率由65.4%上升至95.34%,累积产水量为 $0.92 \times 10^4 \text{ m}^3$,年含水率上升速度约为3.7%。范庄油田的综合含水率由初期的68.74%上升至89.02%,累积产水量为 $13.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,年含水率上升速度为0.17%~8.08%,平均为1.42%,其中前5 a与后5 a的平均年含水率上升速度分别为6.97%和0.31%。由于投产初期湖相碳酸盐岩储层中不连通孔隙中的封存或半封存水经酸化后与油井连通,以及油水流动度的差别,导致其含水率较高;随着开发进程的推进,油藏一直未注水,其地层能量降低快,但储层连通性差,导致边水能量未补给至油井,使投产后地层能量低,同时含水率上升速度也随之降低。

第四,油井产油量存在常规递减和突变递减2种形式。常规递减即符合通常的指数递减、双曲递减或调和递减。其特点是油井产油量稳定递减,含水率逐渐上升。如范11井的储层总有效厚度为7.6 m,具有储层有效厚度大、连通性较好的有利条件;投产初期该井平均产油量为9.6 t/d,含水率为50.35%;投产1 a后,产油量开始稳定递减,符合双曲递减特征(图2a)。突变递减的特点表现为油井投产一段时间后,产油量突然大幅度降低至很低水平。如范28井的储层总有效厚度为8.5 m,投产初期平均产油量为7.2 t/d;生产至第6个月,产油量突然下降为3 t/d,并长期在1~3 t/d波动(图2b);投产7 a累积产油量仅为4 495 t。油井产油量出现2种不同递减形式的主要原因是渗流面积不同。在平面非均质性较弱的井区,储层内容孔、溶洞和裂缝之间的连通性较好,渗流面积较大,投产后产油量相对较高,同时地层能量稳定衰减,油井产油量呈常规递减形式。而平面非均质性强的井区,其有效渗流面积小,渗流半径小,地层压力降低至不渗透边界时,储层供液能力骤然减弱,油井产油量快速、大幅度降低至很低的水平,因而出现突变递减形式。

第五,水平井投产初期产油量高但递减快。高6平1井为水平井,于1996年12月开井生产,初期产油量为43.9 t/d;1997年8月,产油量突然降至3.7 t/d以下;至2003年4月,产油量降至0.5 t/d以下;经过

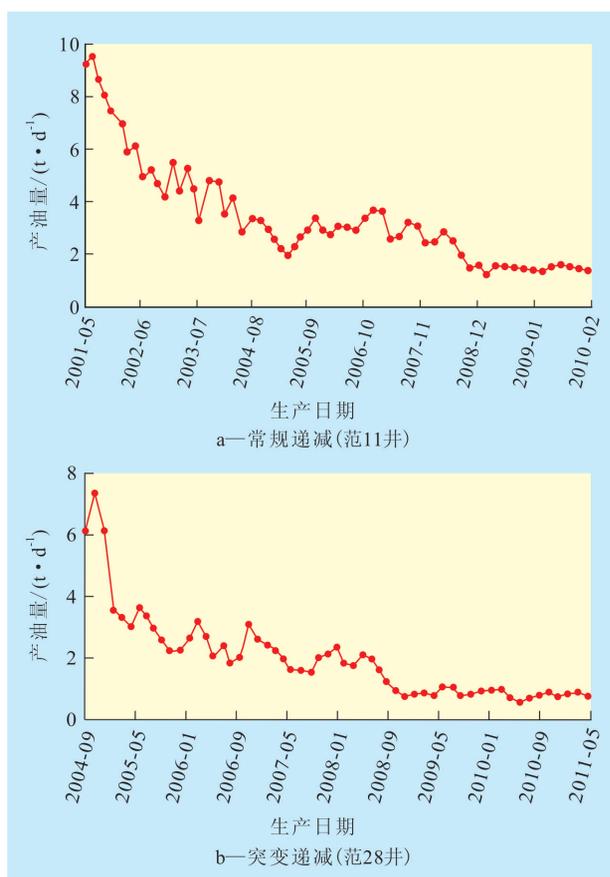


图2 常规递减和突变递减形式下油井
产油量递减特征对比

压力恢复后产油量出现回升,平均为8.3 t/d;此后又呈突变递减形式,截至2010年9月,累积产油量为12 558 t。水平井的生产特点是投产初期产油量高、地层能量下降快、出现突变递减、累积产油量低。其主要原因为储层纵向非均质性强,存在不渗透夹层,阻碍了垂向渗流;平面上有效渗流宽度较窄,存在不渗透边界。水平井产能受储层总有效厚度、水平及垂直渗透率、水平段长度和有效渗流面积等因素的影响较大,因此,对于水平井的设计和布井需进行深入研究和详细论证。

3 投产储层筛选条件

湖相碳酸盐岩储层的非均质性强,单井产油量受储层总有效厚度和有效渗流面积的影响大,因此,结合对油井生产动态的研究,确定研究区投产储层的筛选条件。

3.1 储层总有效厚度

湖相碳酸盐岩储层的形成受湖盆构造演化、成岩作用以及气候和季节等因素的影响。储层单层厚度薄,纵向呈薄互层,总有效厚度系数较低。高

集油田的储层总有效厚度系数为10%~70%,平均为38.08%;范庄油田的储层总有效厚度系数为13%~100%,平均为65%。

油井产油量明显受储层总有效厚度的影响,总有效厚度小,单井产油量低,开发效益差。根据对研究区试油和生产动态资料的分析认为,当湖相碳酸盐岩储层的总有效厚度大于7.5 m,其油井初期产油量才有可能大于4 t/d,因此投产井区湖相碳酸盐岩储层的总有效厚度下限为7.5 m。

3.2 单井储层有效渗流半径

对范庄油田11口油井的统计结果表明,截至2011年5月,有1口油井的累积产油量大于10 000 t,2口油井的累积产油量为2 000~4 000 t,其他8口油井的累积产油量均小于2 000 t。按照预测采收率为15.24%计算,当储层总有效厚度为7.5 m,渗流半径大于160 m时,累积产油量约为5 000 t;当渗流半径大于230 m时,累积产油量超过10 000 t。因此,在部署开发井时,若单井累积产油量超过6 500 t,则其控制渗流面积应大于0.1 km²,即单井储层有效渗流半径应大于178 m。

4 开发技术对策

4.1 多次酸化

湖相碳酸盐岩储层一般孔隙度较大,但其孔隙配位数较低,连通性差,渗透率低,油井产能低,可以通过酸化措施改善油藏的渗流条件。实践证明,酸化措施是有效的,但存在效果持续时间短的缺点^[6],因此可以采取多次酸化,即投产初期酸化生产后,当油井产油量达不到经济极限产量时(几乎不含水或含水率很低),再进行二次酸化,以扩大渗透范围。如范21井酸化前的产油量为0.72 t/d,多次酸化后上升至5.9 t/d,增加了7倍多。

4.2 压裂

压裂可以弥补酸化效果时间短、有效渗流半径小的缺点,并增强储层的渗透性^[7]。由于研究区E₁²埋深大,压裂时可能产生垂直缝,因此一直未采取压裂措施。但研究发现,E₁²湖相碳酸盐岩顶部发育厚度大于100 m的泥岩,压裂后不会与上部砂岩窜层;而其底部泥岩虽然厚度薄,但下部的E₁³为含油储层,即使泥岩被压裂开也不会影响生产,因此可以针对部分油井实施压裂。

4.3 侧钻井技术

侧钻井技术能够降低井场占地费用、重新布设

管线费用以及部分井段的钻井费用等^[8-9]。针对2种情况可以采用侧钻井技术:① E_{ij}^2 油井产油量低于经济极限产量,且实施酸化、压裂等增产措施后仍无效果的井;②原先主探 E_{ij}^3 砂岩储层,但目前已没有经济产能的井。

4.4 水平井技术

高集油田开发实践证明,与直井相比,水平井开发薄互层湖相碳酸盐岩油藏具有单井控制地质储量高、渗流面积大、产能高的明显优势。根据Joshi提出的水平井生产指数模型^[10],计算得到研究区水平井的水平段最优长度为320 m,储层厚度不小于5 m,宽度不小于1 400 m,才能保证水平井具有较高、较稳定的产油量。研究表明,范庄和高集油田 E_{ij}^2 的2号小层中分别有0.4和0.5 km²的面积适合部署水平井。

4.5 多分支水平井技术

多分支水平井技术是通过在目的层部署水平分支井眼,以扩大井筒与储层的接触面积,有效地弥补和克服储层连通性差、渗流面积有限和导流能力不足的缺陷^[11]。对于平面非均质性强的油藏,其控制泄油面积和产能均比直井大10倍以上。因此,可在范庄和高集油田的有利区块开展先导试验,为该项技术的推广奠定基础。

5 结论

湖相碳酸盐岩油藏油井的生产特征为:自然产能低,多次酸化后产油量提高幅度大;不同位置油井产油量差异大,油井投产初期含水率较高,油井产油量递减存在常规递减和突变递减2种形式;水平井投产初期产油量高、递减快。油井产油量明显受储层总有效厚度和单井储层有效渗流半径的影响,依据研究区油井生产动态研究,确定研究区投

产储层的筛选条件为储层总有效厚度大于7.5 m,单井储层有效渗流半径大于178 m。针对湖相碳酸盐岩油藏的特殊性,需采取相应的开发技术对策来提高经济效益,多次酸化是提高湖相碳酸盐岩油藏油井产能的有效措施,压裂可以弥补酸化效果持续时间短的优点,侧钻井和水平井技术是提高湖相碳酸盐岩油藏开发效果的有效技术,多分支水平井技术对于开发湖相碳酸盐岩油藏具有较好的应用前景,建议下步开展先导试验。

参考文献:

- [1] 姜秀芳.济阳坳陷沙四段湖相碳酸盐岩分布规律及沉积模式[J].油气地质与采收率,2010,17(6):12-15.
- [2] 苏朝光.沾车地区沙四段湖相碳酸盐岩沉积特征及储层物性[J].油气地质与采收率,2010,17(6):20-22,26.
- [3] 刘常红,陈志海.塔河碳酸盐岩油藏产量递减特征与影响因素分析[J].特种油气藏,2010,17(6):72-74,116.
- [4] 常宝华,熊伟,高树生,等.大尺度缝洞型碳酸盐岩油藏含水率变化规律[J].油气地质与采收率,2011,18(2):80-82,86.
- [5] 高炎,李维锋,施小荣.金湖凹陷范庄油田阜宁组层序划分及沉积相分析[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2008,30(5):225-227.
- [6] 张丽勤.裂缝性灰岩油藏堵水酸化机理[J].断块油气田,2011,18(2):264-266.
- [7] 李林地,张士诚,庚劭,等.塔河油田碳酸盐岩储层水力压裂选井选层定量研究[J].油气地质与采收率,2010,17(5):99-101.
- [8] 胡景双,邵先杰,马平华,等.复杂小断块油田中高含水期开发调整实践[J].断块油气田,2010,17(2):202-205.
- [9] 单宇,邵先杰,石磊,等.复杂断块油田提高开发效果技术研究[J].内蒙古石油化工,2010,36(22):108-111.
- [10] Joshi S D. Augmentation of well productivity using slant and horizontal wells[J].SPE 15375,1986.
- [11] 付兆辉,张卫平,陈发景,等.多分支水平井在渤海湾盆地埕岛油田的应用[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2008,30(2):346-350.

编辑 邹澍滢

欢迎广大科技人员踊跃投稿