

高渗透稀油强边水油藏开发技术政策优化

——以春光油田排2油藏为例

侯健¹,张言辉^{1,2},官汝祥³

(1.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266555; 2.中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海油田勘探开发研究院,天津 300452; 3.中海油田服务股份有限公司 油田生产事业部,天津 300450)

摘要:春光油田排2油藏具有孔隙度大、渗透率高、原油粘度低和边水能量充足的特点,该油藏无水采收率高,地层压力基本稳定,但边部油井见水后含水率上升迅速,边水推进不均匀,使得局部油井过早水淹。为此,研究了该油藏的边水运动规律。结果表明,边水推进速度与采油速度成正比,单井含水开发与等效产液量成反比。在此基础上,应用数值模拟技术,对该油藏开发技术政策进行了研究。结果表明,当单井含水率为90%时关井,可以在保证较高产油量的同时,大幅度减小累积产水量,油藏生产压差为0.3~0.4 MPa可获得较大的净现值,构造低部位井排小压差生产,高部位井排根据采油速度适当放大压差生产,可以减缓边水局部突进,提高采收率。

关键词:强边水驱 稀油 开发特点 关井时机 生产压差

中图分类号: TE34

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2012)06-0082-05

天然水驱油藏具有流量大、天然能量充足的特点,并表现出采油速度快,无水采收率和最终采收率高的特点^[1],掌握边水运动规律,充分利用活跃的边水能量,制定合适的开发技术政策是成功开发此类油藏的关键^[2-3]。影响边底水油藏开发效果的因素较为复杂,目前,从油藏工程角度对其采油速度、单井生产压差的研究较为深入^[4-8],同时有关边底水突进影响因素的敏感性分析研究也逐渐深化,严格控制采油速度抑制边水过快推进成为提高开发效果的主要措施^[9-12],但在给定的采油速度下,充分利用边水能量进行合理配产,是此类油藏经济高效开发亟需解决的问题。为此,笔者以春光油藏排2油

藏为例,在分析了开发动态特征的基础上,利用数值模拟技术,对该类油藏的合理开发技术政策进行了系统研究,提出了优化方案,以期为同类型边水活跃油藏的高效开发提供依据。

1 油藏概况

春光油田排2油藏位于准噶尔盆地西部隆起区车排子凸起东部,构造为东北向抬升的单斜构造,油藏被封闭性断层分割为东、西2块砂体(图1),储层以含砾砂岩为主,属典型进积型辫状河三角洲沉积。排2油藏地层倾角约为3°,埋深为984~1 030

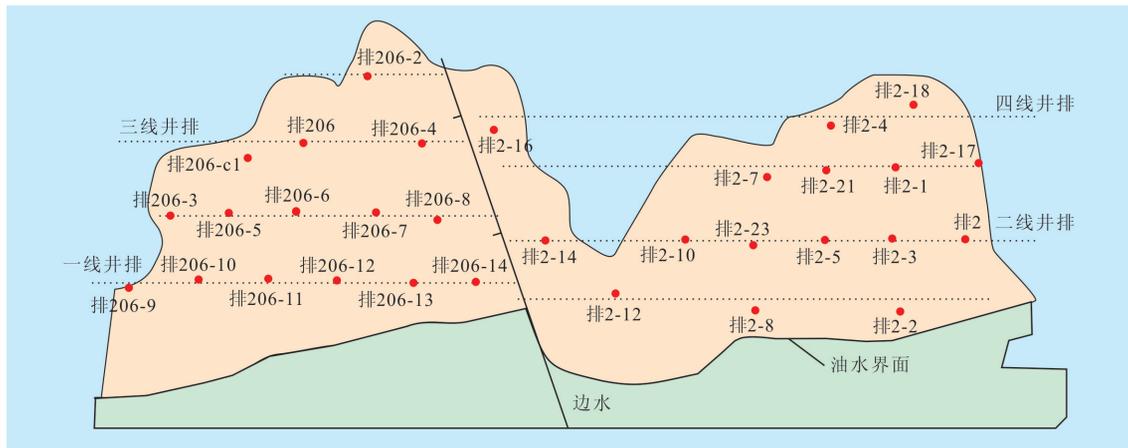


图1 春光油田排2油藏井位分布

收稿日期:2012-09-14。

作者简介:侯健,男,教授,博士生导师,从事油气田开发方面的科研与教学工作。联系电话:13954670741, E-mail:houjian@upc.edu.cn。
基金项目:国家科技重大专项“胜利油田特高含水期提高采收率技术”(2011ZX05011)。

m, 含油面积为8.4 km², 储层有效厚度为3.2 m, 渗透率为3.729 μm², 孔隙度为33.3%, 地层原油粘度为1.21 mPa·s。东、西2块砂体的石油地质储量分别为298×10⁴和196×10⁴ t, 原始油水界面的深度分别为1 034和1 029 m, 边水能量充足且活跃。

排2油藏于2005年投入开发, 由于边水能量较强, 油藏的采油速度连续5 a高于4%, 并且大部分油井仍能保持自喷。截至2010年10月, 采用排状井位部署(图1), 共有油井31口, 油藏的累积产油量为107.4×10⁴ t, 累积产水量为1.68×10⁴ t, 采出程度为21%, 综合含水率为3%。排2油藏油水端点流度比达0.985, 在强烈边水的单向多重驱替下表现出特殊的开发动态特征。

2 开采特征

油藏产能较高 根据试井资料, 计算得到排2油藏油井的平均采油指数为105.6 t/(d·MPa), 平均米采油指数为33 t/(d·MPa·m)。用2010年10月的产油量与投产前3个月产油量的平均值相比, 将油井分为产油量下降、产油量上升和产油量恒定3类, 其分别位于构造低部位(一线井排)、构造高部位(三线和四线井排)和构造中部位(二线井排), 第1类和第2类油井的产油量由初期的26 t/d分别变为11和42 t/d。构造低部位油井见水后, 井筒液柱压差增大, 导致产油量下降, 为使油藏总产油量维持在恒定水平, 构造高部位油井须通过更换大油嘴提高产油量。

边水能量异常充足 排2油藏每采出1%油藏地质储量的原油, 地层压降为0.03 MPa, 属于天然能量充足的油藏^[13], 该油藏投产后第1 a的地层压降为0.2 MPa, 占总压降的40%。这主要是因为, 在投产初期, 油藏以弹性开采为主, 压力下降较快。随着开发的进行, 边水大量侵入, 侵入速度和采油速度逐渐平衡, 油藏压力趋于稳定。

基于物质平衡原理, 计算的油藏累积水侵量与开发时间成正比, 投产一定时间后, 水侵速度趋于稳定, 为准定态水侵类型。截至2010年10月, 油藏东、西2块的累积水侵量分别为67.9×10⁴和51.8×10⁴ m³。

水区体积和水侵量的关系为

$$N_c = \frac{W_e}{C_c \Delta p} \quad (1)$$

式中: N_c 为水区体积, 10⁴ m³; W_e 为水侵量, 10⁴ m³; C_c 为水区综合压缩系数, MPa⁻¹; Δp 为油藏累积压降, MPa。

由式(1)计算得到油藏东、西2块砂体的水区体积分别为油区体积的105倍和121倍, 按砂体石油地质储量加权计算排2油藏平均水区体积为油区体积的110倍。

边水推进不均匀 见水动态资料表明, 排2井和排2-3井的见水时间比位于同一井排的排2-5井要提前8个月, 而截至2010年10月, 同一井排的其他井(排2-23、排2-10和排2-14井)还未见水, 在砂体东部存在明显的边水突进区域。为了进一步查清边水推进规律, 计算了不同开发阶段不同采油速度下的边水推进速度。结果表明, 油藏各开发阶段的采油速度与边水推进速度成正比。这主要是因为边水能量充足且与油藏连通性较好, 边水侵入量随采油速度的增大而增大。油藏边水推进不均匀, 不同油藏部位的产液量不同, 其主要原因是位于排2-3和排2-5井同一驱替方向的井较多, 且产液量大, 故该部位边水推进速度快。因此, 对边水突进的油藏部位要适当控制油井产油量。

边部油井含水率上升迅速 在排2油藏开发过程中, 对高含水井采取关井措施, 油藏综合含水率较低, 2010年10月油藏含水率仅为3%, 油藏综合含水率变化难以反映边水的运动规律。为此, 基于边部典型高含水井的生产动态分析, 研究边水的运动规律和流体的驱替特征^[14]。排2-2和排206-14井见水后含水率上升迅速(图2), 排2-2井从见水到含水率为90%时间不到1 a, 2口井见水时的累积产油量占总累积产油量的70%左右, 因此, 无水采油期是主要的开采阶段。2口井在中高含水期(含水率为50%~70%)含水率上升快, 并且与根据油藏的相对渗透率曲线计算的理论含水上率一致, 符合典型稀油藏特征。

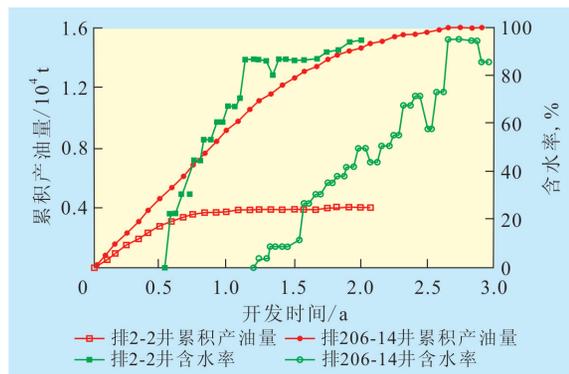


图2 典型高含水井生产动态曲线

边部油井的含水率上升规律还与油藏的地质特征紧密相关, 排2油藏生产井排受到南部边水的单向强烈驱替, 具有多重驱替效果。边部油井承受

的驱替流量大,含水率上升快,例如排2-3、排2-1和排2-18井为油藏纵向位置上的3口油井,分别位于二线、三线和四线井排,这3口井从开始见水到含水率为98%所需的时间分别为4,7和20 a。即使位于同一井排的油井的含水率上升速度也存在较大差异,例如位于二线井排的排2-3、排2-5和排2-23井,从开始见水到含水率为98%所需的时间依次为4,6.5和12 a。定义油井的等效产液量为该井产液量与其垂直于油水界面方向上构造高部位油井的产液量之和,例如排2-3井的等效产液量为该井产液量与排2-1和排2-18井产液量之和。笔者将单井见水至含水率上升到98%时所需的时间定义为含水开发时间,其与油井等效产液量成反比,即等效产液量越大,含水率上升速度越快,含水开发时间越短。

3 开发技术政策优化

随着开发的深入,边水逐步推进,油藏自喷井数逐渐减少。鉴于排2油藏的单井含水率上升特点,需要确定油井见水后的合理关井时机。为充分利用边水能量经济高效开发,须优化合理的生产压差,同时由于不同井排的含水率上升速度差异较大,需要确定合理的井排和单井配产制度。为此,利用数值模拟技术对该油藏的合理开发技术政策进行了综合优化研究。

3.1 油藏数值模拟模型的建立

考虑油藏物源及流体渗流方向,将边水推进方向设为网格 J 方向。为提高对边水推进的模拟精度,将网格步长设为10 m。准确拟合边水能量是模型历史拟合的关键^[15],考虑到断层的封闭性,模型设置了2个Fethovich类型水体,分别对应断层东块和西块砂体。基于压力监测资料,根据地层压力的保持水平和压降速度调节边水体积,同时结合边部油井的见水动态进一步确定边水侵入系数。计算得到东块和西块砂体的水区体积分别为砂体油区体积的115和135倍,油藏水区平均体积为油区体积的123倍,与油藏工程方法的计算结果相近。

3.2 关井时机优化

排2油藏构造中、低部位的油井即使关井,剩余油也会在边水的驱替作用下继续向高部位运移而被采出。因此,进行油井关井时机的优化研究,以达到在保证较高采收率的前提下减小累积产水量的目的。共设计了7个关井方案,分别在含水率为20%,40%,60%,80%,90%,95%和98%时关井,模

拟中油井保持2010年10月的产液量。模拟结果表明,油井关井时含水率越高,油藏的开井数越多,累积产油量也越大,但是随着含水率的增加,累积产水量迅速增加。统计各方案下油藏开发25 a时的累积产水量和累积产油量(图3)得知,油井关井时的含水率超过90%后,累积产油量增加不大,而含水率低于90%前关井,累积产油量则明显下降。因此,为保证累积产油量,油井关井时含水率不应低于90%。同时,当含水率高于90%后关井,油藏的累积产水量迅速增加,例如含水率为98%时关井的累积产水量约为90%时的2倍。因此,为减少累积产水量,油井关井时含水率不应高于90%。综合考虑,油井在含水率为90%时关井,不但能保证较高的累积产油量,还能大幅度降低累积产水量。

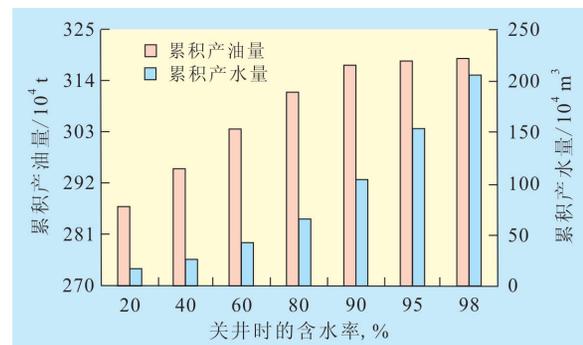


图3 不同关井时机下的累积产油量和累积产水量

3.3 油藏生产压差优化

排2油藏受到边水的强烈驱替,米采油指数较高,构造高部位自喷井仍依靠油嘴控制产油量,因此充分利用边水能量,选择合理的生产压差是实现该油藏经济高效开发的前提。

基于油藏生产压差与产液量关系,共设计了7套方案,即生产压差分别为0.2,0.3,0.4,0.5,0.7,1.0和1.5 MPa,对应的平均单井产液量为19.8~148.5 m³/d。基于平均单井产液量,综合考虑单井渗透率和有效厚度的乘积,对每口井进行合理配产。依据优化的关井时机,模拟构造中、低部位油井含水率为90%时关井、构造高部位四线井排含水率为98%时关井。结果表明,生产压差越大,最终采收率越低(图4)。这是因为生产压差越大,边水侵入速度越快,水线推进越不均匀,开发效果越差。但生产压差太小,年产油量太低,则无法实现经济高效开发。因此,优化时选取净现值作为优化的性能指标,目标函数的表达式为

$$NPV = \sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=1}^{N_p} (r_o q_{oj}^n - r_w q_{wj}^n) - \sum_{i=1}^{N_I} r_{wi} q_{wi}^n \right] (1+b)^{-t} \quad (2)$$

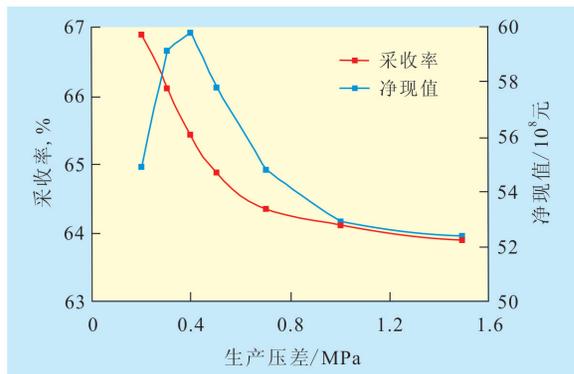


图4 不同油藏生产压差方案下的采收率和净现值

式中： NPV 为净现值，元； t 为时间段序号； n 为总时间段数； j 为油井序号； N_p 为油井总数，口； r_o 为产油量的经济因子，元/ m^3 ； q_{o_j} 为每个时间段的单井产油量， m^3 ； r_w 为产水量的成本因子，元/ m^3 ； q_{w_j} 为每个时间段的单井产水量， m^3 ； i 为注水井序号； N_i 为注水井总数，口； r_{w_i} 为注水量的成本因子，元/ m^3 ； q_{w_i} 为每个时间段的单井注水量， m^3 ； b 为目前的利息率。

假设原油的价格为 3 500 元/ m^3 (80 美元/bbl)，处理产出水的费用为 20 元/ m^3 ，利息率为 10%，由于没有注水井，故 N_i 为 0。由净现值计算结果 (图 4) 可以看出，随着生产压差的增大，净现值先增大后减小，生产压差为 0.3~0.4 MPa 时，净现值较高。因此，综合考虑开发技术和经济效益，生产压差控制为 0.3~0.4 MPa，不仅可以获得较高的净现值，而且采收率也较高。在该油藏生产压差范围内，对应的平均单井产液量为 29.7~39.6 t/d，考虑到油藏含水率较低，对应的初期采油速度为 4.5%~6.0%。

3.4 井排生产压差优化

排 2 油藏构造高、低部位油井含水率上升速度差异大，边部油井见水后，含水率上升快，为维持油藏产油量恒定，构造高部位应放大压差生产。针对该问题，在保持整体采油速度相同的前提下，进行了各生产井排配产优化，使开发效果达到最优。

基于优化的油藏生产压差，在整体采油速度为 4.5% 的条件下，设计了 4 种井排配产方案。由于一线井排在 2010 年 10 月已关井，因此主要对二线、三线 and 四线井排的配产进行优化。方案 I，各井排采用相同的生产压差，均为 0.3 MPa；方案 II，二线、三线 and 四线井排生产压差分别为 0.1, 0.4 和 0.65 MPa；方案 III，二线、三线 and 四线井排生产压差分别为 0.2, 0.2 和 0.8 MPa；方案 IV，二线、三线 and 四线井排生产压差分别为 0.2, 0.4 和 0.4 MPa。统计油藏开发 25 a

后的采出程度和累积水油比，并作为对比指标 (图 5)，各方案的累积水油比相差不太大，约为 0.3~0.4，但是方案 II 的采出程度比方案 I 提高约 3.7%。因此，当采油速度为 4.5% 时，方案 II 对应的各井排生产压差相对合理，二线、三线 and 四线井排对应的平均单井产液量分别为 9.9, 39.6 和 64.35 t/d。构造低部位井排小压差生产，水驱前缘推进较为均匀，而大压差下生产存在明显的边水局部突进现象。因此，在开发过程中应尽量控制低部位 (二线) 井排的生产压差，适当放大构造高部位的压差，以保证合理的采油速度。

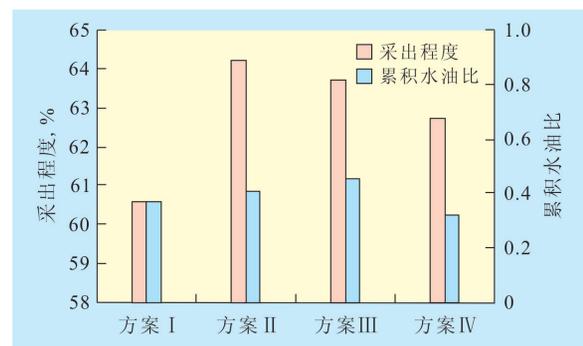


图5 不同方案下采出程度和累积水油比对比

3.5 优化方案

基于优化结果，排 2 油藏采用 4.5% 的采油速度生产，二线和三线井排的油井含水率为 90% 时关井，构造高部位四线井排生产至含水率为 98% 时关井；二线、三线 and 四线井排分别采用 0.1, 0.4 和 0.65 MPa 的压差生产。针对边水突进现象，在保持同一井排的油井总产液量不变的前提下，边水突进处的油井适当减小产液量，而水线滞后的部位油井应增大产液量。与目前的生产制度相比，采用优化后的生产制度，开发 25 a 可提高采出程度 3.7% (图 6)。

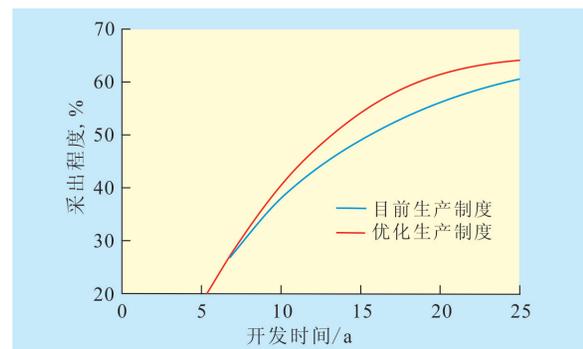


图6 优化生产制度与目前生产制度采出程度对比

4 结论

排 2 油藏属高渗透稀油强边水油藏，边水能量

异常充足且活跃,水区体积约为油区体积的110倍,开发中油藏压力下降缓慢,水侵形式为准定态水侵,边水推进速度与采油速度成正比。

排2油藏油水端点流度比接近1,驱油效率高,无水采油期是主要开采阶段。受边水单向多重驱替作用影响,构造高低部位井排含水率上升速度差异大,单井含水开发与等效产液量成反比。

利用数值模拟技术确定的优化方案为单井含水率达90%时关井,采用4.5%的采油速度,二线、三线 and 四线井排分别采用0.1, 0.4和0.65 MPa的压差生产,该方案开发25 a可提高采出程度3.7%。

对于此类强边水单向驱替油藏,选择合理的关井时机可以大幅度减小产水量。综合考虑开发技术和经济效益,选择合理采油速度是经济高效开发此类油藏的关键,同时针对不同油藏部位的油井进行合理配产是抑制边水不均匀推进的有效方法。

参考文献:

- [1] 张锐,余启泰.天然水驱砂岩油藏开发效果分析[J].石油勘探与开发,1991,18(3):46-54.
- [2] 陈国利.英台地区天然水驱油藏的开发特点及稳产技术[J].油气地质与采收率,2003,10(6):45-47.
- [3] 刘睿,姜汉桥,刘同敬,等.复杂小断块边水油藏采收率预测新方法[J].油气地质与采收率,2010,17(1):64-67.
- [4] 喻高明,凌建军,蒋明炫,等.砂岩底水油藏开采机理及开发策略[J].石油学报,1997,18(2):62-65.
- [5] Kolawole A, Wattenbarger R A, Maggard J B. Estimating water pro-

duction behavior from edge water drive in a monocline reservoir [C].SPE 114593.

- [6] 金勇,唐建东,赵娟,等.边底水油藏合理生产压差优化方法及其应用[J].石油学报,2003,24(1):69-72.
- [7] 司大志.底水油藏水平井开发优化设计[J].油气地质与采收率,2010,17(1):93-95.
- [8] 赵向宏.水驱小油藏合理采油速度、合理井网密度及布井方式研究[J].石油勘探与开发,1994,21(1):75-79.
- [9] Arslan O, Wojtanowicz A, Kumar A K, et al. Early water production and bypassed oil in edge water drive reservoirs [C]. Canadian International Petroleum Conference: 2004-269, Calgary, Alberta, Canada, 2004.
- [10] Hernandez J C. Oil bypassing by water invasion to wells: mechanisms and remediation [D]. London: Louisiana State University, 2007.
- [11] Ayeni K B. Empirical modeling and simulation of edgewater cusping and coning [D]. College Station: Texas A&M University, 2008.
- [12] Hernandez J C, Wojtanowicz A K. Prediction of bypassed oil with correlations in side-water drive reservoirs [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2006, 45(7): 16-19.
- [13] 姜汉桥,姚军,姜瑞忠.油藏工程原理与方法[M].东营:中国石油大学出版社,2006.
- [14] 张金庆,孙福街,安桂荣.水驱油田含水上升规律和递减规律研究[J].油气地质与采收率,2011,18(6):82-85.
- [15] Nishikiori N, Hayashida Y. Investigation of fluid conductive faults and modeling of complex water influx in the Khaffji oil field, Arabian Gulf [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2000, 3(5): 401-407.

编辑 常迎梅

(上接第68页)

是塔河油田采收率低的主要原因。因此,对于此类油藏不同的开发阶段,提高采收率技术应用的侧重点不同;对于不同储集空间类型的缝洞单元,采用的提高采收率技术也有所差异。在天然能量开发阶段,应整体控水压锥、提高油井平面和纵向上储量动用能力;在补充能量开发阶段,以优化注水开发为主,积极探索稠化水驱、注气技术等提高采收率方法,作为后续提高采收率的技术保证。

参考文献:

- [1] 焦方正,窦之林,等.塔河碳酸盐岩缝洞型油藏开发研究与实践[M].北京:石油工业出版社,2008.
- [2] 焦方正,翟晓先,等.海相碳酸盐岩非常规大油气田——塔河油田勘探研究与实践[M].北京:石油工业出版社,2008.
- [3] 柏松章,等.碳酸盐岩潜山油田开发[M].北京:石油工业出版社,1996:5.

- [4] 柏松章,唐飞.裂缝性潜山基岩油藏开发模式[M].北京:石油工业出版社,1997:1.
- [5] 李培廉,张希明,陈志海.塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏开发[M].北京:石油工业出版社,2003:6.
- [6] 鲁新便.塔里木盆地塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地质研究中的若干问题[J].石油实验地质,2003,25(5):508-512.
- [7] 江夏,张焯.塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏深度改造技术研究与应[J].油气地质与采收率,2010,17(6):107-111.
- [8] 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):17-23.
- [9] 王嗣敏,吕修祥.塔中地区奥陶系碳酸盐岩储层特征及其油气意义[J].西安石油大学学报:自然科学版,2004,19(4):72-77.
- [10] 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):97-101.
- [11] 刘文斌.塔河油田四区奥陶系油藏定容性储渗体注水替油技术[J].钻采工艺,2007,30(5):30-32.

编辑 经雅丽