

文章编号: 1000-0550(2010)01-0201-07

松辽盆地长 10 区块扶余油层运移输导通道 及对油成藏的控制^①

付 广 刘美薇

(大庆石油学院 黑龙江大庆 163318)

摘 要 通过油藏解剖和其与成藏条件时空配置关系分析,在总结长 10 区块扶余油层油运移机制及模式的基础上,对其运移输导通道及其对油成藏与分布的控制作用进行了研究,得到长 10 区块扶余油层油运移输导通道主要包括① T_2 源断裂是三肇凹陷青一段源岩生成的油向下伏扶余油层“倒灌”运移的输导通道;② T_2 断裂配合砂体是三肇凹陷扶余油层中油向长 10 区块侧向运移的输导通道。长 10 区块扶余油层油运移输导通道对油成藏与分布的控制作用主要表现为① T_2 源断裂发育程度控制着三肇凹陷向长 10 区块扶余油层油供给量;② T_2 断裂密集带是长 10 区块扶余油层油聚集的主要区域,被 T_2 断裂配合砂体形成的输导通道连接的高断块是油聚集的主要部位。

关键词 长 10 区块 扶余油层 输导通道 断裂 砂体 侧向运移 倒灌运移

第一作者简介 付广 男 1962 年出生 教授 石油地质 E-mail: fuguang2008@126.com

中图分类号 TE122.1 **文献标识码** A

长 10 区块位于松辽盆地三肇凹陷东南部朝阳沟油田西南部的薄荷台鼻状构造上,如图 1 所示,总体上是一个向西北方向倾没的单斜构造。该区油主要产自白垩统泉头组四段的扶余油层,目前已有 13 口井获得了工业油流,5 口井获得了低产油流,6 口井获得了显示,充分展示了该区扶余油层潜在的含油远景。然而,该区扶余油层油分布与断裂有着密切联系——已发现的油均分布在断裂密集带内部,但油分布的具体部位和油水分布关系却十分复杂,难以获得确切的认识,造成该区油勘探方向并不明确,影响了该区扶余油层勘探与开发的深入。虽然前人曾对松辽盆地北部其他地区扶余油层油成藏与分布做过大量研究工作^[1~12],但对研究区扶余油层的研究至今仍然很少。因此,开展长 10 区块扶余油层油运移输导通道及其对油成藏与分布的控制作用研究,对于正确认识该区扶余油层油成藏规律和指导下一步油勘探均具有重要意义。

1 油运聚成藏机制及模式

油源对比结果表明,长 10 区块扶余油层中的油主要来自三肇凹陷青一段源岩。从长 10 区块扶余油层与三肇凹陷青一段源岩之间的空间位置关系(图 1)来看,长 10 区块扶余油层位于三肇凹陷之外的东南部,由于位于青一段源岩之下,三肇凹陷青一段源

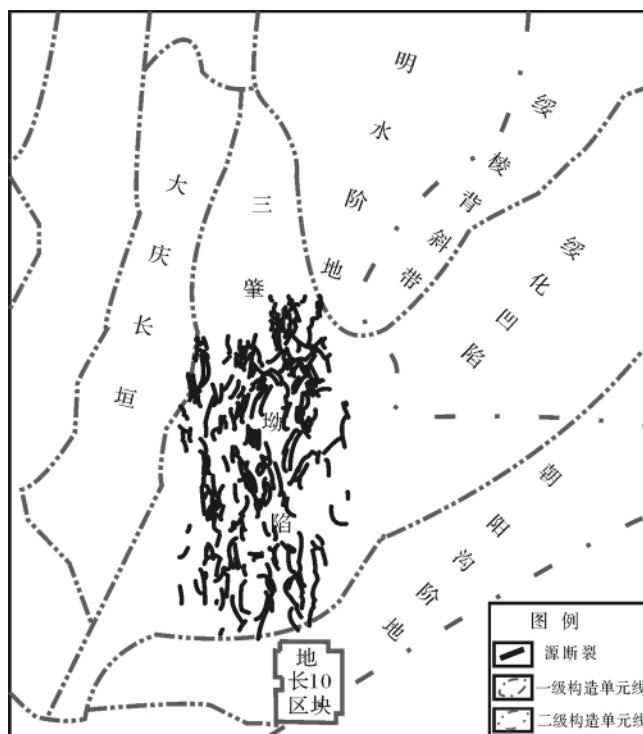


图 1 松辽盆地长 10 区块构造位置及三肇凹陷 T_2 源断裂分布

Fig. 1 Regional structural location of Chang 10 block in Songliao basin and distribution of T_2 source faults in Sanzhao depression

岩生成的油应首先向下伏扶余油层“倒灌”运移,再

^①国家重大科技专项(2008ZX05007-3)和博士学科点专项科研基金(20060220002)资助
收稿日期:2008-12-10;收修稿日期:2009-04-03

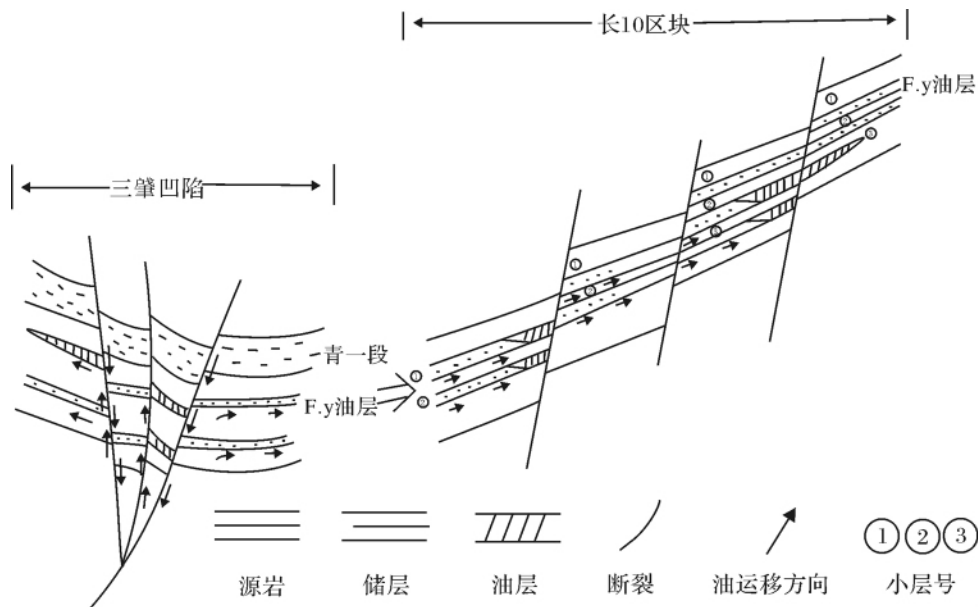


图2 长10区块扶余油层油成藏模式

Fig. 2 Oil accumulation mode in Fuyu oil layers in Chang 10 block

通过侧向运移才能到达长10区块的扶余油层。根据长10区块扶余油层已知发现油藏与三肇凹陷青一段源岩之间空间位置关系和前人对三肇凹陷青一段源岩生成油向下伏扶余油层“倒灌”运移的研究结果^[1-5],可以得到长10区块扶余油层油成藏机制和模式为三肇凹陷青一段源岩生成的油在超压的作用下通过 T_2 源断裂向下伏扶余油层中“倒灌”运移(因为上覆地层为巨厚的泥岩层,青一段源岩生成的油难以向上运移),再在浮力的作用下通过断裂配合砂体形成的输导通道向长10区块侧向运移,在断块、断层—岩性、断层遮挡和岩性圈闭中聚集成藏,如图2所示。由于断裂的错断作用,长10区块由靠近三肇凹陷至远离三肇凹陷含油层位逐渐降低。

2 油运移输导通道

由上述油成藏模式可知,长10区块扶余油层油运移输导通道按成藏过程的2个阶段可分为以下2个部分。

2.1 T_2 源断裂是三肇凹陷青一段源岩生成油向下伏扶余油层“倒灌”运移的输导通道

由文献^[2]可知,油气要发生“倒灌”运移必须具备2个条件:①源岩与相邻储层之间存在足够大的超压压差;②存在连通源岩和储层的断层输导通道。只有同时满足这2个条件,源岩中生成的油气方可在超压的作用下,形成源储压差,克服浮力、毛细管力和地

层压力的阻挡作用,向下伏储层中“倒灌”运移。否

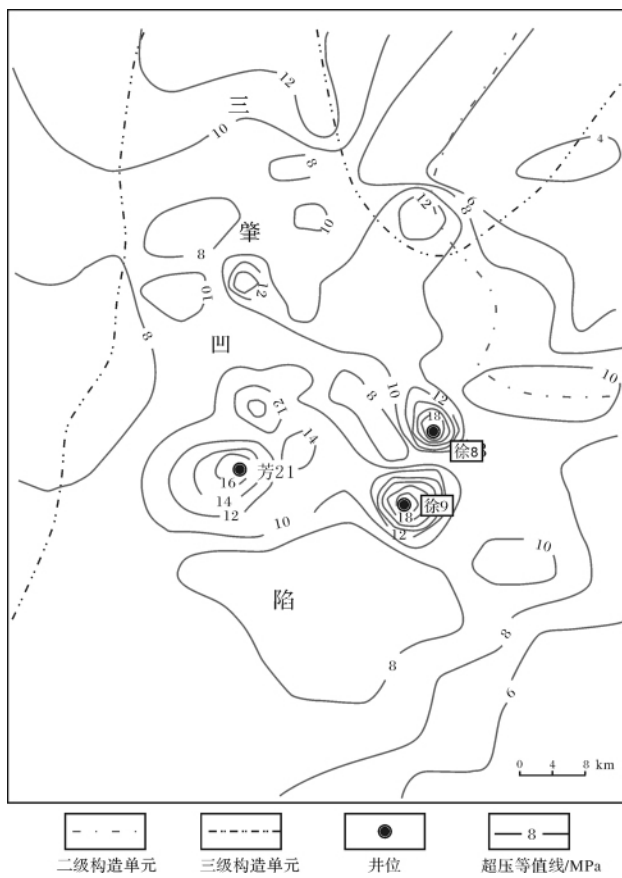


图3 三肇凹陷青山口组源岩超压平面分布图

Fig. 3 Distribution of overpressure of K_1qn source rock in Sanzhao depression in the plane

则 2 个条件缺少哪一个,均无法发生油气的“倒灌”运移。

由文献^[3]可知,三肇凹陷青一段源岩目前普遍欠压实,具有超压,其最大值可达到 20 MPa,主要分布在凹陷的中心部位,由凹陷中心向其四周青一段源岩超压值逐渐减小,在凹陷边部排烃边界减小至 8 MPa 以下,如图 3 所示。由图 4 中三肇凹陷青一段源岩在大量排烃期—明水组沉积末期古超压值与扶余油层目前油底深度之间关系可以看出,青一段源岩生成的油向下“倒灌”运移所需的最小超压值约为 5 MPa。由此看出,三肇凹陷青一段源岩目前的超压值均大于该区油向下“倒灌”运移所需的最小超压值,其生成的油可以向下伏扶杨油层“倒灌”运移。三肇凹陷青一段源岩生成的油能否向下“倒灌”运移除了要求其有超压外,还应有断裂输导通道。三肇凹陷发育有大量的 T₂ 断裂,但这些断裂并非均可成为油向下“倒灌”运移的输导通道,只有那些 T₂ 源断裂才能成为青一段源岩生成油向下“倒灌”运移的输导通道。所谓 T₂ 源断裂是指连接青一段源岩和下伏扶杨油层,且在青一段源岩大量生排烃期活动的断裂。这类断裂在该区主要是过 T₂ 至 T₀₆ 的断裂。这些 T₂ 源断裂在该区共发育有 348 条,分布于整个凹陷内^[2]。

主要为近南北向分布,均为正断层,一般断距为 20 ~ 60 m,最大为 150 m,断层长度为 2 ~ 5 km,断裂密度平均为 0.81 条/km²,最大可达到 5 条/km²,一般为 1.0 ~ 3.0 条/km²。断裂活动史研究结果表明,该区 T₂ 源断裂自形成以后,在嫩江组沉积末期、明水组沉积末期和古近系沉积末期反转活动,由上青一段源岩大量排烃期可以得到,三肇凹陷青一段源岩生成的油主要是在明水组沉积末期在超压的作用下向下扶杨油层“倒灌”运移。目前三肇凹陷扶杨油层已发现油底深度包络面(图 5a)与理论上利用明水组沉积末期

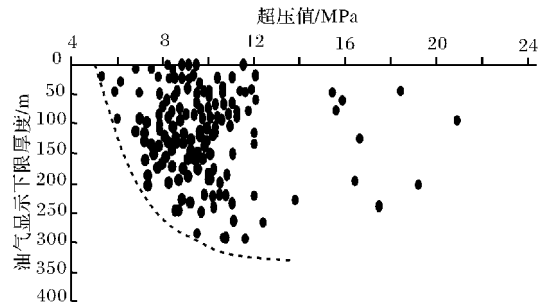


图 4 三肇凹陷青一段源岩古超压与油向下“倒灌”运移距离之间关系

Fig. 4 Relation between ancient overpressure of K₁qn₁ source rock and oil downward migration distance in Sanzhao depression

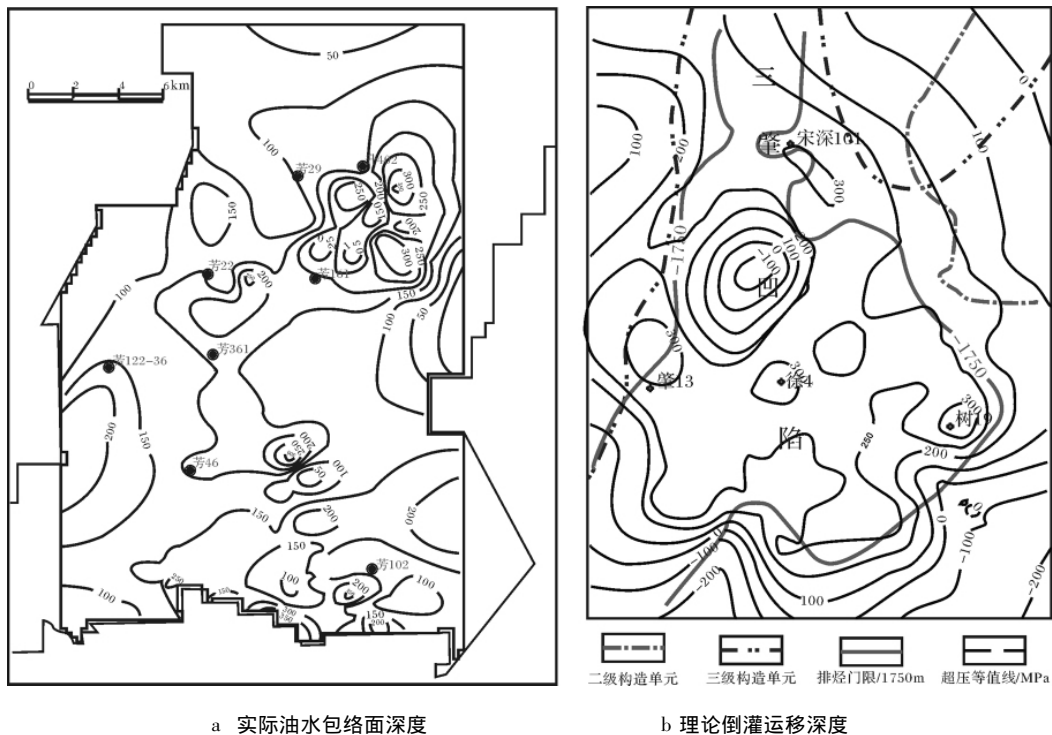


图 5 三肇凹陷青一段源岩生成油通过 T₂ 源断裂“倒灌”运移理论深度与实际油水包络面深度对比

Fig. 5 Theoretical depth of oil from K₁qn₁ source rock downward migration through T₂ source faults in Sanzhao depression and comparison with true depth of oil-water envelope

青一段源岩古超压值和图4中古超压值与油“倒灌”运移深度之间关系计算得到的青一段源岩通过 T_2 源断裂“倒灌”运移进入扶杨油层的最大深度(图5b)基本一致,为这种认识提供了佐证。

2.2 T_2 断裂配合砂体是三肇凹陷扶杨油层中的油向长10区块侧向运移的输导通道

由于长10区块位于三肇凹陷之外的东南部,进入到三肇凹陷扶杨油层中的油还需要进行侧向运移才能到达长10区块。由于长10区块扶余油层砂体呈北东向展布,平行三肇凹陷东南边部,且又处于高程近于相等的斜坡区内,浮力小或无,致使三肇凹陷扶杨油层内的油无法沿着砂体直接向长10区块侧向运移。由图6中可以看出,长10区块内发育有大量的近南北向展布的 T_2 断裂,这些 T_2 断裂彼此间呈雁行式排列,相互间不连接,剖面上呈似花状组合,平面上呈现5个断裂密集带。由于砂体呈北东向展布,只有被其沟通的断裂,才能成为油从三肇凹陷向长10区块侧向运移的输导通道。根据长10区块断裂展布

方向与砂体展布方向之间关系,以及与三肇凹陷空间位置关系,可以得到长10区块只有东部2个断裂密集带的断裂与砂体配合才能构成油从三肇凹陷向长10区块侧向运移的输导通道,三肇凹陷扶杨油层中的油是在明水组沉积末期沿着这2个断裂密集带的断裂与砂体配合形成的输导通道向长10区块侧向运移的。这从目前2个断裂带内原油物性的变化规律(图7)得到证实。而其它3个断裂带只能部分被砂体连接,油难以沿其进行长距离运移,不是三肇凹陷油向长10区块侧向运移的输导通道。

3 油运移输导通道对油成藏与分布的控制作用

输导通道作为连接源岩和圈闭的桥梁和纽带,其质量优劣控制着油聚集的数量,而其有无则控制着油能否聚集。由长10区块扶余油层油运移输导通道分布与油藏分布空间位置关系分析得到,其对油成藏与分布的控制作用主要表现在以下2个方面。



图6 长10区块断裂分布特征

Fig. 6 Distribution characteristics of faults in Chang 10 block

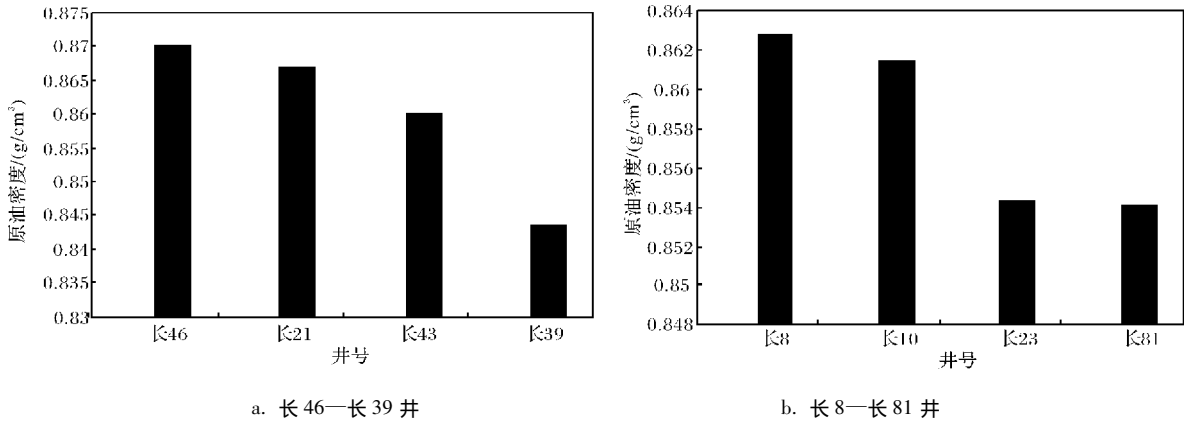


图 7 长 10 区块 2 个断裂密集带由北向南原油密度变化特征

Fig. 7 Density change characteristics of oil from north to south of two fault zone in Chang 10 block

3.1 T₂ 源断裂发育程度控制着三肇凹陷向长 10 区块扶余油层油供给量

由上可知,长 10 区块扶余油层油主要来自于三肇凹陷青一段源岩,而三肇凹陷青一段源岩生成的油主要是通过 T₂ 源断裂向下“倒灌”运移进入扶杨油层,然后再侧向运移至长 10 区块的。由此可以看出, T₂ 源断裂越发育,从青一段源岩向下“倒灌”运移进入扶杨油层中的油越多,向长 10 区块侧向运移的油也就越多,即油源供给程度越高;相反, T₂ 源断裂越不发育,从青一段源岩向下“倒灌”运移进入扶杨油层中的油越少,向长 10 区块侧向运移的油也就越少,即油源供给程度越低。

3.2 T₂ 断裂配合砂体形成的输导通道控制着长 10 区块油聚集区域和部位

T₂ 断裂配合砂体形成的输导通道不仅控制着长 10 区块扶余油层油的运移,而且在一定程度上也控制着油的聚集区域和部位。

3.2.1 T₂ 断裂密集带是油聚集的主要区域

由上可知,三肇凹陷扶杨油层中的油主要是沿着 T₂ 断裂配合砂体形成的输导通道向长 10 区块侧向运移的。油在沿着 T₂ 断裂向长 10 区块侧向运移过程中,由于砂体分布处于高程近于相等的斜坡区内,油进入砂体后无浮力不能沿其进行侧向运移,而只能沿 T₂ 断裂向斜坡高部位运移。油在运移过程中遇到 T₂ 断裂与砂体配合形成的圈闭构造便聚集成藏,造成长 10 区块扶余油层油藏均沿 T₂ 断裂密集带分布,如图 6 所示。

3.2.2 被 T₂ 断裂配合砂体形成的输导通道连接的高断块是油聚集的主要部位

通过长 10 区块扶余油层油藏解剖得到,其油成

藏形成需要 2 个条件,一个是有连接至三肇凹陷的 T₂ 断裂配合砂体形成的输导通道,二是高断块圈闭(图 8),只有满足了这 2 个条件,才能形成油藏。通过长 10 区块目前已钻井油井显示与不同层位断裂和小层砂体配置关系(表 1)分析得到,长 10 区块有输导通道连接的高断块圈闭的井均有油聚集,如表 1 中的油层井均属此类型。而即使有高断块但无输导通道的井均无油聚集,如翻 226-120(FI53, FI71, FII22)井和长 45(FII21, FII3, FII41, FII52, FII53)井应属此例子。同样,有输导通道,但无高断块的井也无油聚集,如长 32-6 井(FII51)、长 35(FII22, FII1)、长 81-4(FI51, FI52)井应属此例子。

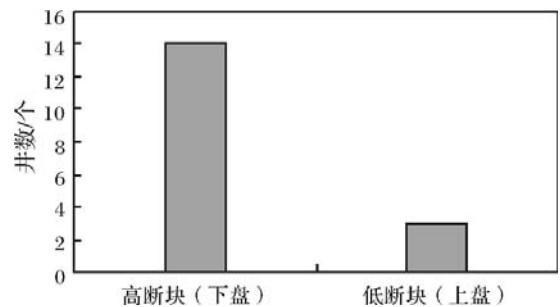


图 8 长 10 区块扶余油层油与断裂位置关系图

Fig. 8 Relation between oil in Fuyu oil layer and fault position in Chang 10 block

4 结论

(1) 长 10 区块扶余油层油运移输导通道主要包括①T₂源断裂是三肇凹陷青一段源岩生成的油向下伏扶杨油层“倒灌”运移的输导通道;②T₂断裂配合砂体是三肇凹陷扶杨油层中油向长 10 区块侧向运移的输导通道。

表1 长10区块扶扬油层油水并成藏主控因素特征

Table 1 Characteristics of main controlling factors of reservoir-forming of oil-water wells in Fuyu oil layer in Chang 10 block

井号(油气显示层位)	输导通道特征	高断块圈闭发育特征	油气显示
长32(FI12),长35(FI14),翻174-95(FI14),长49(FI15),长35(FI15),长8(FI21),长33(FI22),长8(FI22),翻156-130(FI22),翻158-123(FI22),翻166-116(FI22),翻172-94(FI22),翻长32-6(FI22),长82(FI22),长47-1(FI22),翻186-100(FI22),翻166-126(FI22),长10(FI31),长10-1(FI31),翻158-123(FI31),长32(FI31),翻172-94(FI31),翻174-95(FI31),长43(FI31),长46(FI32),长23(FI32),长47(FI4),长10-1(FI4),长46(FI4),长33(FI4),翻172-94(FI4),翻174-95(FI4),翻166-126(FI4),长47(FI51),翻184-130(FI51),长33(FI51),翻174-95(FI51),长47-1(FI53),翻166-126(FI53),翻188-122(FI61),长47-1(FI61),长46(FI61),长35(FI61),翻174-95(FI61),长46(FI62),长35(FI62),翻184-130(FI62),翻188-122(FI62),长47-1(FI62),长10(FI71),翻166-116(FI71),长35(FI71),翻174-95(FI71),长37(FI71),长43(FI71),翻188-122(FI71),长8(FI72),翻156-130(FI72),翻166-116(FI72),长39(FI72),翻156-130(FI11),翻158-123(FI11),长32(FI11),翻186-100(FI11),长10(FI11),长32-6(FI11),长32(FI21),翻166-126(FI21),翻184-130(FI21),翻174-95(FI21),长47(FI21),翻166-116(FI3)	发育	发育	油层或油水同层
长32-6(FI22),长35(FI22),长32-6(FI51),长35(FI11),长35(FI21),长81-1(FI51),长81-1(FI52),翻226-120(FI53),翻226-120(FI71),长45(FI21),翻226-120(FI22),长45(FI3),翻226-120(FI41),长45(FI41),长45(FI52),长45(FI53)	发育 不发育	不发育 发育	水层或干层 水层

(2) 长10区块扶余油层油运移输导通道对油成藏与分布的控制作用主要表现为①T₂源断裂发育程度控制着三肇凹陷向长10区块扶余油层油供给量;②T₂断裂密集带是长10区块扶余油层油聚集的主要区域,被T₂断裂配合砂体形成的输导通道连接的高断块是油聚集的主要部位。

参考文献 (References)

- 邹才能,贾承造,赵文智. 松辽南部岩性—地层油气成藏动力和分布规律[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 125-130 [Zou Caineng, Jia Chengzao, Zhao Wenzhi. Accumulation dynamics and distribution of litho-stratigraphic reservoirs in South Songliao Basin [J]. Petroleum Exploration and Development 2005, 32(4): 125-130]
- 付广,王有功. 三肇凹陷青山口组源岩生成油向下“倒灌”运移层位及其研究意义[J]. 沉积学报, 2008, 26(2): 355-360 [Fu Guang, Wang Yougong. Migration Horizons downward of oil from K1qn source rock of F₁Y oil layer in Sanzhao depression and its significance [J]. Acta Sedimentologica Sinica 2008, 26(2): 355-360]
- 霍秋立,冯子辉,付丽. 松辽盆地三肇凹陷扶杨油层石油运移方式[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(3): 25-27 [Huo Qiulin, Feng Zihui, Fu Li. The migration model of oil in FuyuYangdachengzi reservoir of Sanzhao depression, Songliao Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(3): 25-27]
- 迟元林,萧德铭,殷进垠. 松辽盆地三肇凹陷区上生下储“注入式”成藏机制[J]. 地质学报, 2000, 74(4): 371-377 [Chi Yuanlin, Xiao Deming, Yin Jinyin. The injection pattern of oil and gas migration and accumulation in the Sanzhao area of Songliao Basin [J]. Acta Geologica Sinica 2000, 74(4): 371-377]
- 付广,张云峰,杜春国. 松辽盆地北部岩性油气藏成藏机制及主控

- 因素[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(5): 22-24 [Fu Guang, Zhang Yunfeng, Du Chunguo. Formation mechanism and main controlling factors for lithologic reservoirs in northern Songliao Basin [J]. Petroleum Exploration and Development 2002, 29(5): 22-24]
- 付广,王有功. 源外鼻状构造区油运移输导通道及对成藏的作用[J]. 地质评价, 2008, 54(5): 646-652 [Fu Guang, Wang Yougong. Oil migration transporting pathways in nose structure region outside oil source area and their controlling on oil accumulation [J]. Geological review 2008, 54(5): 646-652]
- 林景辉,张革,杨庆杰. 大庆长垣扶余杨大城子油层勘探潜力分析[J]. 大庆石油地质与开发, 2003, 22(3): 16-18 [Lin Jingyue, Zhang Ge, Yang Qingjie. Analysis on exploration potential of Fuyang reservoir in Daqing placanticline [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing 2003, 22(3): 16-18]
- 谭保祥,侯德艳. 三肇凹陷扶杨油层油气分布规律及勘探前景分析[J]. 石油勘探与开发, 1995, 22(1): 1-5 [Tan Baoxiang, Hou Deyan. Hydrocarbon distribution and exploration potential of the FuyuYangdachengzi petroleum pays, San-Zhao depression, Songliao Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 1995, 22(1): 1-5]
- 迟博,刘站立. 三肇凹陷石油富集规律[J]. 大庆石油地质与开发, 2000, 19(5): 4-6 [Chi Bo, Liu Zhanli. Rules of petroleum enrichment of Sanzhao depression [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing 2000, 19(5): 4-6]
- 姜振学,付广. 三肇凹陷扶余油层油气运移形式及供油气单元[J]. 天然气工业, 1994, 14(6): 24-28 [Jiang ZhenXue, Fu Guang. Oil-gas migration type and supplying unit characteristics of Fuyu oil layer in Sanzhao Area [J]. Natural Gas Industry, 1994, 14(6): 24-28]
- 蔡希源,陈章明,王玉华. 松辽盆地两江地区石油地质分析[M]. 北京:石油工业出版社, 1999: 117-141 [Cai Xiyuan, Chen Zhangming, Wang Yuhua. Petroleum Geological Analysis of Two Rivers Re-

gion in Songliao Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999: 117-141]

12 高瑞祺 蔡希源. 松辽盆地油气田形成条件与分布规律 [M]. 北

京: 石油工业出版社, 1997: 104-180 [Gao Ruiqi, Cai Xiyuan. Formation Conditions and Distribution Laws of Oil-Gas Fields in Songliao Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 104-180]

Migration Pathways of Fuyu Oil Layer in Chang 10 Block in Songliao Basin and Its Control on Oil Accumulation

FU Guang LIU Mei-wei

(Daqing Petroleum Institute , Daqing , Heilongjiang 163318)

Abstract Through oil reservoir anatomization and analyzing its spatial-temporal relationship with reservoir forming condition, migration pathways and the control on oil accumulation and distribution were studied on the basis of summarizing oil migration mechanism and mode in Fuyu oil layer in Chang 10 block. It was considered that oil migration pathways of Fuyu oil layer in Chang 10 block were as follows in main. ①T₂ source faults are transporting pathways through which oil that generated by K₁qn₁ source rock migrated downward into underlying F, Y oil layers in Sanzhao depression. ②Faults combining with sand bodies are transporting pathways of oil in Fuyu oil layer in Sanzhao depression migrating laterally to Chang 10 block. The controlling roles of oil migration pathways of Fuyu oil layer in Chang 10 block to oil accumulation and distribution are mainly manifested as: ①Development degree of T₂ source faults controls oil supply amount of Fuyu oil layer in Chang 10 block. ②Fault concentrated belts are main oil accumulation areas of Fuyu oil layer in Chang 10 block, and high fault block connected by transporting pathways that formed by faults combing with sand bodies are main oil accumulation positions.

Key words Chang 10 block; Fuyu oil layer; transporting pathway; fault sand body; lateral migration; downward migration

(Continued from page 187)

greater than -200‰; however, the main way of biogenic gas forming under the condition of land facies is the same way too, but they have light hydrogen isotopic composition which may relate to salty degree of ancient lakes as water medium, such as the values of δD_{CH₄} are between -200‰ and -250‰. As compared with the relational data of Qaidam Basin, it is showed that the hydrogen isotope composition of the biogenic methane has the same trend as salty degree of water medium increases. The biogenic gas reservoir formed in continental transition region, in which CO₂ reduction generated CH₄ in company with fermentation together, may relate to constant salinity of ancient water medium and relatively high geothermal gradient, such as Baoshan basin. It has light hydrogen isotope, such as the value of δD_{CH₄} less than -250‰, and heavy carbon isotope, which result in a negative correlation between its carbon and hydrogen isotope. The carbon and hydrogen isotope composition of biogenic gas controlled by the formation mechanism and ways can be used to identify whether it has industrial utilization value. In general, the biogenic gas from acetate fermentation is not favorable for the formation of gas reservoir.

Key words bacterial gas; isotopic composition; generation pathway