

文章编号:0253-9985(2011)06-0940-06

塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏堵水效果地质影响因素

荣元帅,高艳霞,李新华

(中国石化西北油田分公司勘探开发研究院,新疆乌鲁木齐830011)

摘要:塔河油田主力油藏是受多期岩溶作用叠加改造、多期油气充注形成的碳酸盐岩缝洞型油藏,储集体非均质性极强,油水关系复杂,堵水效果整体较差。通过对塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏堵水效果地质影响因素分析后认为,油井储集体类型和油水分布模式是影响堵水效果最关键的地质因素。由于大型溶洞特别是高角度裂缝的存在,碳酸盐岩缝洞型油藏剩余油分布复杂,且分别易造成工艺上封堵难度大和堵死的现象,堵水效果较差。而裂缝-孔洞型储集体类似砂岩油藏,储层呈“似均质”状,堵水效果相对较好。与储集体类型相对应的似均质型油水关系模式以及表现出来的缓升型、台阶式上升型的含水率上升类型的油井,堵水效果好;同时致密段的存在提高了堵水效果。

关键词:稳油控水;影响因素;堵水效果;缝洞型油藏;塔河油田

中图分类号:TE358

文献标识码:A

Geological factors influencing water shutoff effects of fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe oilfield

Rong Yuanshuai, Gao Yanxia, Li Xinhua

(Exploration and Development Research Institute, SINOPEC Northwest Oilfield Branch, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: The major reservoirs of Tahe oilfield consist of fractured-vuggy carbonates which underwent multiple stages of karstification and hydrocarbon charging. These reservoirs are of strong heterogeneity, complex oil-water contact and poor water shutoff effect. This study indicates that reservoir types and oil-water distribution patterns are the two key geological factors affecting water shutoff. The remaining oil distribution of the carbonate reservoirs of fractured-vuggy type is quite complicated due to the existence of big solution cavities, especially the high-angle fractures. The big solution cavities can make plugging water difficult, while the high-angle fractures can easily result in complete shutoff, leading to poor shutoff effects. The fracture-vuggy reservoirs show quasi-homogeneity similar to sandstone reservoirs, thus their water shutoff effects are fair. Oil-water relationship pattern of quasi-homogeneous type corresponding to the reservoir types and wells with slowly-increasing or step-wise increasing water cuts have better water shutoff effects. Moreover, the existence of tight sections also can improve the water shutoff effects.

Key words: oil production stabilization through water cut controlling, geological factor, water shutoff effect, fractured-vuggy reservoir, Tahe oilfield

塔河油田位于新疆维吾尔自治区库车县和轮台县境内,其主力油藏为奥陶系碳酸盐岩油藏,是迄今为止我国已发现的最大的碳酸盐岩油气

藏^[1-2]。塔河油田自开发13年来,在堵水技术方面有了一定的进展^[3-8],但由于碳酸盐岩缝洞型油藏极强的非均质性^[9]和油水关系以及油水运动机

收稿日期:2011-09-15;修订日期:2011-11-07。

第一作者简介:荣元帅(1978—),男,工程师,油藏开发。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05049-004)。

理的复杂性,堵水效果远不及砂岩油藏及碳酸盐岩缝洞型油藏的其他主要措施。截至2010年6月,塔河油田共实施堵水措施107井次,有效67井次,有效率62.6%,累计增油 27.26×10^4 t。单井堵水有效期为4~1 854 d,平均295.6 d,单井增油11~37 055 t,平均4 069 t。塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏堵水效果整体较低,油井堵水差异大。

目前碳酸盐岩油藏堵水技术取得较好的进展^[4,8],但是堵水效果在地质方面的认识还未取得突破。本文在系统分析前期塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏堵水效果的基础之上,对油井堵水效果的地质影响因素作了进一步的探讨,为后期堵水选井选层及提高堵水效果提供重要的参考。

1 地质概况

塔河油田奥陶系油藏位于塔里木盆地北部沙雅隆起阿克库勒凸起西南部。阿克库勒凸起是塔里木盆地北部沙雅隆起中南部的一个正向三级构造单元,西邻哈拉哈塘凹陷,北依雅克拉断凸,东靠草湖凹陷,南接顺托果勒隆起及满加尔坳陷。塔河油田奥陶系油藏是既不同于中东地区裂缝型碳酸盐岩油藏,也不同于中国东部典型的裂缝性碳酸盐岩油藏^[10],更不同于常规孔隙性砂岩油藏。该油藏是在震旦系变质岩基底上发育起来的海相沉积油藏,埋深为5 300~7 000 m,是世界上少有的大型超深海相碳酸盐岩岩溶缝洞型油藏。先后经历了加里东中期、海西期、印支期—燕山期及喜马拉雅期等多期构造运动,并经历了多期岩溶作用的强烈叠加改造,及多期充注运聚成藏、改造与调整保存的过程。油藏储集体以构造变形产生的构造裂缝与岩溶作用形成的溶蚀孔、洞为主,其中大型洞穴是最主要的储集空间,裂缝既是储集空间,也是连通通道。储集类型按组合关系划分为裂缝型、裂缝-孔洞型和溶洞型3种类型,其中

溶洞型储集性能最好,裂缝型发育最普遍^[11-16]。塔河油田奥陶系油藏流体性质变化较大。轻质油密度为 0.82 g/cm^3 ,重质油密度大于 1.00 g/cm^3 ;平面上北东部轻。如塔河油田3区奥陶系油藏存在凝析气顶,往西逐渐变重变稠,南西区偏稀偏轻。地层水总矿化度为 $22 \times 10^4 \text{ mg/L}$,水型为 CaCl_2 型。塔河油田属于正常的温度、压力系统。

2 地质影响因素

2.1 储集体类型

塔河油田的储集体类型多样,主要有溶洞型、裂缝-孔洞型、裂缝型3类。溶洞型储集体一般指规模较大的洞穴系统($>100 \text{ mm}$),而非规定义的小型溶洞($2 \sim 100 \text{ mm}$)。裂缝-孔洞型储集体是指裂缝与小型溶洞及孔洞组合而成的储集体类型。从油井储集类型与堵水效果分析(表1),裂缝-孔洞型储集体堵水效果最好,平均有效期长达389 d,平均单井增油高达5 715 t,累计增油量占全油田堵水累计增油量的62.9%。其次为裂缝型储集体,措施有效率为60.9%,平均有效期和单井平均增油明显低于其他储集层,累计增油仅占全油田堵水累计增油的7.3%。溶洞型储集体有效率最低,为57.5%,但其平均单井增油3 532 t,累增油占29.8%。

溶洞型储集体的油井在钻井过程中发生放空漏失,在生产过程中除了由于油水粘度差异形成小幅的水锥外,其油水界面主要呈整体水平抬升,当油水界面到达井底溶洞溢出口顶端后,溶洞顶部的剩余油很难采出。而且在工艺上,溶洞型储集体的油井易出现漏失,一般很难封堵成功。溶洞型储集体堵水效果较好的井,一般是溶洞规模较小或者机械封堵溶洞后对溶洞上部有其他储集体的潜力段生产的油井(如TK432和T402井)。

表1 塔河油田不同储集体类型油井的堵水效果

Table 1 Water shutoff effects of oil wells with different reservoir types in Tahe oilfield

储集体类型	措施井/井次	有效井/井次	有效率, %	平均有效期/d	累计增油/t	单井平均增油/t
溶洞型	40	23	57.5	326	8.125 2	3 532
裂缝-孔洞型	44	30	68.2	389	17.146 4	5 715
裂缝型	23	14	60.9	139	2.0	1 421

裂缝-孔洞型储集体的油井的内部通过小型溶洞、溶蚀孔洞或网状裂缝相互连通,横向或纵上储集为“似均质”状,类似于砂岩油藏储层,水体主要呈“山峰”状锥进,堵水后易形成有效隔板,且该类储集体有利于堵剂的驻留和剩余油潜力的释放,堵水效果较好。塔河油田 2 区奥陶系油藏南部井区总体是裂缝-孔洞型储集体,所以该区堵水效果整体较好。如裂缝-孔洞型储层 TK225, TK216 和 TK214 等井的堵水效果都较好,累计增油量都在 9 000 t 以上,而且 TK225 井堵水增油量达到 3.7×10^4 t。

裂缝型储集体主要通过比较少的裂缝与下部水体沟通,水体主要呈线型锥进,水的通道即是油的通道,裂缝容易堵死,出现供液不足现象。另外,由于裂缝型储集体规模有限,油井产能相对较低,增油量整体较少。如 TK824 井堵水有效期仅 24 d,增油仅 262 t,经济效益差。

分析表明,储集体的类型直接影响了水进形态,且对封堵效果至关重要,是影响堵水效果的关键因素之一。整体上,裂缝-孔洞型储集体是堵水最有利的储集体。

2.2 致密段发育状况

由于岩溶作用的选择性和油藏的非均质性,油藏在纵向上各储集体之间常发育一定厚度的致密段和致密夹层。致密段的作用与碎屑岩储层中的泥岩夹层相似,它对底水有一定的遮挡作用,从而一定程度上延缓了含水率的上升。有致密段的油井产液剖面呈分段上油下水型特征。该类型的产液剖面显示油水分段性明显,下部产层段主

要产水,上部产层段主要产油,由于存在致密段或夹层对储集体的分隔,通过封堵下部出水层段,生产上部主产油段,堵水效果一般较为明显。而无致密段的油井含水整体上升较快,堵水效果较有致密段的油井差。从致密段发育状况与堵水效果分析(表 2),全区 63 口井在堵水井段塞面下识别出致密段,44 口无致密段。有致密段的井堵水有效率 71.4%,平均有效期为 365 d,单井平均增油 3 659 t;而无致密段的井堵水有效率 52.3%,平均有效期 296 d,单井平均增油 4 852 t。有致密段油井累计增油 16.10×10^4 t,占 59.1%,而无致密段的井累计增油 11.16%,占 40.9%。

从统计分析看,有致密段的井堵水有效率高,但平均单井增油和有效期短,这与储集体类型有关。对于裂缝-孔洞型储集体的井,整体致密段影响堵水效果相对较小。无致密段的井中,裂缝-孔洞型储集体的井由于堵水效果较好,平均有效期 591 d,平均增油量 8 719 t,使无致密段的井统计效果整体较好。如 TK225 井储集体类型为裂缝-孔洞型,2004 年 5 月实施化学堵水措施,堵水井段塞面下无致密段,堵水效果好,有效期达 1 564 d,累计增油 3.71×10^4 t。

从溶洞型储集体和裂缝型储集体分析,有致密段的井堵水有效率为 74.2%,无致密段堵水有效率为 52.3%。有致密段的井堵水后无致密段的井堵水后平均单井有效期多 80 d,平均单井增油多 89 t。因此,认为有致密段的井的堵水效果较好(表 3)。

根据致密段厚度与堵水效果的关系统计分析表明(表 4),致密段越厚,堵水效果越明显。厚

表 2 塔河油田不同致密段发育状况油井堵水效果统计

Table 2 Water shutoff effects of oil wells with different tight sections in Tahe oilfield

致密段发育状况	措施井/井次	有效井/井次	有效率, %	平均有效期/d	累计增油/(10^4 t)	单井平均增油/t
有致密段	63	44	71.4	365	16.10	3 659
无致密段	44	23	52.3	296	11.16	4 852

表 3 塔河油田溶洞型和裂缝型储集体致密段发育状况与堵水效果

Table 3 Tight section development and water shutoff effects of fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe oilfield

致密段发育状况	措施井/井次	有效井/井次	有效率, %	平均有效期/d	累计增油/(10^4 t)	单井平均增油/t
有致密段	31	23	74.2	284	6.80	2 958
无致密段	44	23	52.3	204	3.31	2 068

表4 塔河油田不同致密段厚度油井堵水效果统计

Table 4 Comparison of water shutoff effects of oil wells with different thickness of tight sections in Tahe oilfield

致密段厚度/m	措施井次/井	有效井次/井	有效率, %	平均有效期/d	累计增油/(10 ⁴ t)	单井平均增油/t
≥10	36	24	66.7	377	10.85	4 520.8
<10	27	17	63.0	260	5.25	3 088.2

度小于10 m的井堵水平均有效期为260 d,单井平均增油量3 088.2 t;厚度大于10 m井平均有效期为377 d,平均单井增油4 520.8 t。如S66井和TK7-451井同为裂缝型储层,S66井致密段厚度20 m,堵水有效期336 d,累计增油3 774 t,堵水效果明显;TK7-451井有8 m的致密段,堵水有效期仅为40 d,累计增油323 t。

2.3 油水分布关系

根据油井的地震反射特征和钻录井资料,认为碳酸盐岩缝洞型油藏简化的油水分布模式主要有同洞型、似均质型、暗河沟通型和断裂沟通型4种(图1)。该油水分布模式只考虑单个储集体向油井供液,且储集体类型相对单一。同洞型、暗河沟通型储集体主要为溶洞型储集体,而似均质型的储集体为裂缝-孔洞型或较发育网状裂缝型储集体,断裂沟通型的储集体可为各类储集体。同时,油水互存状态整体上考虑上油下水格局。

同洞型的储集体为相对孤立的缝洞体,与周围几乎没有物质交换,油水在同一个缝洞体内呈上油下水分布。储集体下部水体能量有限,主要依靠弹性生产。随着生产的进行,油井产液量逐渐下降,水体能量较弱,一般含水呈波动型,不会高含水(如T751井)。这种类型油水分布模式水体能量不强,油井生产主要是供液问题,不需进行堵水。

似均质型的储集体为裂缝-孔洞型储集体或较发育网状裂缝型储集体,储集体通过小型溶洞、溶蚀孔洞或网状裂缝相互连通、储层横向或纵向上相对较均质,且连通性较好,油、水分布类似于常规碎屑岩的上油下水的分布模式,且存在明显的油、水界。如果油井直接钻遇油、水界面以下,则全井段酸压投产后油、水同出,油层和水层相互作用后含水率呈波动型(TK434井),产出剖面显示上部产油下部产水,封堵下部水体则效果明显。

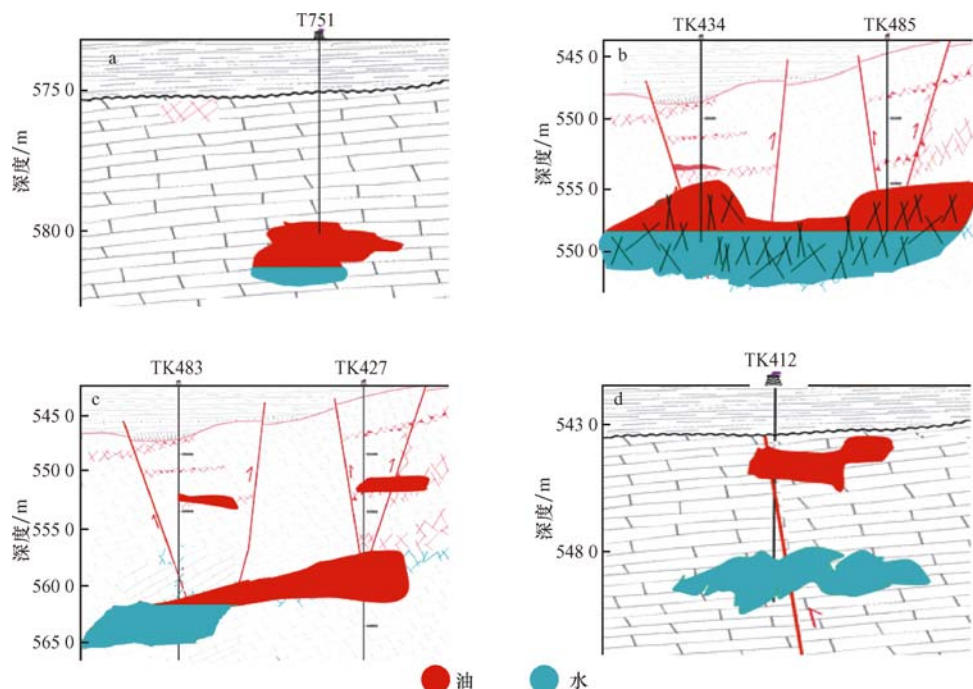


图1 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏油水分布模式

Fig. 1 Distribution of oil-water contact of fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe oilfield

a. 同洞型; b. 似均质型; c. 暗河沟通型; d. 断裂沟通型

表 5 塔河油田含水率上升类型与堵水效果的关系

Table 5 Relationship between types of water cut rising and water shutoff effects in Tahe oilfield

含水率上升类型	措施井/井次	有效井/井次	有效率, %	平均有效期/d	累计增油/(10 ⁴ t)	单井平均增油/t
缓升	17	14	82.4	390	7.56	5 403
台阶	20	18	90.0	399	10.00	5 555
波动	8	7	87.5	220	2.89	4 131
快速	42	24	57.1	230	6.65	2 770
暴性水淹	20	4	20.0	25	0.16	389

如 TK434 井前期主要封堵下部水层,增油 1.07×10^4 。如果油井产层在油水界面以上,生产过程中逐渐形成“山峰状”水锥,产液剖面显示产液为连续分布,由下向上含水率逐渐降低,油井含水率主要呈缓慢上升型(TK485)或台阶式上升型(T401井),如上述储集体影响分析,整体堵水效果较好。

暗河沟通型的储集体为深部大型溶洞型暗河,暗河低部位为水,高部位为油。完钻井下部放空漏失直接测试为水层、含油水层(TK483井)或纯油层(TK427)。暗河高部位投产的纯油井,随着油的产出,暗河低部位油水界面不断抬升,水驱油几乎是以活塞方式推进,当油水界面抬升自生产井底后,油井含水率快速上升或出现暴性水淹(TK427井)。这种以溶洞型储集的井,在溶洞段基本无潜力,堵水效果很差,且施工封堵困难。

断裂沟通型的储集体可为各类储集体,上部为油层,油层与下部水层通过较大的断裂沟通,且断裂直接延伸至井底附近。随着生产的进行,油井周围地层压力减小,下部水层沿着断裂在一定压差下迅速窜入井底周围或井底,水锥形态呈线型特征。因此,其产液剖面显示产液层段相对较短(一般小于 10 m),产液段油水同出,含水较高,油水产出没有明显的分段性,油和水通道相同。根据断裂离井底的远近,含水率上升速度不同,断裂直接连通井底,则为暴性水淹型(TK412井),离井底有一定距离,则为快速上升型(TK408井)。该类型水体主要呈线型窜进,由于油水同通路,堵水易把产液段封堵死,堵水效果一般较差。

根据分析表明,油水分布模式在一定程度上表征了不同储集体类型下油水连通关系以及水体上升的方式和形态,这是堵水效果的最关键因素之一。“似均质”的油水关系模式的油井堵水效果最好。

油井含水率上升类型为油水分布模式的外在表现。碳酸盐岩缝洞型油藏含水率上升类型主要

有缓升型、台阶式上升型,快速上升型、暴性水淹型以及波动型^[17-18]。整体上,似均质油水分布模式的含水变化类型多为缓升型和台阶式上升型以及波动型。断裂沟通型、暗河沟通型的油水分布模式多为含水率快速上升型和暴性水淹型。因此,从现场堵水效果统计表明,反映似均质型油水分布模式的缓升型、台阶型以及波动型含水率上升类型的井堵水效果明显好于反映断裂沟通型和暗河沟通型的油水分布模式的快速上升型及暴性水淹型的井。缓升型、台阶式上升和波动型堵水有效率在 82%以上,单井平均增油均大于 4 131 t,尤其是含水缓升型和台阶式上升型,平均有效期大于 390 d,单井平均增油 5 400 t(表 4)。而含水快速上升和暴性水淹型堵水效果较差,快速上升型有效率仅 57.1%,有效期 230 d,平均单井增油 2 770 t,暴性水淹井堵水有效率仅 20%,平均有效期不足 1 个月,单井平均增油 389 t。

3 结论及建议

1) 储集体类型与油水分布模式是影响碳酸盐岩缝洞型油藏堵水效果最关键的地质因素。

2) 裂缝-孔洞型储集体、似均质型油水分布模式及其表现出的含水缓慢上升、台阶式上升的油井堵水效果好;致密段的存在能提高油井堵水效果。

3) 由于碳酸盐岩缝洞型油藏复杂性,制约着对堵水影响因素的分析。需要后期进一步深化油藏地质认识,特别是缝洞连通状况以及油水关系的认识,总结堵水成功与失败的原因,提高堵水效果。

4) 加强堵水工艺技术研究,研制和优选堵剂,优化堵水施工参数,在工艺上进一步提高堵水效率。特别是对短井段油水同出的油井堵水方面,希望能有工艺的突破。

参 考 文 献

- [1] 焦方正.塔河油气田开发研究文集[M].北京:石油工业出版社,2006:80-101.
Jiao Fangzheng. The collection of studies of development research on oil & gas of Tahe oilfield [M]. Beijing:petroleum industry Press,2006:80-101.
- [2] 张抗.塔河油田的发现及其地质意义[J].石油与天然气地质,1999,20(2):120-124.
Zhang Kang. The finding and significance of Tahe oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 1999, 20(2):120-124.
- [3] 谭承军,朱伟,马旭杰.塔河碳酸盐岩缝洞型油藏堵水效果评价方法初探[J].新疆石油地质,2004,22(1):99-102.
Tan chenjün,Ju wei, Ma xujie. The analysis on estimate ways of water plugging effects of fracture and vug carbonate reservoir in the Tahe oil field [J]. Xinjiang Petroleum Geology,2004,22(1):99-102
- [4] 王建云.塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏堵水工艺技术浅谈[J].新疆石油天然气,2005,1(2):73-79.
Wang jianyun. Proble into pluggin techniques of ordovician carbonate oil reservoir in Tahe oil field [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2005,1(2):73-79.
- [5] 周立果,李旭华.碳酸盐岩岩溶缝洞型油藏驱油及堵水机理探讨[J].油气井测试,2005,14(1):17-19.
Zhou Liguó, Li Xuehua. Discuss for oil displacement mechanism in carbonatite karst gap reservoir and water plugging [J]. Well Testing,2005,14(1):17-19.
- [6] 朱怀江,龙秋莲.改性栲胶在缝洞型碳酸盐岩油藏中的堵水实验研究[J].石油学报,2009,30(4):564-569.
Zhu huaijiang, Long qiulian. Experimental study on water shut-off of sulfonated larch tannin extract to aqueous layer in the fracture-cavity karst reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica,2009,30(4):564-569.
- [7] 李宗宇.塔河奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏开发对策探讨[J].石油与天然气地质,2007,28(6):856-862.
Li Zongyu. A discussion on development strategies for the Ordovician fractured-vuggy carbonate rock reservoirs in Tahe oilfield [J]. Oil & Gas Geology ,2007,28(6):856-862.
- [8] 赵普春.塔河碳酸盐岩缝洞型油藏挤水泥堵水矿场试验[J].中外能源,2010,15(1):50-55.
Zhao puchun. Cement squeeze for water plugging in fractured-vuggy carbonate reservoir of Tahe oilfield[J]. Sino-Global Energy,2010,15(1):50-55.
- [9] 漆立新,云露.塔河油田奥陶系碳酸盐岩岩溶发育特征与主控因素[J].石油与天然气地质,2010,31(1):1-12.
Qi Lixin, Yun Lu. Development characteristics and main controlling factors of the Ordovician carbonate karst in Tahe oilfield [J]. Oil & Gas Geology,2010,31(1):1-12.
- [10] 柏松章.碳酸盐岩潜山油田开发[M].北京:石油工业出版社,1996:1-120.
Bai Songzhang. The development of carbonate buried hill reservoir. [M] Beijing:petroleum industry Press,1996:1-120.
- [11] 翟晓先,云露.塔里木盆地塔河大型油田地质特征及勘探思路回[J].石油与天然气地质,2008,29(5):565-573.
Zhai Xiaoxian Yun Lu. Geology of giant Tahe oilfield and a review of exploration thinking in the Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology,2008,29(5):565-573.
- [12] 张希明,杨坚,杨秋来,等.塔河缝洞型碳酸盐岩油藏描述及储量评估技术[J].石油学报,2004,25(1):13-18.
Zhang Ximin, Yang Jian, Yang Qiulian ect. Reservoir description and reserves estimation technique for fracture-cave type carbonate reservoir in Tahe Oilfield. [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004,25(1):13-18.
- [13] 肖玉茹,何峰煜.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):75-86.
Xiao Yuru Hefengyi. Reservoir characteristics of paleocave carbonates—a case study of Ordovician paleocave in Tahe oilfield Tarim basin [J], Oil & Gas Geology,2003,24(1):75-86.
- [14] 林忠民.塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层特征及成藏条件[J].石油学报,2002,23(3):23-26.
Lin Zhongming. Carbonate rock reservoir features and oil-gas accumulating conditions in the Ordovician of Tahe oilfield in northern tarim basin [J]. Aeta Petrolei Sinica,2002,23(3):23-26.
- [15] 鲁新便.岩溶缝洞型碳酸盐岩储集层的非均质性[J].新疆石油地质,2003,24(4):360-362.
Lu Xinbian. Heterogeneity of karst-vuggy carbonate reservoir rocks [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2003,24(4):360-362.
- [16] 鲁新便,蔡忠贤.缝洞型碳酸盐岩油藏古溶洞系统与油气开发——以塔河碳酸盐岩溶洞型油藏为例[J].石油与天然气地质,2010,31(1):22-27.
Lu Xinbian, Cai Zhongxian. A study of the paleo-cavern system in fractured-vuggy carbonate reservoirs and oil/gas development—taking the reservoirs in Tahe oilfield as an example [J]. Oil & Gas Geology,2010,31(1):22-27.
- [17] 陈志海,郎兆新.缝洞性碳酸盐岩油藏储渗模式及其开采特征[J].石油勘探与开发,2005,32(3):101-105.
Chen Zhiha, i Lang Zhaoxin. Storage-percolation modes and production performance of the karst reservoirs in Tahe oilfield [J]. Petroleum Exploration & Development, 2005, 32(3):101-105
- [18] 刘莉莉,陈小凡,崔力公.塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏含水变化主要影响因素分析[J].新疆石油天然气,2008,4(1):43-44.
Liu Lili, Chen Xiaofan, Cui Ligong. Main influence factor on water bearing analysis of fracture-karst caved carbonate reservoir of Tahe oil field [J]. Xinjiang Oil & Gas,2008,4(1):43-44.

(编辑 高岩)