

文章编号:0253-9985(2012)06-0938-06

蒸汽驱改变井参数的重力驱油技术研究与应用

——以辽河油田齐40区块高倾角区为例

姜艳艳¹, 杨军², 陈迪芳³

(1. 东北石油大学, 黑龙江 大庆 163318; 2. 中国石油 新疆油田公司 风城油田作业区, 新疆 克拉玛依 834000;
3. 中国石油 新疆油田公司 采油一厂, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要:蒸汽驱汽窜现象是导致产量急剧下降的主要原因。以辽河油田齐40块65井组高倾角区为例, 由于密度差的原因, 注入油层中的蒸汽具有上浮的趋势, 具有高倾角的油层将加剧这种汽窜现象, 导致产量下降。17-028井组含油饱和度数值模拟图分析表明, 油层的剩余油主要分布在下倾方向底部。从而可得出3种调控方案: 新井挖潜、重组井网和重力驱油。通过方案作业指标对比, 仅通过调整注汽参数实现的重力驱油方案操作简单, 无任何作业工作量。综合评价认为, 重力驱油方案为最佳调控方案。该方案可在地层中产生一致的、向下的压力梯度, 实现蒸汽向下移动。确定技术后对其进行优化, 确定合理的注汽井参数。预测结果表明, 当上排井注汽干度为30%时, 中排井注气量下降20%; 下排井注气量下降50%时, 莲Ⅱ油层高倾角地区采出程度可达7.4%。经现场试验, 此项技术可以使汽窜现象减缓, 油气比提高, 在油田开发中为可行方案。

关键词:汽窜现象; 重力驱油; 蒸汽驱; 油田开发; 辽河油田

中图分类号: TE312

文献标识码: A

Research and application of gravity drainage in steam flooding: an example from the high-dip angle area of Qi-40 block in Liaohe oilfield

Jiang Yanyan¹, Yang Jun² and Chen Difang³

(1. Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China;

2. Fengcheng Oil Block of Xinjiang Oil Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;

3. No. 1 Oil Production Plant, Xinjiang Oil Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: Steam channeling is one of the main factors influencing production. Taking the high-dip angle area in the Qi-40 block of the well group 65 in Liaohe oilfield as an example, the steam injected into the reservoirs tends to channel upwards by density difference and causes production to decline, especially in reservoirs with high-dip angle. The numerical simulation analysis of oil saturation for the well group 17-028 shows that the remaining oil distributes mainly in down-dip bottom of the reservoirs. Based on the study we put forward three adjusting schemes: drilling new wells, reorganizing the well pattern and performing gravity drainage. Comparison of the operation index of these three schemes shows that gravity drainage through simply adjusting steam injection parameters is the most effective and the simplest scheme of all. By performing the technology, we could produce a uniform downward pressure gradient and push the steam to flow down. Through optimization of the technology, we could determine the reasonable parameters for steam injector. The prediction shows that the recovery-reserve ratio of the high-dip angle area in the Lotus II reservoir can reach 7.4% when the dryness degree of the upper steam injector array is 30%, and the gas injection volume of the middle and lower steam injector arrays declines by 20% and 50% respectively. Field testing indicates that the technology is feasible in oilfield development since it can effectively slow down steam channeling and increase gas-oil ratio.

收稿日期: 2011-12-20; 修订日期: 2012-11-30。

第一作者简介: 姜艳艳(1989—), 女, 硕士研究生, 石油工程。

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05012-003)。

Key words: steam channeling, gravity drainage, steam flooding, oilfield development, Liaohe oilfield

1 地质概况

齐40块蒸汽驱试验区位于辽河断陷西部凹陷西斜坡南段,开发目的层为莲花油层,油藏埋深为625~1 050 m,原油密度为 0.9686 g/cm^3 , $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ 地面脱气原油粘度为 $2\,639\text{ mPa}\cdot\text{s}$,是典型的中深层、互层状稠油油藏。65井组高倾角区位于齐40块北部,汽驱层位是莲Ⅱ油层。共包括11个汽驱井组,含油面积是 0.36 km^2 ,地质储量为 $152\times 10^4\text{ t}$ 。井区为断层所夹持的单斜构造,地层由北西向南东倾斜,地层倾角较大,为 $15^{\circ}\sim 20^{\circ}$ ^[1-3]。高倾角地区的小层有莲Ⅱ-1-1、莲Ⅱ-1-2、莲Ⅱ-1-3、莲Ⅱ-2-4、莲Ⅱ-2-5和莲Ⅱ-2-6,井区油层厚度较大,一般为20~40 m。其中莲Ⅱ-1-1、莲Ⅱ-1-3、莲Ⅱ-2-4小层油层厚度大,为汽驱主力层(图1)

高倾角区于2006年12月—2007年3月分两批转驱,共转驱11个井组。转驱后,井组产量上升。进入2010年12月后,产量出现大幅递减,日产油由200 t下降到150 t(图2)。

2 开发调整的可行性

2.1 汽驱开发效果评价

由于密度差的原因,注入油层中的蒸汽具有上浮的趋势^[4]。油藏数值模拟研究表明,地层倾角越大,蒸汽超覆程度越高。单层厚度大于10 m的主力层汽驱2年左右开始突破。所以受地层倾角影响,高倾角区较其它井区提前进入突破阶段,汽窜井总数达22口,占油井比例48.9%,产量下降是正常趋势。从单井产量分类看,平稳井所占比例最大,而平稳井下面即将面临汽窜。如果不进行方案调整,产量将进一步下降。

2.2 剩余油分布规律

由于蒸汽超覆,油层顶部的剩余油首先被加热驱替进入生产井,在注采井中心的下部油层是蒸汽驱末期剩余油的聚集位置^[5]。17-028井组含油饱和度数值模拟(图3)揭示,剩余油聚集在注汽井下倾方向的底部位。

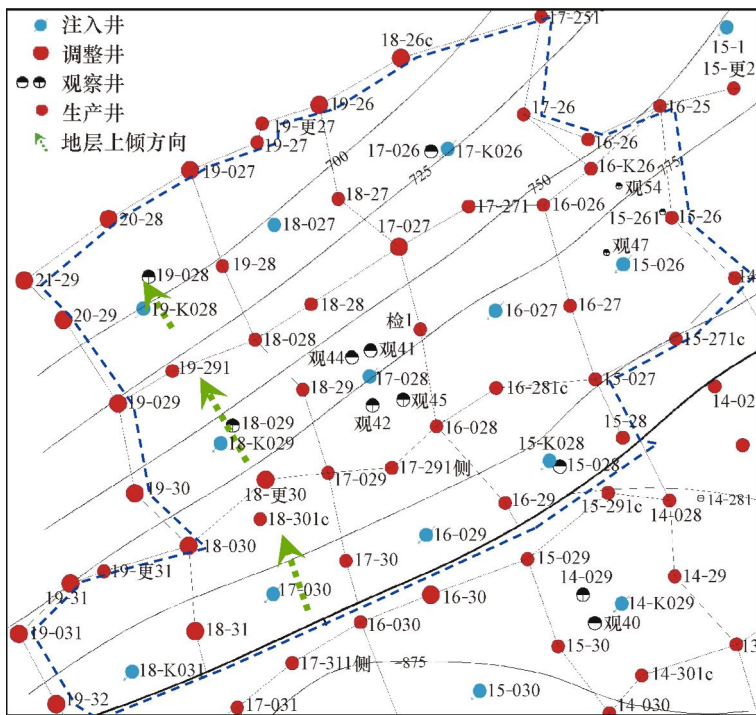


图1 莲花油层高倾角区域平面图

Fig. 1 Map showing the high-dip angle area of the Lotus reservoir



图2 65井组高倾角区生产曲线

Fig. 2 Production curve of the high-dip angle area in Well group 65

依据油藏监测资料分析,上倾方向主要为蒸汽波及动用,蒸汽带厚度占60%左右;下倾方向主要受热水波及,动用厚度占78%。采用油藏工程方法,对小层剩余油进行定量计算^[5],井区剩余可采储量为 86.2×10^4 t,调整潜力较大。从小层看,油层厚度大、物性好、吞吐阶段动用程度较高的莲Ⅱ-1-1、莲Ⅱ-1-3、莲Ⅱ-2-4小层仍是汽驱主力层。

2.3 调控技术优选

针对莲Ⅱ油层高倾角区注汽井上倾部位油井

汽窜严重、剩余油主要分布注汽井下倾部位的特点,初步可选用三种调控技术方案可实现剩余油有效动用。

方案一,新井挖潜技术。齐40蒸汽驱开发实践证明,一线井汽窜后,二线井补层后可获大高产。根据此经验,在高倾角区汽窜井上倾部位剩余油丰富区部署新井,可实现剩余油的有效动用^[6-8]。但此方案需钻约15口新井,投资较大。

方案二,重组注汽井网技术。注汽井转生产井、利用注汽井下倾部位油井注汽,可实现注汽井下倾部位剩余油的有效动用。需油井转注汽井7口,7口井的井况较差,难以保证良好的注汽质量^[9-11]。

方案三,重力驱油技术。蒸汽注入过程中,蒸汽主要受浮力、毛管力、压力梯度的影响,要实现蒸汽向下移动,就必须在地层中产生一致的、向下的压力梯度。在油藏上倾方向,界面阻力与蒸汽运移方向相反,阻止蒸汽的流动,浮力和压力梯度为动力。在油藏下倾方向,压力梯度是蒸汽运移

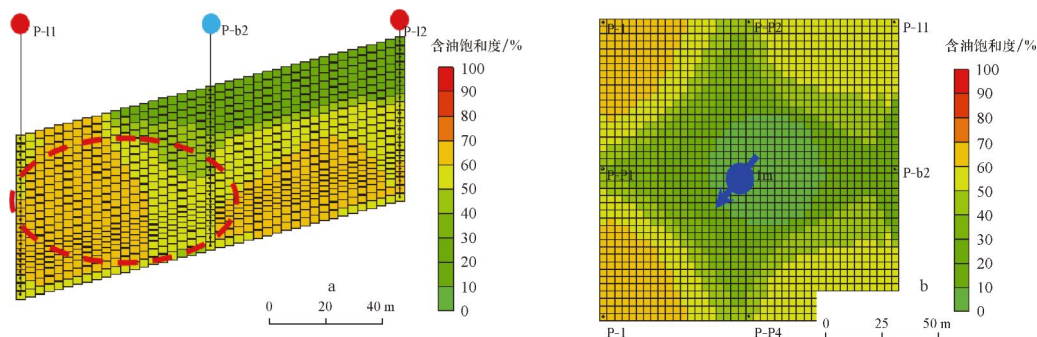


图3 17-028井组开采4300天的含油饱和度

Fig. 3 Oil saturation diagram after 4300 days of production from the well group 17-028

a. 纵切面; b. 横切面

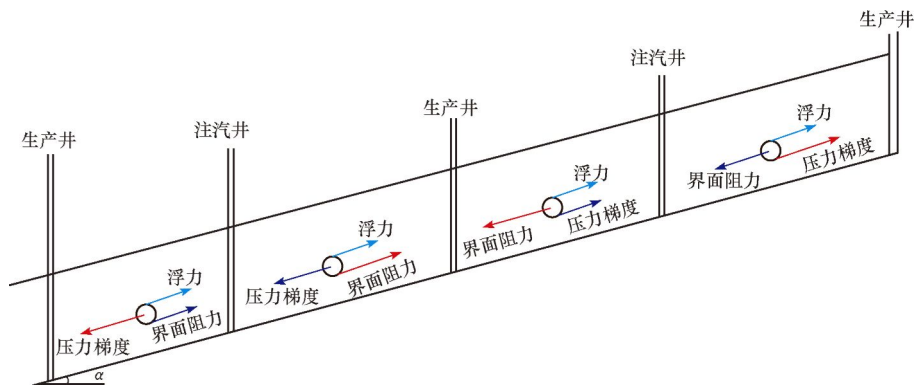


图4 压力梯度变化示意图

Fig. 4 Pressure gradient diagram

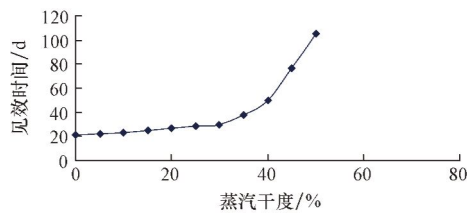


图5 井底注汽干度与见效时间关系

Fig. 5 Relationship between downhole steam dryness and response time

表1 高倾角区开发效果预测

Table 1 Prediction of development parameters of high-dip angle area

开发方式	注汽干度/%	日注汽量/t	累计注汽量/(10 ⁴ t)	阶段产油量/(10 ⁴ t)	采出程度/%	油气比
方案一	30	740	54.02	11.18	7.36	0.207
方案二	20	740	54.02	10.72	7.05	0.198
方案三	10	740	54.02	10.50	6.91	0.194
方案四	0	740	54.20	10.31	6.78	0.191

的动力,界面阻力和浮力是蒸汽运移的阻力。所以,降低上排注汽井干度,下倾方向热水受到重力作用将使压力梯度增加。降低下排注汽井注汽强度,上倾方向蒸汽浮力减弱。两种作用均能产生向下的压力梯度,从而使下倾方向压力梯度增加。依次类推,最终使所有注汽井下倾方向压力梯度增加,热水重力驱油作用增强^[12]。压力梯度变化如图4所示。重力驱油方案操作简单,无任何作业工作量。

通过数值模拟,预测了3种技术方案开发十年的生产指标。从年产量看,3种方案相差不大,方案三产量递减平稳,但油气比明显较高。综上所述,重力驱油方案为最佳调控方案。

2.4 重力驱油方案优化

确定了调控方案后,需对方案技术参数进行了优化处理。注汽干度越低,蒸汽中热水比例越高,重力驱油见效越快^[13]。根据数值模拟结果(图5),当蒸汽干度大于0.3时,干度对见效时间影响显著提高。

首先设定最下排注汽井注汽量下降50%,中间一排注汽井注汽量不变,提出4种优化方案,预测结果见表1。

由此可知,当上排注汽井注汽干度为0.3时,阶段采出程度与油气比均为最高。可确定最上排井干度30%。

在此基础上改变中下排注汽井注气量,分别观察产油量、采出程度及油气比变化。预测结果见表2。

综上所述,当上排井注汽干度为30%,中排井注气量下降20%,下排井注汽量下降50%时,莲Ⅱ油层高倾角地区采出程度可达7.4%。

3 效果评价

将方案进行现场实施,对区块进行油藏跟踪分析。中间两排井区,压力场发生改变,井组内上倾方向受效减弱,下倾方向受效增强,调控目的实现,井组产量上升^[14-15]。井区日产油由150 t上升到最高的206 t,增加56 t,中间两排油井增油39 t,占井组增油的70%。

图6为齐40-H5水平井生产曲线,由此可见,井口温度下降到45℃,日产油量逐步上升,产油量与产液量之比升高。说明油层下部蒸汽超覆

表2 高倾角区开发效果预测(方案调整后)

Table 2 Prediction of development parameters of high-dip angle area

开发方式	注汽干度/%	日注汽量/t	累计注汽量/(10 ⁴ t)	阶段产油量/(10 ⁴ t)	采出程度/%	油气比
方案一	中间一排注汽量下降20% 最下排注汽量下降50%	780	56.94	11.23	7.39	0.197
方案二	中间一排注汽量下降20%, 最下排注汽量下降30%	50	62.05	11.06	7.05	0.178
方案三	中间一排注汽量不变, 最下排注汽量下降50%	55	62.42	10.95	6.91	0.175
方案四	中间一排注汽量不变, 最下排注汽量下降30%	30	67.89	10.88	6.78	0.160

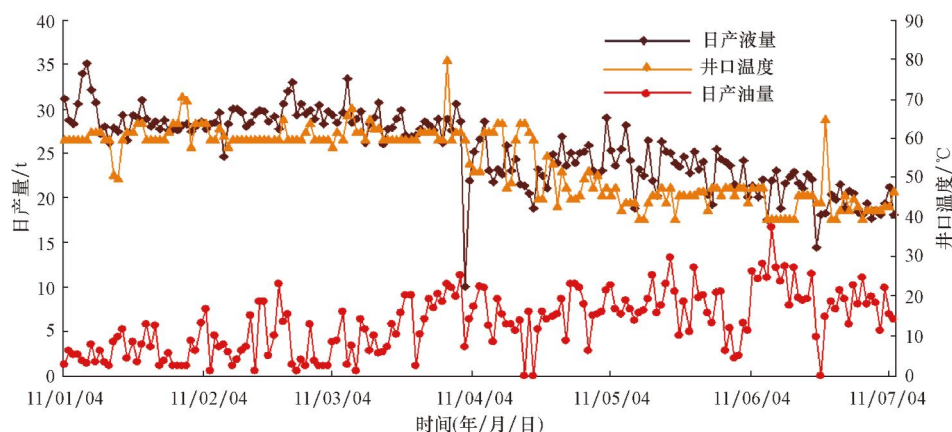


图6 齐40-H5井生产曲线

Fig. 6 Production curve of the Well Qi 40-H5

减弱,上部热水驱作用增强。调控结果基本实现方案目的。

4 结论

1) 在对稠油油藏施用蒸汽驱技术时,一旦蒸汽超覆,油井产量将急剧下滑。在高倾角区块更会加重此种现象,大量剩余油存储在下倾角地区无法受热流动。所以在汽驱突破阶段初期,可对井组实施重力驱油调控技术,上排井降低注汽干度,中排井及下排井降低注汽量,确定好合理的井参数后,可以使蒸汽转向平面,达到井组稳产增效的目的。

2) 在蒸汽驱过程中,平面蒸汽驱波及不均普遍存在。借鉴高倾角重力调控技术,可以针对各区域汽驱特点,制定合理的注汽调控技术,可以进一步提高汽驱油汽比。

参考文献

- [1] 张庆龙,葛荣峰,赵立文,等. 辽河盆地中部构造演化与古潜山油气成藏模式[J]. 石油实验地质,2010,32(3):211-217.
Zhang Qinglong, Ge Rongfeng, Zhao Liwen, et al. Structural evolution and model of hydrocarbon accumulation in buried hills in the Central Liaohe Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment,2010,32(3):211-217.
- [2] 张顺,崔坤宁,张晨晨,等. 松辽盆地泉头组三、四段河流相储层岩性油藏. 控制因素及分布规律[J]. 石油与天然气地质,2011,31(3):411-419,429.
Zhang Shun, Cui Kunning, Zhang Chenchen, et al. Controlling factors and distribution patterns of lithologic pools in the fluvial facies of the 3rd and 4th members of the Quantou Formation in the Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology,2011,31(3):411-419,429.
- [3] 杨伟伟,柳广弟,王延山,等. 辽河滩海地区原油地球化学特征及成因类型[J]. 石油与天然气地质,2011,32(5):642-650.
Yang Weiwei, Liu Guangdi, Wang Yanshan, et al. Geochemical behaviors and genetic types of crude oil in tidal zone and shallow water area of Liaohe oilfield[J]. Oil & Gas Geology,2011,32(5):642-650.
- [4] 刘志波,程林松,纪佑军,等. 蒸汽与天然气驱(SAGP)开采特征——与蒸汽辅助重力泄油(SAGD)对比分析[J]. 石油勘探与开发,2011,38(1):79-83.
Liu Zhibo, Cheng Linsong, Ji Youjun, et al. Production features of steam and gas push: Comparative analysis with steam assisted gravity drainage[J]. Petroleum Exploration and Development,2011,38(1):79-83.
- [5] 韩梅. 曙一区杜84块SAGD开发三维建模和数值模拟研究[J]. 石油地质与工程,2010,24(3):43-45.
Han Mei. Research on three-dimensional modeling and numerical simulation in Shuyi district Du 84 block SAGD[J]. Petroleum Geology and Engineering,2010,24(3):43-45.
- [6] 张剑锋. 齐40块蒸汽驱技术指标探讨[J]. 石油地质与工程,2010,24(2):82-84.
Zhang Jianfeng. Discussion on technical indicators of steam stimulation of Qi 40 block[J]. Petroleum Geology and Engineering,2010,24(2):82-84.
- [7] 刘连杰. 曙二区双高阶段增储挖潜技术研究与应[J]. 石油地质与工程,2010,24(2):61-63.
Liu Lianjie. Shu second area two high stages tap the technology research and application[J]. Petroleum Geology and Engineering,2010,24(2):61-63.
- [8] 龙卫江,杨菲,韩璐,等. 合理井网密度经济界限计算方法在双河油田井网调整中的应用[J]. 石油地质与工程,2010,24(4):52-53,79.
Long Weijiang, Yang Fei, Han Lu, et al. Economic limit calcu-

- lation method of rational well-spacing density and its application in well-pattern adjustment of Shuanghe oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2010, 24(4): 52-53, 79.
- [9] 刘剑, 刘龙, 刘雨虹, 等. 蒸汽辅助重力泄油(SAGD)开采稠油技术[J]. 化工科技市场, 2008, (3): 35-38.
- Liu Jian, Liu Long, Liu Yuhong, et al. Technology of steam assisted gravity drainage (SAGD) in heavy oil development[J]. Chemical Technology Market, 2008, (3): 35-38.
- [10] 刘迪仁, 谢伟彪, 殷秋丽. 水平井不平整界面地层中感应测井模拟及影响分析[J]. 石油物探, 2012, 51(1): 86-90, 97.
- Liu Diren, Xie Weibiao, Yin Qiuli. Simulation and analysis on induction logging of the formation with uneven boundary in horizontal well[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2012, 51(1): 86-90, 97.
- [11] 高荣杰. 水平井技术在欢喜岭油田开发中的实践效果[J]. 石油地质与工程, 2010, 24(1): 79-83.
- Gao Rongjie. The practical effect of horizontal well technology in Huanxiling oilfield development[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2010, 24(1): 79-83.
- [12] 纪佑军, 程林松, 黄凌潇. 稠油组合式热力开采参数优化[J]. 辽宁工程技术大学学报(自然科学版), 2009, (S1): 28-31.
- Ji Youjun, Cheng Linsong, Huang Linxiao. Parameters optimization on combined thermal recovery technology of heavy oil[J]. Journal of Liaoning Technical University (Natural Science), 2009, (S1): 28-31.
- [13] 张方礼, 张鹰, 曹光胜, 等. 辽河油区热采稠油Ⅱ、Ⅲ类储量蒸汽驱, SAGD 长远规划及先导试验部署[J]. 特种油气藏, 2007, (6): 11-16.
- Zhang Fangli, Zhang Ying, Cao Guangsheng, et al. Long-term plan and pilot test deployment of steam flooding and SAGD for Class II and III heavy oil reserves in Liaohe oil province[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2007, (6): 11-16.
- [14] 孔玉霞, 戴家才, 易娟子. 用生产测井资料确定产层参数[J]. 断块油气田, 2009, 16(1): 121-122.
- Kong Yuxia, Dai Jiakai, Yi Juanzi. Determining production layer parameters by production logging data[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009, 16(1): 121-122.
- [15] 高博. 汽驱动态调控技术及在齐 40 块井组中的应用[J]. 石油地质与工程, 2010, 24(1): 84-86, 90.
- Gao Bo. Dynamic regulation of steam drive technology and its application in Qi 40 block wells group[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2010, 24(1): 84-86, 90.

(编辑 董立)

(上接第 922 页)

- [13] 于学敏, 姜文亚, 何炳振, 等. 歧口凹陷古近系天然气藏主要特征[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(2): 183-189.
- Yu Xuemin, Jiang Wenya, He Bingzhen, et al. Characteristics of the Paleogene gas reservoirs in Qikou Sag[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 183-189.
- [14] 祝新政, 李勇, 张威, 等. 黄骅坳陷孔南地区下石盒子组砂岩储层特征及控制因素[J]. 断块油气田, 2011, 18(3): 308-311.
- Zhu Xinzhen, Li Yong, Zhang Wei, et al. Characteristics and controlling factors of Lower Shihezi sandstone reservoir in Kongnan Area of Huanghua Depression[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(3): 308-311.
- [15] 高长海, 张新征, 查明. 歧口凹陷埕北断阶带输导体系特征及其对油气分布的控制[J]. 石油地质与工程, 2012, 26(2): 1-5.
- Gao Changhai, Zhang Xinzhen, Zha Ming. Carrying bed system feature and its controlling on oil & gas distribution in Chengbei fault step belt of Qikou sag[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2012, 26(2): 1-5.
- [16] 杨国安, 魏红红, 张佳琪. 板桥油田板二油组扇三角洲沉积与油气关系[J]. 西北大学学报(自然科学版), 1999, 29(3): 233-236.
- Yang Guoan, Wei Honghong, Zhang Jiaqi. The relationship between fan delta deposition and gas-oil in Ban2 formation of Banqiao Oilfield[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 1999, 29(3): 233-236.
- [17] 石世革. 黄骅坳陷板桥凹陷古近系沙一段中部层序地层学研究及岩性油气藏勘探[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(3): 320-325.
- Shi Shige. Study of sequence stratigraphy and exploration of lithologic reservoirs in the Paleogene Middle Sha-1 Member, the Banqiao Sag of the Huanghua Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(3): 320-325.
- [18] 彭海艳, 刘家铎, 李勇, 等. 陆相层序地层格架与油气勘探研究——以黄骅坳陷孔南地区孔店组为例[J]. 石油物探, 2010, 49(3): 287-294.
- Peng Haiyan, Liu Jiaduo, Li Yong, et al. Study on continental sequence strata framework and oil & gas exploration: a case study of the Kongdian Formation in kongnan area, Huanghua Depression[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2010, 49(3): 287-294.
- [19] 熊歆睿, 王洪辉, 周波, 等. 古城油田 B 区核三段主力油层储层特征研究[J]. 石油地质与工程, 2011, 25(6): 9-11.
- Xiong Xinrui, Wang Honghui, Zhou Bo, et al. Reservoir characteristics of the major oil bed of third member of Hetaoyuan formation in B area of Gucheng oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2011, 25(6): 9-11.

(编辑 高岩)