

EBANO 油田裂缝-孔隙型灰岩稠油油藏特征及 油气富集规律

王希贤

(中国石化集团 国际石油工程公司 墨西哥子公司,北京 100728)

摘要:墨西哥 EBANO 油田地质特征复杂、油气分布预测难度大,油田开发效果差。利用岩心、测井、地震、生产动态等多方面数据,对油藏特征及油气主控因素开展系统研究。研究表明,上白垩统 Ksf 和 Kan 两组灰岩地层是 EBANO 油田的主力层;断裂系统受区域构造运动影响,南北差异大,北部断裂级别小、断距小、切割层位少、延伸距离短,南部断裂级别大、断距大、切割层位多、延伸距离长;储集空间主要为基质孔隙和裂缝,基质含油非均质性强,断裂附近含油性较好;EBANO 油田油气富集主要受断层、构造、裂缝和基质有效厚度控制。基于新认识,实现井位部署由北部高构造向南部低构造的战略转移,平均初产是前期井的 2.1 倍,开发效果明显改善,为油田高效开发奠定了基础。

关键词:油藏特征;油气富集规律;裂缝型灰岩;孔隙型灰岩;稠油;上白垩统;EBANO 油田;墨西哥

中图分类号:TE122.1 文献标识码:A

Characteristics and hydrocarbon accumulation pattern of heavy oil reservoir of fracture-pore limestone in EBANO oilfield, Mexico

Wang Xixian

(International Petroleum Engineering Corporation Mexico Subsidiary, SINOPEC, Beijing 100728, China)

Abstract: The geology feature of EBANO oilfield in Mexico is complex, leading to difficulty in predicting hydrocarbon distribution, and poor development results. Based on the core description, well logging and seismic data, and well production performance data, we studied the reservoir characteristics and the main factors controlling hydrocarbon accumulation in a systematic way. The results show that the limestone KSF and Kan strata of the Upper Cretaceous are the major pay zones of EBANO oilfield. Due to regional tectonic movement, the fault system shows large difference between the northern and southern parts, with of smaller rank in the north; shorter fault displacement, fewer horizons getting incised and shorter extension distance in the north, and larger rank ones to the south. The reservoir space is dominated by both matrix pores and fractures; the oil-bearing matrix is strong in heterogeneity, and the oil content surrounding faults is high. The hydrocarbon enrichment in EBANO oilfield is controlled mainly by fault, structure, fracture and effective thickness of matrix. Given the above-mentioned new understandings, we implemented a strategic transfer of well emplacement from the higher structures in the north to the lower structures in the south. The development results is obviously improved with the average initial production of new wells 2.1 times that of the old ones, laying a foundation for the successful development of the oilfield.

Key words: reservoir characteristics, hydrocarbon accumulation pattern, limestone of fracture type, limestone of pore type, heavy oil, Upper Cretaceous, EBANO oilfield, Mexico

EBANO 油田是墨西哥历史上的第一个油田,至今已有 116 年的开发历史,是墨西哥石油工业的摇篮。EBANO 油田属于浅层裂缝-孔隙型泥质灰岩稠油油

藏。国内外学者对裂缝型碳酸盐岩油气藏开发研究较多^[1-8],在裂缝识别与预测^[9-10]、裂缝建模^[11-13]、裂缝型油藏渗流机理及有效开发对策方面^[14-20]都形成了

较为成熟的技术方法,推动了裂缝性油藏开发的长足进步。但 EBANO 油田非均质性强,进入产量递减阶段后由于地质特征和油气富集规律不明,导致油田开发缺乏决策部署依据,稳产难度极大。

本文综合岩心、测井、地震、动态等多方面数据,对 EBANO 油田的地层、构造、储层等地质特征开展研究,在此基础上,分析产能控制因素,明确高产富集规律及选区原则,实现井位部署由北部高构造向南部低构造的战略转移,平均初产是前期井的 2.1 倍,开发效果明显改善,为该油田的后续开发和国内外同类型油田开发提供借鉴。

1 油田概况

EBANO 油田位于墨西哥合众国东部,墨西哥湾西岸中部,AMAULIPAS 省、SAN LUIS POTOSI 省及 VERACRUZ 省交界处。构造位置上属于 Tampico-Misantla 盆地 Tamaulipas 隆起带,工区面积 1 584 km²(图 1)。

该油田主要目的层为白垩系灰岩地层,埋深在 400 ~ 750 m,属浅层裂缝-孔隙型泥质灰岩普通稠油油藏。原始地层压力为 6.9 MPa,泡点压力为 3.86 MPa,

油平均密度为 0.98 ~ 1 g/cm³,地面原油粘度平均为 45 000 mPa · s,体积系数为 1.07,气油比为 20 m³/m³,总矿化度一般为 (3 ~ 5) × 10⁻²。

该油田于 1901 年发现,1903 年投入开发,可分为两个开发阶段:第一阶段(1903—2008 年)为直井开发阶段。产层为上白垩统 Ksf 层,累积投产 359 口井,油井产量在 1927 年达到峰值,之后进入递减阶段。该阶段油井以无水采油为主,1982 年开始油田产水快速上升,截止到 2008 年,含水率约 40%。第二阶段(2008 年至今)为水平井开发阶段。产层为上白垩统 Ksf 和 Kan,该阶段在油田北部大强度钻水平井,累积投产 188 口,投产井改变了油田产量递减的趋势,有效控制了含水上升,但平均日产油仅 6.16 m³/d,经济效益差。

2 油藏地质特征

2.1 地层特征

钻井揭示 EBANO 油田地层自下至上有古生界、中生界(包括三叠系 Huizachal 组(Th)、侏罗系、白垩系)及新生界。

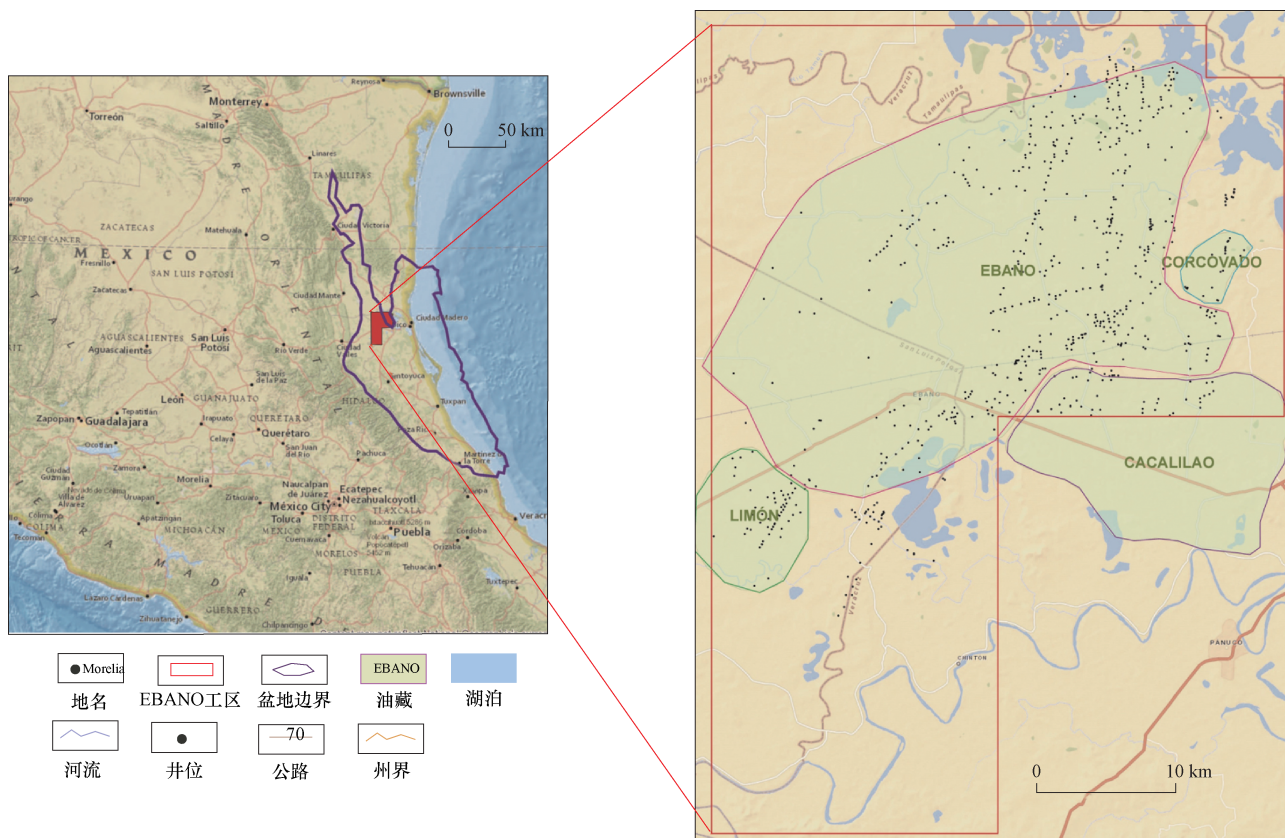


图1 Tampico-Misantla 盆地及 EBANO 油田位置

Fig. 1 The maps of the Tampico-Misantla Basin with the location of the EBANO oilfield

地层演化可以分为 3 个主要阶段:①晚三叠世至侏罗纪中期,在结晶基底上沉积红色的陆相 Huizachal 地层,进入侏罗纪早、中期,开始沉积陆相和海相两种沉积物,代表地层有早侏罗世的 Huayacocotla (Jhy), Rosario (Jry), Cahuassas (Jcs) 和中侏罗世末期的 Tepexic 地层,后者完全是海洋沉积,由早期海侵的碳酸盐和硅质碎屑岩组合;②侏罗纪晚期,工区范围内地势沉降,海水面积逐渐扩大蔓延,工区较大范围内沉积了的上侏罗统 Kimmeridgiano 阶,仅工区东部 Salinas_101 和 Caracol_101 井一狭长地带有基底出露,至 Tithonian 阶的 Pimienta 组沉积时期海水面积进一步扩大,覆盖全区,发育沉积了上侏罗统有机质极其丰富的灰岩地层,为墨西哥湾油区主要的生油岩 Pimienta 地层;③白垩纪,基底继续沉降,海侵范围逐步扩大,古海水基本覆盖全区并且逐渐加深,连续沉积了白垩纪的一系列泥灰岩地层,各层组地层沉积厚度在区域上也逐渐趋于稳定,白垩系共发育 3 套储层(表 1):上白垩统(Ksf 和 Kan)、中白垩统(Kts)和下白垩统(Kti)。

上白垩统 Ksf(San Felipe)和 Kan(Agua Nuava)为工区的主要储集层。Kmendez 地层为区域盖层,这套地层岩性含灰质和火山碎屑质泥岩致密,区域上分布非常稳定,上覆于 Ksf 和 Kan 裂缝油气藏的上部,作为良好的盖层对 Ksf 和 Kan 裂缝油气藏的形成起着决定性的作用。

在区域层序地层格架的约束下,利用岩心、钻井、测井和地震等资料,按照旋回分级控制原则对 EBANO 油田主力层 Ksf 和 Kan 进行了划分对比。结果显示,两套地层全区分布,厚度稳定,Ksf 厚度在 150 m 左右,Kan 平均厚度在 180 m 左右(图 2)。这主要同本区构造运动相关,侏罗纪构造运动复杂,受断裂、剥蚀影响,地层厚度横向变化大,而白垩纪构造运动相对稳定,地层厚度稳定。层位划分为构造、储层、储量、油藏潜力及其井位部署研究奠定地质基础。

2.2 断裂特征

EBANO 油田断裂系统受区域构造运动的挤压应力作用影响,发育大量北东-南西向断层,研究区为一近南北走向的背斜构造,断裂发育,呈现北北东向或近南北向展布特征。区域南、北部断裂发育特征明显不同,北部断裂级别小,纵向上表现为断距小、切割层位相对少,平面上表现为延伸距离短;南部断裂级别大,纵向上表现为断距大、切割层位多深入基底,平面上表现为延伸距离长(图 2)。

表 1 EBANO 油田地层发育简表

Table 1 Summary of the formations in the EBANO oilfield

界	系	统	阶	层位	组
新生界	古近系	始新统		Brecha	Ebr
		古新统		Velasco	Pev
中生界	白垩系	上白垩统	Maastrichtiano	Mendez San Felipe	KmKsf
			Campaniano		
			Santoniano		
			Coniaciano		
		中白垩统	Turoniano	Agua Nueva	Kan
			Cenomaniano	Tamaulipas	Kts
			Albiano	Superior	
		下白垩统	Aptiano	Otates	Kto
			Barremiano		
			Hauteriviano	Tamaulipas Inferior	Kti
			Valanginiano		
			Berriasiano		
			Tithoniano	Pimienta	Jp
	侏罗系	上侏罗统	Kimmeridiano	Taman/Chipoco/San Andres	Jt/Jch/Jsa
			Oxfordiano	santiago/zuloaga	Jsg/Jz
		中侏罗统		Tepexic	Jtx
				Cahuasas	Jcs
		下侏罗统		Rosary Huayacocotla	JrJhy
			上三叠统	Huizachal	Th
三叠系	中三叠统				
		下三叠统			
古生界				Basement	Bas

储层裂缝以高角度构造缝为主。根据岩心观察的统计结果,裂缝密度为 0.2~0.8 条/m,裂缝多数是半开启的,占 74%;部分是开启的,开启裂缝占 22%;少数是封闭的,完全充填封闭的裂缝占 4%。裂缝走向为近南北向,与断层走向平行,封闭裂缝中的充填物为方解石。裂缝开度 0.2~0.6 mm。裂缝发育受控于构造运动,是基底构造运动导致断层附近上覆地层构造变形产生的,裂缝内均含油(图 3),是主要储集空间之一。

2.3 基岩特征

Ksf 和 Kan 两套主力含油储层沉积环境为海相陆棚边缘斜坡沉积,水深在 500~1 000 m,为相对静水环境沉积。扫描电镜资料显示,Ksf 层基质孔隙类型主要有生物体腔孔、铸模孔、溶蚀孔;Kan 层储集空间主要为生物体腔孔、铸模孔。其中,颗粒较粗的粒泥灰岩粒间溶蚀孔及生物体腔孔为有效储集空间。矿物成分包括石英、长石、钠长石、伊利石/蒙脱石、高岭石、石盐、片钠铝石(片钠铝石的出现表明该区曾发生了大量的

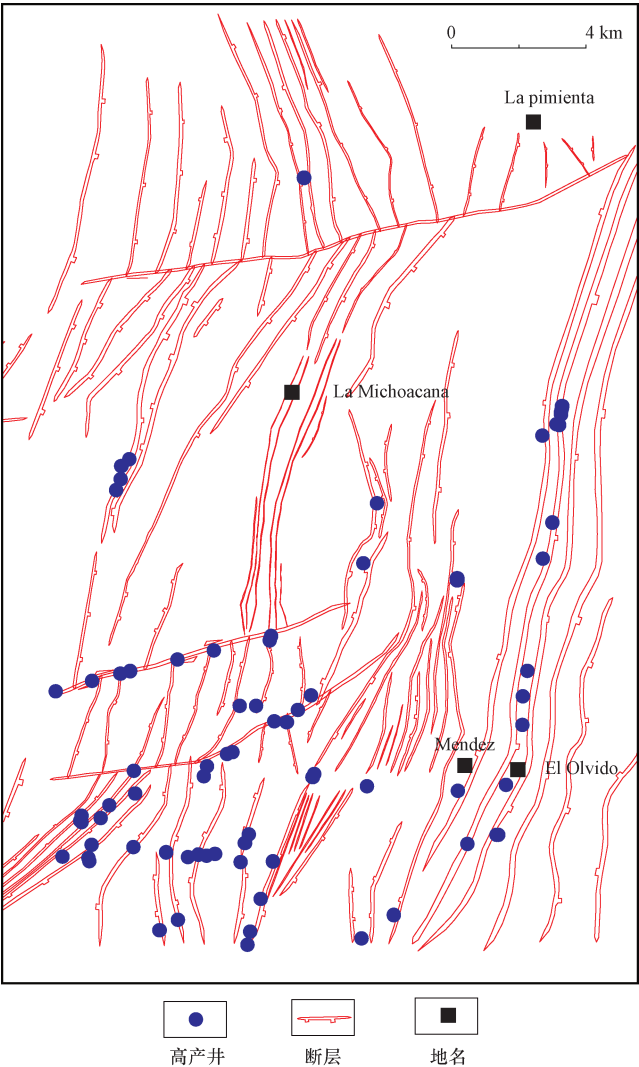


图 2 EBANO 油田断裂分布

Fig. 2 A map showing the fault distribution in the EBANO oilfield



图 3 EBANO 油田 SCL380 井 Kan 组岩心照片

Fig. 3 A photograph showing the cores of the Kan Formation in Well SCL380, EBANO oilfield

CO₂ 运移)、硅灰石以及方解石, 颗石藻和管孔藻很常见, 孔喉直径在 1~6 μm 的微孔隙非常发育。菱铁矿集合体、黄铁矿、方解石晶体、假六边形高岭石和石英等矿物充填在微孔隙中。Kan 层孔喉半径小于 1.5 μm 左右, 可看出钙质超微化石 Cn (颗石藻) 分布及微孔隙发育 (图 4)。

岩心观察表明, 基质普遍含油 (图 3), 但非均质性很强, 在纵向和横向上都有明显变化。平面上断裂附近因裂缝发育使溶蚀作用加强, 改善储层物性, 基质储层含油性更好。纵向上, Kan 层较 Ksf 层沉积时水动力强, 粘土矿物含量少, 粗颗粒成分多, 基质发育较大孔隙, 基质物性好, 相应的含油性也更好。

3 油气富集与产能控制因素

综合地质研究及生产动态分析认为, 断层、构造、裂缝是 EBANO 工区油气富集高产的主控因素, 同一构造带内基质有效储层厚度对油井产能也有影响。

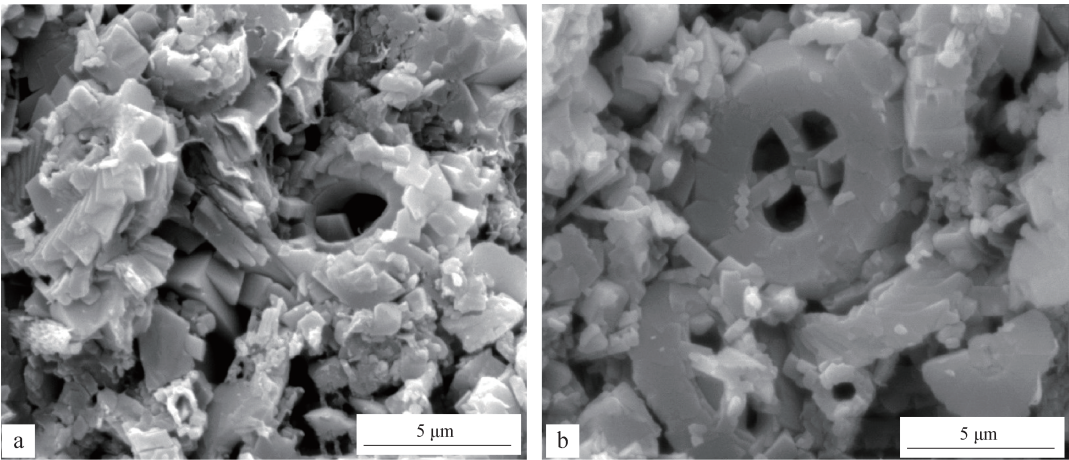


图 4 EBANO 油田 Kan 层扫描电镜照片

Fig. 4 Scanning electron micrographs of the Kan Formation in the EBANO oilfield

a. Cacalilao - 3001 井, 埋深 527.4 m, 伊利石/蒙脱石、高岭石、以及方解石等; b. Gulf - 2A 井, 深 932.7 m, 钙质超微化石 (颗石藻) 分布及微孔隙发育

3.1 断层

含油气盆地的断裂构造是决定油气分布的重要因素。断层既能作为油气运移的通道,又能作为遮挡体形成断层圈闭,同时断层带周围裂缝的发育可改善致密储层的储集物性。

油气能否沿断层进行垂向和斜侧向的运移,还取决于断层的活动期与成藏期的配置关系。一般来说,在油气运移期已经停止活动的断层,特别是停止活动时间较长的断层,在多数情况下都有较好的封闭性,对油气运移起封堵作用;相反,在油气大规模运移期仍强烈活动的断层,一般来说在纵向上常常具有开启性,油气沿断裂深部向浅部运移,在浅层适当圈闭聚集成藏。油气沿断层向上运移的过程是间歇性的,当断层活动时,油气运移;当断层不活动时,油气沿断层的运移便受到限制。

EBANO 油田主力烃源岩为上侏罗系地层,地质历史上存在两次油气生成运移高峰,第一次进入生油的高峰期是在始新世早期,第二次生油高峰期是在渐新世的晚期,并且一直延续到现在。工区内发育一系列深切入基底的断裂,并且与油气运移成藏期配置关系良好,侏罗纪—白垩纪持续活动,白垩纪期后趋于稳定,停止活动。油气沿深切断裂向上运移,至白垩系有利储集层后聚集成藏,形成下生上储的次生油藏;白垩系为低孔特低渗储层,油气横向主要沿裂缝运移,运移距离短,选择性充注在断层周边裂缝带及物性好的基质储层,在断裂带附近成藏。

油气运移的主要通道是断层和裂缝,断层的大小决定了油气运移的规模,裂缝的发育和分布决定了油气平面展布特征。

3.2 局部构造

EBANO 油田西北部构造位置高,油藏埋藏浅,上覆盖层薄,保存条件差,距离白垩系与第三系剥蚀面近,遭受一定程度的大气淡水淋滤及氧化作用;此外,工区内白垩系油藏油源来源于深部地层,构造高部位油气运移距离长,在运移过程中生物降解、分异作用等都可使原油稠化,因此原油性质差,原油粘度高;向东南区随埋深增加,原油粘度逐渐变低。

南北原油粘度差异大导致产能差异大。南部原油粘度低(2.1×10^4 mPa·s),油井平均单井初产高、高产井比例大:平均初产 $64.28 \text{ m}^3/\text{d}$;55% 大于 $15.9 \text{ m}^3/\text{d}$;北部原油粘度高(1.2×10^5 mPa·s),平均产能低、低产井比例较高:平均初产 $7.12 \text{ m}^3/\text{d}$;仅有 1.6%

大于 $15.9 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

3.3 裂缝

裂缝既是有利的储集空间,也大大提高了油气渗流能力,控制油气富集高产。但在 EBANO 工区,裂缝在空间上的分布规律复杂,不同井区、不同深度、不同层位,裂缝发育程度均有差异,主要受花状断裂和岩性两点因素双重控制。

工区南部较北部花状断裂多,级别大,且泥质含量低,裂缝带更发育。油井生产特征也表明,初产、累产均较高 I 类井主要分布在南部裂缝发育带;北中部油井钻遇储层的泥质含量相对较高、离散裂缝和微裂缝发育, I 类井较少,以初产、累产均相对较低的 II 类油井为主(图 5)。

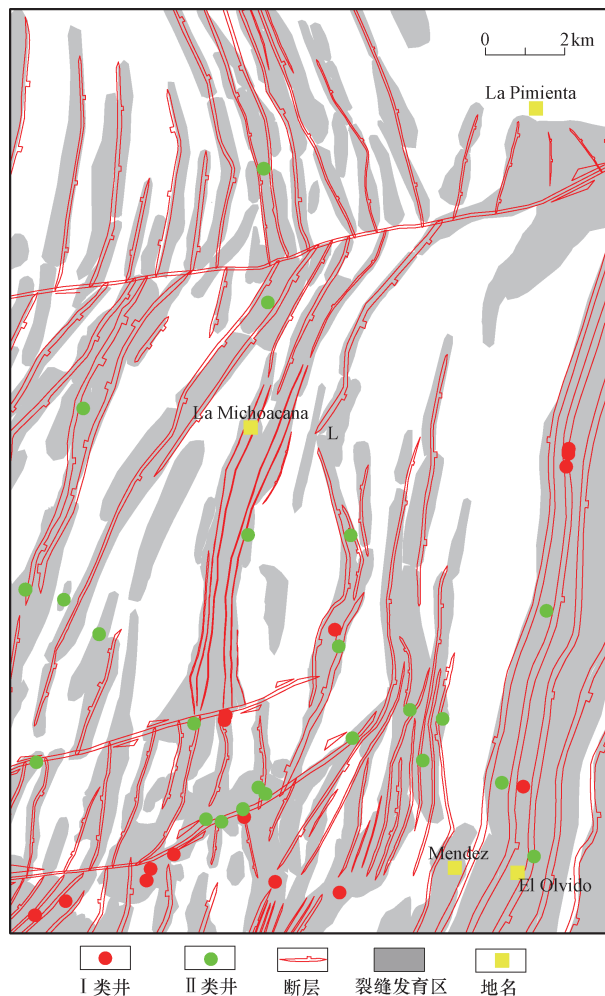


图5 EBANO 油田南北区断裂差异及其与 I 类井、II 类井分布关系

Fig. 5 The fault pattern difference between the north and south, and its relationship with the distribution of Type I and Type II wells in the EBANO oilfield

3.4 基岩厚度

油气运移成藏过程中,选择性优先充注厚度大、离油源近的储层,同一构造带,厚度大、累产高。Internacional-11D井与Mexican_Gulf-49井对比,两口井构造位置相同,裂缝发育程度类似,同期投产,但Internacional-11D井基质有效储层厚度29 m, Mexican_Gulf-49井厚度6 m, 尽管初期产能Internacional-11D井低于Mexican_Gulf-49井,只有46 bbl/d,但稳产时间近80年,累产304 MMbbls,远高于Mexican_Gulf-49井。

综合前述研究,EBANO油田高产富集规律可归结为“断层控成藏、构造控油性、裂缝和基岩厚度控产能”,即,断层控制成藏,断层周边裂缝带及物性好的基质储层充注好,油气富集。裂缝既是有利的储集空间,也大大提高了油气渗流能力,控制了油气富集高产,此外,同一构造带内基质储层厚度大油井产能大。

4 目标区优选及井位部署

依据油藏地质特征和油气高产富集规律研究,确定了EBANO油藏选区要满足4大原则:(1)断裂破碎的裂缝发育带;(2)井控程度低;(3)周边井具有较高产能;(4)目前含水率低。

基于这一认识,提出南部裂缝破碎、原油粘度低,是下一步开发井位部署的主要方向,建议井位部署由北部转向南部。

根据研究建议,2013—2015年,南部完钻井49口,平均初产是前期井的2.1倍,单井初产大于 $6\text{ m}^3/\text{d}$ 井比例由2013年前的69%提高到100%;生产6到5年后,至2019年9月单井年累计产量依然是前期井的1.8倍。

5 结论

1) EBANO油田油藏类型为裂缝-孔隙型灰岩稠油油藏,主力层为上白垩统Ksf和Kan层,Ksf厚度在150 m左右,Kan平均厚度在180 m左右。

2) 断裂系统受区域构造运动影响,南北差异大。北部断裂级别小、断距小、切割层位少、延伸距离短;南部断裂级别大、断距大、切割层位多、延伸距离长。

3) 储层储集空间主要为基质孔隙和裂缝。储层基质含油,但非均质性强。平面上,断裂附近含油性好;纵向上,Kan层含油性好。

4) 断层、构造、裂缝和基岩厚度是EBANO油田油气富集高产的主控因素。

参 考 文 献

- [1] Akbar M, Vissapragada B, Alghamdi AH, et al. A snapshot of carbonate reservoir evaluation[J]. Oilfield Review, 2000, 12(4): 20-21.
- [2] Huang J P, Li Z C, Kong X, et al. A study of least-squares migration imaging method for fractured-type carbonate reservoir[J]. Chinese Journal of Geophysics- Chinese Edition, 2013, 56(5): 1716-1725.
- [3] Kurtzman D, El Azzi J A, Lucia F J, et al. Improving fractured carbonate-reservoir characterization with remote sensing of beds, fractures, and vugs[J]. Geosphere, 2009, 5(2): 126-139.
- [4] 王鸣川, 段太忠, 杜秀娟, 等. 沉积相耦合岩石物理类型的孔隙型碳酸盐岩油藏建模方法[J]. 石油实验地质, 2018, 40(2): 253-259.
Wang Mingchuan, Duan Taizhong, Du Xiujuan, et al. Geological modeling method based on sedimentary facies coupled rock type for porous carbonate reservoirs[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(2): 253-259.
- [5] 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: 127-133.
Bo Songzhang, Tang Fei. Development model of fractured buried hill bedrock reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 127-133.
- [6] 袁士义, 宋新民, 冉启全. 裂缝性油藏开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 299-322.
Yuan Shiyi, Song Xinmin, Yan Qiyuan. Fractured reservoir development technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 299-322.
- [7] T. D. 范高尔-拉特(法). 裂缝性油藏工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 1989: 377-392.
T. D. Fan Golf-Latt (France). Fractured reservoir engineering [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989: 377-392.
- [8] 李阳, 康志江, 薛兆杰, 等. 中国碳酸盐岩油气藏开发理论与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(04): 669-678.
Li Yang, Kang Zhijiang, Xue Zhaojie, et al. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(04): 669-678.
- [9] 张继标, 张仲培, 汪必峰, 等. 塔里木盆地顺南地区走滑断裂派生裂缝发育规律及预测[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(5): 955-963.
Zhang Jibiao, Zhang Zhongpei, Wang Bifeng, et al. Development pattern and prediction of induced fractures from strike-slip faults in Shunnan area, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(5): 955-963.
- [10] 赫俊民, 王小垚, 孙建芳, 等. 塔里木盆地塔河地区中-下奥陶统碳酸盐岩储层天然裂缝发育特征及主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(5): 1022-1030.
Hao Junmin, Wang Xiaoyao, Sun Jianfang, et al. Characteristics and main controlling factors of natural fractures in the Lower-to-Middle Ordovician carbonate reservoirs in Tahe area, Northern Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(5): 1022-1030.

- [11] 高振南,霍春亮,罗成栋,等. 双模迭代技术在裂缝性碳酸盐岩油藏中的应用[J]. 特种油气藏,2018,25(3):108-112.
Gao Zhenan, Huo Chunliang, Luo Chengdong, et al. Application of Dual-Mode Iterative Technology in Fractured Carbonate Reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(3): 108-112.
- [12] 郑松青,姚志良. 离散裂缝网络随机建模方法[J]. 石油天然气学报,2009,31(4):106-110.
Zheng Songqing, Yao Zhiliang. Discrete fracture network stochastic modeling[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2009, 31(4): 106-110.
- [13] Hu X Y, Quan L S, Hou J G, et al. New technology of two step modeling controlled by karst facies of multiscale fractured-cavity carbonate reservoir[J]. Science & Technology Review, 2013, 31(24): 42-46.
- [14] Guo X, Zhao H, Hu G L, et al. Ultra-deep wells in fractured-vuggy reservoir nitrogen injection EOR technology[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(6): 98-101.
- [15] 刘中春,李江龙. 塔河碳酸盐岩油藏提高采收率方法初探[C]//中国石油学会三次采油技术研讨会. 2005.
Liu Zhongchun, Li Jianglong. A preliminary study on the EOR method of Tahe carbonate reservoir[C]//The Third Oil Recovery Technical Seminar of the Petroleum Society of China. 2005.
- [16] Ren G W, Nguyen Q P, Lau H C. Laboratory investigation of oil recovery by CO₂ foam in a fractured carbonate reservoir using CO₂ - Soluble surfactants[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2018, 169: 277-296.
- [17] 郑松青,杨敏,康志江,等. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏水驱后剩余油分布主控因素与提高采收率途径[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(04): 746-754.
Zheng Songqing, Yang Min, Kang Zhijiang, et al. Controlling factors of remaining oil distribution after water flooding and enhanced oil recovery methods for fracture-cavity carbonate reservoirs in Tahe Oil-field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(04): 746-754.
- [18] 张正涛,林畅松,李慧勇,等. 渤海湾盆地沙垒田地区新近纪走滑断裂发育特征及其对油气富集的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(4): 778-788.
Zhang Zhengtao, Lin Changsong, Li Huiyong, et al. Characteristics of the Neogene strike slip faults and their controls on hydrocarbon accumulation in Shaleitian uplift, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(4): 778-788.
- [19] 梅丹,胡勇,王倩. 裂缝对气藏储层渗透率及气井产能的贡献[J]. 石油实验地质, 2019, 41(5): 769-772.
Mei Dan, Hu Yong, Wang Qian. Experimental study on fracture contribution to gas reservoir permeability and well capacity[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(5): 769-772.
- [20] 郭臣,解慧,聂延波,等. 塔河碳酸盐岩缝洞型油藏超稠油注氮气实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2017, 7(4): 22-26.
Guo Chen, Xie Hui, Nie Yanbo, et al. Research on nitrogen gas injection in super heavy oil of Tahe carbonate fracture-cave type reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2017, 7(4): 22-26.

(编辑 张玉银)

(上接第392页)

- [27] 刘航宇,田中元,郭睿,等. 碳酸盐岩不同孔隙类型储层特征及孔隙成因:以伊拉克西古尔纳油田中白垩统 Mishrif 组为例[J]. 地质科技情报, 2018, 37(6): 154-162.
Liu Hangyu, Tian Zhongyuan, Guo Rui, et al. Characteristics of different pore type carbonate reservoir and pore origins: A case study of Middle Cretaceous Mishrif Formation in West Qurna Oilfield, Iraq [J]. Geological Science and Technology Information, 2018, 37(6): 154-162.
- [28] 张学丰,蔡忠贤,胡文瑄,等. 应用 Adobe Photoshop 定量分析岩石结构[J]. 沉积学报, 2009, 27(4): 667-673.
Zhang Xuefeng, Cai Zhongxian, Hu Wenxuan, et al. Using Adobe Photoshop to quantify rock textures[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2009, 27(4): 667-673.
- [29] 李凌,谭秀成,邹春,等. 四川盆地雷口坡组膏盐岩成因及膏盐盆迁移演化与构造意义[J]. 地质学报, 2012, 86(2): 316-324.
Li Ling, Tan Xiucheng, Zou Chun, et al. Origin of the Leikoupo formation gypsum-salt and migration evolution of the gypsum-salt pot in the Sichuan basin and their structural significance[J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(2): 316-324.
- [30] 史云清,李宏涛,肖开华,等. 川西坳陷中段西部雷四段气藏沉积层序及其对储层的控制[J]. 东北石油大学学报, 2017, 41(1): 52-62.
Shi Yunqing, Li Hongtao, Xiao Kaihua, et al. Sedimentary and sequence characteristics of Leikoupo formation's gas pool in the western Sichuan basin and their control on reservoir development[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2017, 41(1): 52-62.
- [31] 姜在兴. 沉积学[M]. 北京:石油工业出版社, 2003, 204-205.
Jiang Zaixing. Sedimentology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003, 204-205.
- [32] 郝哲敏,许国明,陈洪德,等. 川西坳陷马井地区雷四3亚段储层特征及成岩作用[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2019, 46(5): 586-596.
Hao Zheming, Xu Guoming, Chen Hongde, et al. Reservoir characteristics and diagenesis of the Member 4-3 of Leikoupo Formation in Majing area, Sichuan, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2019, 46(5): 586-596.

(编辑 张亚雄)