

塔河油田 X 区奥陶系油藏差异化治理对策

张莉^{1,2}, 王佳乐^{1,2}, 犹佳雨^{1,2}, 张莹^{1,2}, 王喜林^{1,2}, 高慧^{1,2}, 甘丽丽^{1,2}

(1. 中国石化西北油田分公司采油一厂, 新疆轮台 841604; 2. 中国石化西北石油局, 乌鲁木齐 830011)

摘要:塔河 X 区位于塔河油田东北部构造高点, 奥陶系风化顶面呈北高南低形态, 区块残丘较发育, 储集体以裂缝—溶洞型储层为主, 区块整体连通性相对较差, 各区域动态开发特征存在一定差异性。中西部油井储集体较发育, 油气富集; 西部存在底水锥进风险, 稳产难度大; 中部油井能量不足, 采出程度低; 东南部区域构造位置相对较低, 油层厚度薄, 含水上升速度快, 控水治水效果不明显。针对差异化特征, 结合动静态分析, 提出相应的控制合理采速、注水替油、单元注水、单井和小单元注气治理对策, 进一步深化奥陶系油藏开发认识, 在一定程度上提高区块产能、减缓递减, 同时对后期扩大产能建设规模、提高储量动用有一定的借鉴意义。

关键词:碳酸盐岩缝洞型油藏; 差异化; 塔河 X 区; 塔河油田

中图分类号: TE357.6

文献标识码: A

Differential countermeasures for Ordovician reservoirs in X area, Tahe oil field

Zhang Li^{1,2}, Wang Jiale^{1,2}, You Jiayu^{1,2}, Zhang Ying^{1,2}, Wang Xilin^{1,2}, Gao Hui^{1,2}, Gan Lili^{1,2}

(1. No.1 Oil Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841604, China;

2. Northwest Petroleum Bureau, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: The X area is located in the northeastern structural high of the Tahe oil field. The surface of Ordovician weathering crust is lower in the south and higher in the north. Monadnocks are well developed in the study area. Fractures and caves work as the main reservoirs. Due to poor connectivity, the dynamic characteristics of hydrocarbon exploration vary among areas. The central and western parts, with well-developed reservoirs, are abundant in hydrocarbon. The western part faces a risk of bottom water coning, hence is difficult to stabilize crude output. Wells in the central part have poor formation energy, and show a low recovery rate. The southeastern area has a relatively lower tectonic location and thin hydrocarbon layer, is featured by fast water-cut rising and poor water control effect. For differential characteristics, based on dynamic and static analyses, this study presents some corresponding countermeasures, such as reasonable mining speed control, injecting water to replace oil, water injection unit, single and unit well gas injection. Besides, this study deepens the knowledge on Ordovician reservoir exploitation, improve area productivity to a certain extent, and slows down oil production decline. Furthermore, this study provides a guidance and reference significance to expand productivity construction and improve producing reserve.

Key words: carbonate fractured-vuggy reservoir; differential; Tahe X area; Tahe oil field

1 油藏地质特征

1.1 地理位置

塔河油田 X 区隶属新疆维吾尔自治区轮台县境内, 区块中心位置东经 84°02′、北纬 41°21′。区块位于塔河油田的东北方向, 工区面积 57 km², 探明地质储量 3 091×10⁴ t。

1.2 地质特征

塔河 X 区位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起轴部构造的东南斜坡区, 塔河油田主体区

的东北部。奥陶系风化顶面呈由南向北抬升的斜坡形态, 北部顶面产状较为平缓, 中部较陡, 南部、尤其东南部为深沟, 与三区隔沟相望。中下奥陶统风化壳顶面呈现北高南低的地貌形态, 全区沟壑相间、岩溶残丘发育^[1], 共有 16 个规模不等的局部残丘。

X 区储集体主要是海西早期岩溶改造后以裂缝—溶洞型为主的中—下奥陶统鹰山组地层。实钻资料显示 X 区有效的缝洞体集中分布在 T₄ 面以下 0~60 m 范围内, 总体含油高度较小(平均 48 m), 主要集中在残丘的顶部或翼部。在平面上西部和

中部油井主要发育裂缝—溶洞型和溶洞型储集体,而东部主要以裂缝型储集体为主。

X 区古风化壳顶面表现为南北向的风化山脊和溶蚀冲沟相间分布,地表水系极为发育,各干流河自北向南河道规模变大,溶蚀沟谷加深。除地表明河外,还存在地下岩溶暗河系统,形成由地表水系和地下暗河组成的具有双层喀斯特溶蚀特征的二元结构,但 X 区暗河系统破坏严重,呈段塞式分布^[1-2],连通性差,前期生产动态间未见明显响应。

根据动静态资料结合分析,X 区共划分为 17 个缝洞单元(包含 3 个单井单元)。单元地质储量富集区域主要集中在中部和西部。结合储集体发育特征及后期生产特征,中西部油井储集体发育,油气富集,累产高;东南部构造位置较低,油层薄,产能相对较差。

2 油藏开发特征

2.1 开发现状

X 区 1998—2015 年主要经历了勘探、油藏评价、产能建设 3 个阶段,目前处于产能建设阶段。区块探明地质储量 $3\ 091 \times 10^4$ t,动用储量 $1\ 372 \times 10^4$ t,可采储量 127×10^4 t,采收率 9.3%,截至 2015 年 8 月,累计产油 50.8×10^4 t,采出程度 3.7%,折年自然递减 -7.49%,综合递减 -12.82%。目前该区块有生产井 42 口(其中自喷井 7 口),8 月日产液水平 388 t,日产油水平 202 t,综合含水 47.9%。

2.2 油藏开发特征

结合动静态资料,本次研究主要分为 3 个区域:西部区域主要包括 X-09、X-13 和 X-03 共 3 个缝洞单元;中部区域主要包括 X-08、X-23、X-02、X-04 和 X-10 共 5 个缝洞单元;东南部区域主要包括 X-22、X-15、X-61、X-62、X-90、X-73、X-14、X-19 和 X-18 共 9 个缝洞单元。以“整体把控,分区研究,差异治理”的思路,从钻完井资料入手,再到生产动态分析,同时结合地质认识,总结出不同区域的特征,采取针对性的治理措施,为油藏下步开发提供指导性建议。

2.2.1 西部、中部区域油井累产较高,但西部底水锥进风险大

目前 X 区奥陶系生产井 41 口,平均单井累产 10 662 t,累产大于 2×10^4 t 油井 6 口,仅占全井数的 14.5%,X-09 井累产最高 5.3×10^4 t,区块整体属中—低产能区。但受构造位置、储集体发育等影响,西部和中部构造带油柱高度相对较大,油井累产相对较高,东南部构造低洼区油井累产较低。

西部大型残丘区域储集体发育,油气富集程度高,平均单井累产 1.35×10^4 t。X-09 缝洞单元 X-26 井见水(30%),其余均无水,但存在底水锥进风险。位于北部泥岩盖层缺失区的油井产能低,如 X-03 井投产即高含水。X-13 单元井构造位置相对较低,目前除 X-35 井无水自喷,其余井均高含水,底水能量强,递减风险大。

中部区域投产井以中产井为主,平均单井累产 1.11×10^4 t。该区域残丘总体上为连续的中低幅残丘,断裂密度大,中低幅残丘油气较富集,因此产能较高。该区域生产过程中主要表现出能量不足,剩余油挖潜空间较大。

东南部区域构造位置相对较低,底水能量强,平均单井累产 0.87×10^4 t。区域内冲沟发育,南部岩溶汇水区水体发育,油井见水快,如 X-19 井暴性水淹、X-14 井投产即见水。但东部南北向深断裂上东西向展布的残丘上的部署井,投产效果较好,如 X-34 井无水自喷,日产油 24.5 t,累产 1.5×10^4 t,X-18 井无水自喷 591 d,累产 1.5×10^4 t。

2.2.2 油藏天然能量相对较强,但平面上存在一定差异,中部能量不足

X 区原始地层压力为 59.7 MPa,压力系数为 1.12,属常压系统。区块整体天然能量较强,但开发动态显示平面上有一定差异,中部能量不足。中部区域油井 X-08、X-23、X-24、X-27、X-10 和 X-02 等井均表现出明显定容特征。该区域内 X-10 井 2011 年 8 月 8 日静压测试 40.8 MPa(5 397.25 m),X-24 井 2012 年 9 月 3 日静压测试 35.63 MPa(5 346 m),X-08 井 2013 年 5 月 18 日静压测试 37.79 MPa(5 385 m),与原始地层压力相差较大。区块目前平均泵挂 2 793 m,平均动液面 1 165 m。其中,西部平均泵挂 2 545 m,动液面 967 m;东南部平均泵挂 2 347 m,动液面 616 m;而中部平均泵挂 2 891 m,动液面 1 441 m,供液较差。能量不足导致区域油井生产表现出供液不足,但含水较低,剩余油潜力较大。

2.2.3 东南部水体能量强,含水快速上升,堵水治理效果不明显

X 区奥陶系油井油柱高度小,无水采油期短,平均单井无水采油期 252 d,无水采油量 6 087 t。西部区域平均无水采油期 376 d;中部区域平均无水采油期 301 d;而东南部水体能量相对较强,构造位置低,平均无水采油期仅 168 d。该区域油井储集体主要以裂缝型储集体为主,油井含水上类型多为快速上升(X-62 井无水投产,118 d 含水快速上升至 80%;X-19 井投产 3 d 暴行水淹;X-14 井投产含水 50%,2 个月

表 1 塔河 X 区奥陶系油藏卡堵水油井数据统计

Table 1 Statistics of water shutoff wells in Ordovician reservoirs, Tahe X area

井号	储集体类型	完井方式	堵水前井段/m	堵水后井段/m	堵水是否有效	有效期/d	累计增油/t
X-13	溶洞型	常规完井	0~128	0~35	是	360	679
X-14	裂缝型	酸压完井	0~49.5	0~19.5	是	24	113
X-17	裂缝型	酸压完井	0~61.5	0~16.5	是	51	197
X-19	裂缝—溶洞型	酸压完井	0~32	0~11.34	否		
X-21	裂缝—溶洞型	酸压完井	0~66.5	0~22.9	否		
X-22	裂缝—溶洞型	酸压完井	0~71	0~69	否		
X-22	裂缝—溶洞型	酸压完井	0~69	0~69	否		
X-29	裂缝型	酸压完井	0~63	0~48.5	否		
X-36	裂缝型	酸压完井	0~63.5	0~34.5	否		
合计						435	989

后含水上升至 99%),导致东南部油井见水后,因含水原因影响的递减占主要因素。

结合碳酸盐岩其他区块开发经验,同时考虑 X 区油井平均生产井段进山 74.3 m,录取油井产剖资料分析表明,该区域分段产出特征明显,油井可尝试堵水措施挖潜剩余油^[2]。至目前累计进行堵水作业 9 井次,但堵水效果不佳,有效率仅 33.3%,累计增油 989 t(表 1)。

东南部区域岩溶低洼区油水关系复杂,底水能量强,堵水后底水很快再次突破^[3];含水快速上升,导致堵水有效期短或无效,井周存在剩余油,但挖潜难度大。

2.3 差异化治理对策

2.3.1 合理采速,加强动态监测保证稳产

前期分析认为,中—高产油井主要集中在中西部区域,为保证油井稳产,最大程度发挥产能,控制合理采速很重要^[4]。结合 X 区前期生产经验,以及构造、储集体等特征,初步判定油井合理日产液为 25~30 t,同时生产实践也得到很好证实。X-08 井初期日产液 31 t,无水自喷生产 990 d;X-61 井初期日产液 30 t,无水自喷 713 d;S62CH 井日产液 57 t,生产 54 d 含水快速上升至 52%。

目前区块自喷井 7 口,日产油占区块总产量的 60.7%。除 X-90 井生产石炭系外,其余油井目前日产液均控制在 25 t 左右。X-20 和 X-34 井目前已见水,其余井维持稳定生产。后期继续加强动态监测力度,同时加强现场管理,跟踪压力含水变化。在满足测试条件的前提下,油井见水前后尽量安排产(吸)剖测试,录取资料,了解油井产出情况,为后期开展下步工作提供可靠依据。

2.3.2 单井注水补充能量同时替油效果明显

中部区域油井生产过程中压力下降快,转抽供

液不足,但含水低,针对定容特征,2013 年开始实施注水替油工作,其中 X-23 井注水效果最为明显。X-23 井位于构造斜坡部位,钻遇漏失常规完井,发育裂缝—溶洞储集体,累计产油 1 082 t 后严重供液不足,2012 年 12 月注水 1 386 m³,开井评价产油 4 009 t,效果明显。该井注水指示曲线显示注水台阶明显,停注后压力扩散速度慢,在补充本井储集体能量的基础上再次沟通近井带储集体,动用井周剩余油(图 1~3)。

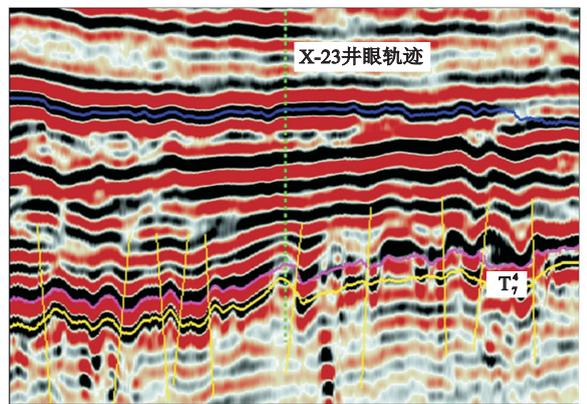


图 1 塔河 X 区 X-23 井地震剖面

Fig.1 Seismic section of well X23, Tahe X area

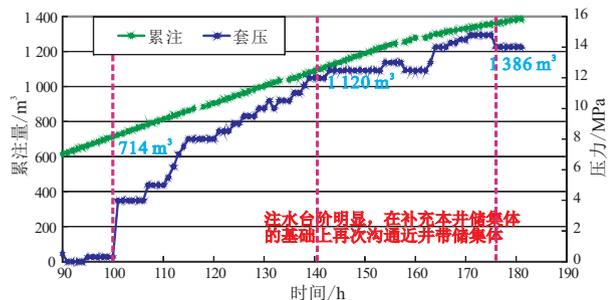


图 2 塔河 X 区 X-23 井压力—累注量关系

Fig.2 Pressure vs. water injection rate of well X-23, Tahe X area

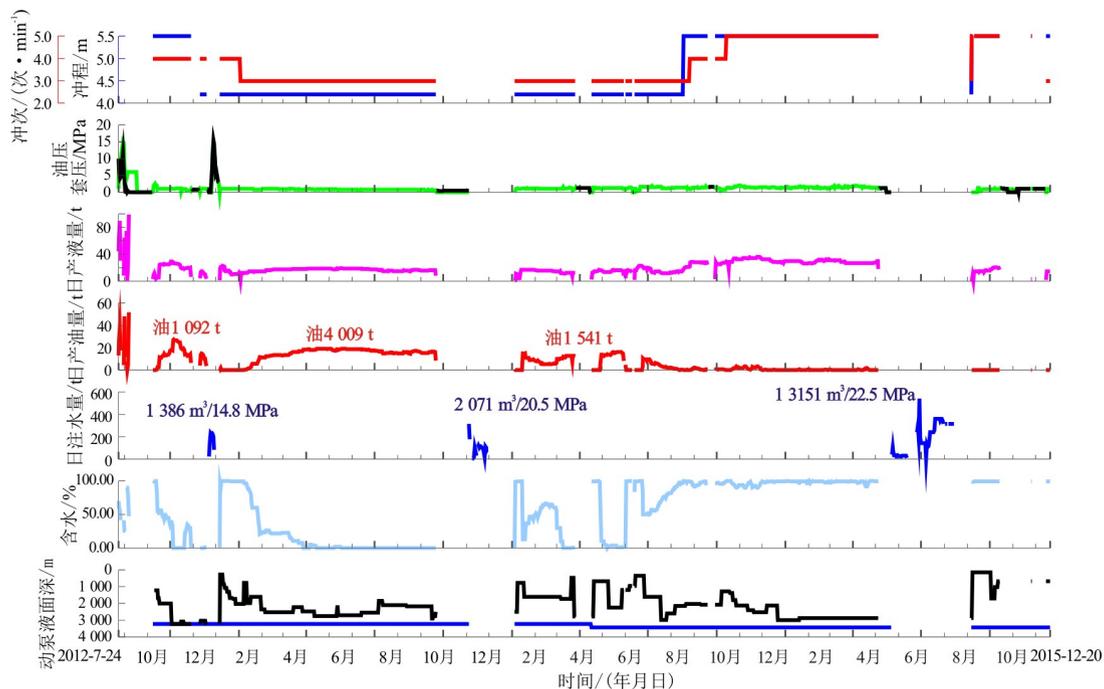


图 3 塔河 X 区 X-23 井注水替油生产曲线

Fig.3 Production curves of water flooding to replace oil in well X-23, Tahe X area

表 2 塔河 X 区单井注水替油井数据统计

Table 2 Single well data statistics of water flooding to replace oil in Tahe X area

井号	注水轮次	注水日期	注水方式	累计注水量/m ³	最高注水压力/MPa	轮次增油量/t	备注
X-23	1	2012.11.22—11.29	反注	1 386	14.8	4 009	
	2	2013.11.4—11.29	反注	2 071	20.5	1 541	
	3	2015.6.26—8.3	反注	13 151	22.5		目前焖井
X-24	1	2013.7.16—8.22	反注	3 002	0	982	本轮液面低,评价未成功
		2013.11.22—11.27	反注	1 172	17~5		
X-10	1	2013.5.6—5.21	反注	2 885	6.5	1 468	
	2	2013.12.7—12.20	反注	2 037	5.2	906	
	3	2014.7.13—8.7	反注	2 996	7.5	986	2015-06 开始注气
X-27	1	2013.11.26—12.12	反注	2 064	0.8	0	
	2	2014.2.24—4.19	反注	4 876	3.2	1 143	
	3	2014.8.5—8.26	反注	2 001	8	636	2015-08-21 开始注气
X-08	1	2013.9.21—11.17	反注	6 006	0	379	
	2	2014.9.1—2015.2.9	反注	30 000	7.6	6	
	3	2015.6.23—目前	反注	14 500	7.1		目前继续注水,本轮配注 30 000 m ³
X-02	1	2014.2.5—3.17	反注	4 884	9.2	58	
合计	14			93 031		12 114	

在 X-23 井注水见效的基础上,陆续开展了 X-10、X-27、X-24、X-02 和 X-08 井注水替油工作,累计开展 6 口井 14 轮次注水替油(表 2)。累计增油 12 114 t,平均单井轮次增油 1 009 t,其中 X-23、X-10 和 X-27 井的注水效果较好。

2.3.3 基于连通性认识提升,治理对策进一步多样化

塔河 X 区残丘控制成藏,前期对区块连通性认识有限,注水仅在单井间开展,目前 X-08 与 X-33 井组注水动态响应明显,连通性认识取得突破,单元注水

为下步动用井间剩余油提供了新思路。

X-08 井 2014 年 9 月 1 日开始注水,X-33 井 2014 年 11 月 25 日抽喷套压 3.9 MPa,2015 年 2 月 11 日压力升至 9 MPa 后开始缓慢下降,后 X-08 井转采生产高含水,X-33 井 2015 年 6 月 11 日套压下降至 1.7 MPa。2015 年 6 月 23 日 X-08 井恢复注水,日注水 160~200 m³,10 天后 X-33 井套压上升至 7.7 MPa,目前稳定 4.2 MPa,套管 4 mm,日产油 8.5 t,不含水(图 4)。

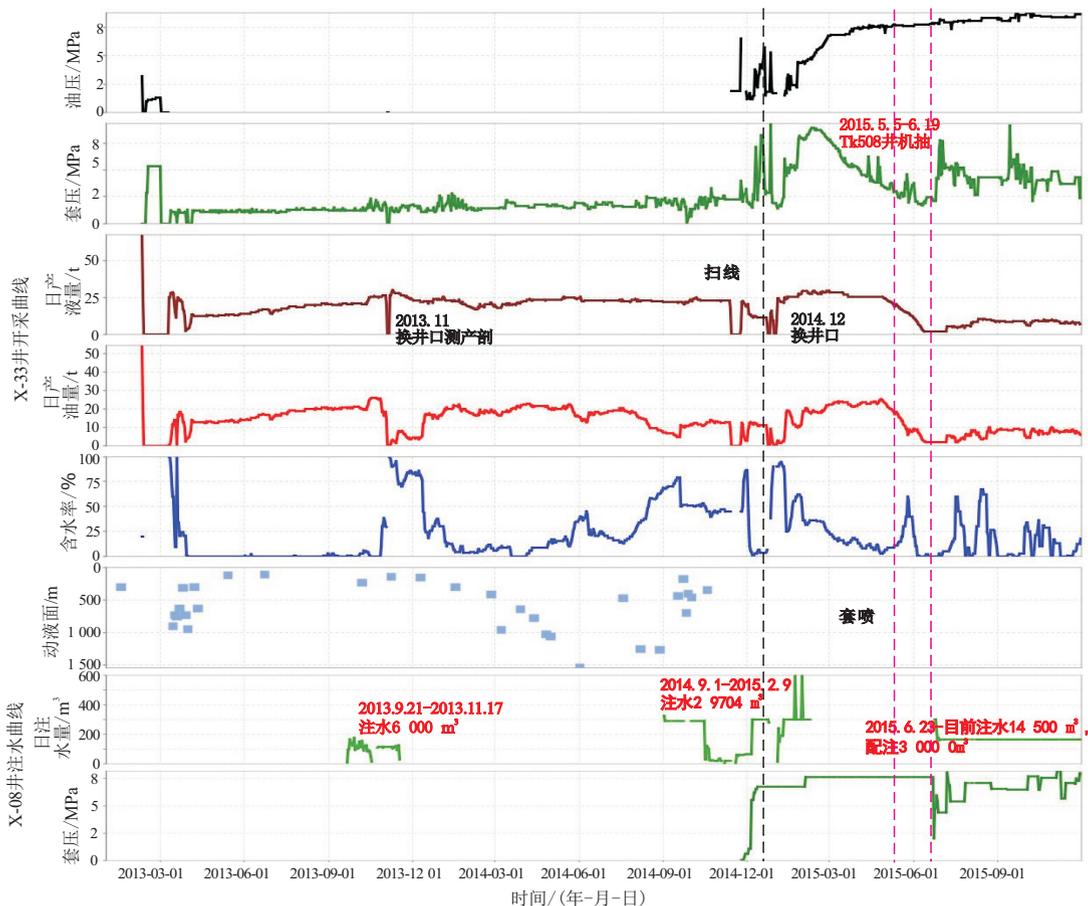


图 4 塔河 X 区 X-08 与 X-33 井注采曲线

Fig.4 Injection and production curves of wells X-08 and X-33, Tahe X area

X-08 与 X-33 井组单元注水取得突破,有效动用了井间剩余油。在此基础上优选生产情况好、剩余油潜力大的缝洞单元开展单元注水工作。X-13 单元内 X-35 井累产高,目前无水自喷,邻井 X-13 井钻遇放空漏失,储集体发育,目前高含水潜力较小,下步 X-13 井转单元注水,低注高采驱替与 X-35 井间的剩余油。X-18 单元内 X-18 和 X-34 井累产高,但 X-36 井投产即高含水,堵水效果差,地震资料显示储集体发育,下步 X-36 井转单元注水,驱替井间剩余油。

2.3.4 全面开展注气工作,动用井周、井间剩余油

中部区域油井实施注水替油效果明显,随着多轮次注水,效果逐渐变差,有效期变短。为进一步挖潜剩余油,实施注气三采工作,选取 X-24 井尝试注气三采(X-24 井钻遇漏失,常规完井自喷投产,转抽供液不足但基本不含水,定容特征明显,累计产油 7 648 t)。第一轮注气 $50 \times 10^4 \text{ m}^3$,增油 982 t,第二轮注气 $60.12 \times 10^4 \text{ m}^3$,增油 833 t,注气效果明显。目前该井已实施第三轮注气 $80 \times 10^4 \text{ m}^3$,待评价(图 5)。

X-24 井注气试验成功后,优选前期注水效果

较好的 X-10、X-27、X-02 井继续开展注气。X-10 井注气 $50 \times 10^4 \text{ m}^3$,评价液量 570 t,增油 78 t,已初步见效;X-27 井注气 $60 \times 10^4 \text{ m}^3$,目前开井评价;X-02 井待注气评价。

在开展单井注气工作的基础上,结合单元生产情况,优选动态响应明显的 X-08 井组开展小单元注气工作,X-08 井注气补充本井能量的同时兼顾单元,监测受效井 X-33 井变化。试验取得初步成功后,X-09 缝洞单元开展单元注气,单元内 X-26 井供液不足,含水 30%左右,邻井 X-09 井无水自喷,累计产油 $5.4 \times 10^4 \text{ t}$,井间剩余油富集;X-26 井单井注气兼顾单元,驱替与 X-09 井间的剩余油。

针对区块东南部底水能量强区域,油井含水变化方式大多是快速上升甚至暴性水淹。前期开展堵水工作,但底水突破快导致堵水有效期短,井周剩余油动用不充分。优选地震资料显示好、累产高的油井尝试开展注气,动用顶部阁楼剩余油。X-32、X-62 和 X-17 井均属此类性质。

3 结论

(1) 塔河 X 区奥陶系油藏位于塔河油田东北

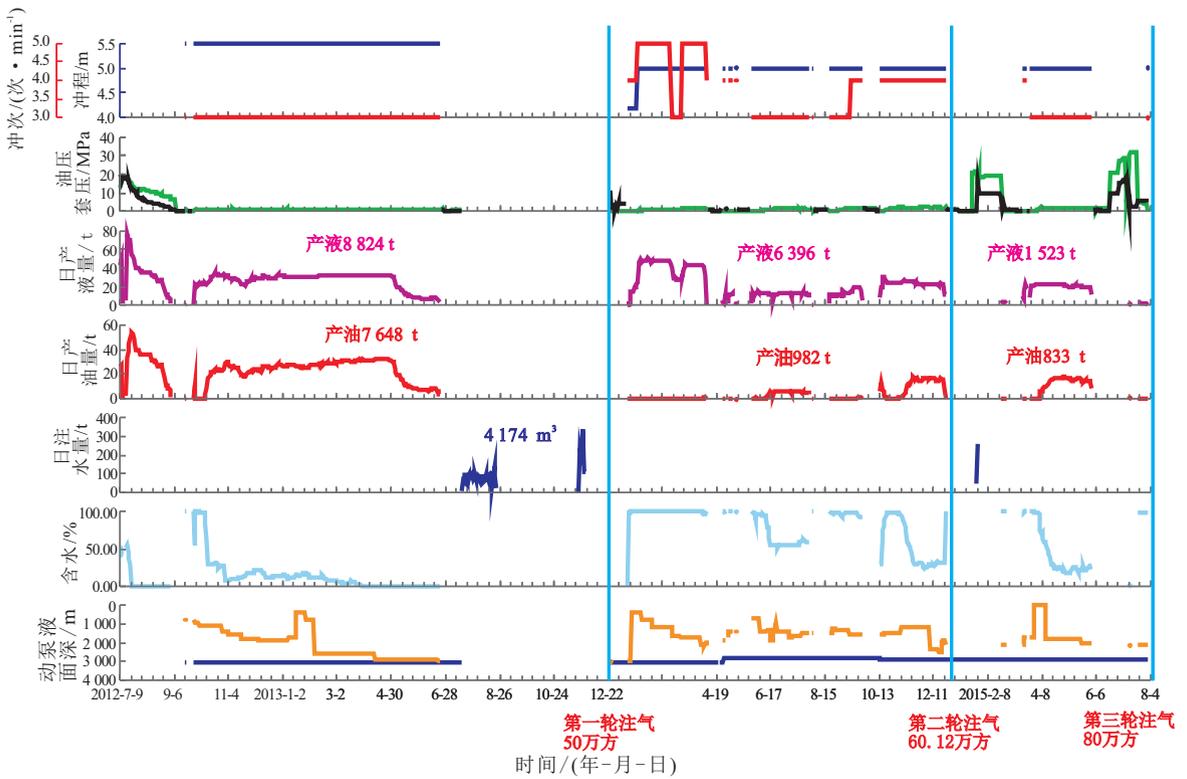


图 5 塔河 X 区 X-24 井注气生产曲线

Fig.5 Gas injection production curves of well X-24, Tahe X area

部构造高点,奥陶系风化顶面呈北高南低的斜坡形态,主要发育裂缝—溶洞型储集体,总体含油高度小;区内共划分 17 个缝洞单元,生产动态特征差异化较明显。

(2) 区块中西部油气富集,油井累产较高,目前无水自喷井主要集中在此区域,且产量比例高。控制合理采速,加强动态监测和日常管理是稳产的必要手段。

(3) 中部区域能量不足,注水替油效果较明显,目前单井注气已取得效果,通过注气提高了井周剩余油动用程度。

(4) X-08 与 X-33 井组注水动态响应明显,连通性认识取得突破,为单元注水和小单元注气动用井间剩余油提供了有力依据。

(5) 区块东南部油井含水快速上升且堵水效果不明显,导致井周剩余油动用难度大,尝试开展注气动用顶部剩余油,对治理南部高含水井有探索和推广意义。

参考文献:

- [1] 曹飞,赵娟,李涛,等. 碳酸盐岩缝洞型油藏古岩溶残丘控储、控藏特征分析:以塔河油田 X 区为例[J]. 石油天然气学报, 2014,36(8):37-42.
- [2] 窦之林. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发技术[M]. 北京:石油工业出版社,2011.
- [3] 焦方正. 海相碳酸盐岩非常规大油气田[M]. 北京:石油工业出版社,2008.
- [4] 国景星,王纪祥,张立强,等. 油气田开发地质学[M]. 北京:中国石油大学出版社,2008.

(编辑 韩 或)