

南堡凹陷1号构造带东一段储层物性特征及其控制因素

王苗^{1,2}, 廖远涛^{1,2}, 邓大飞^{1,2}, 蒲美玲³, 余江浩^{1,2}, 刘杰^{1,2}

(1. 中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室 湖北 武汉 430074; 2. 中国地质大学(武汉)资源学院, 湖北 武汉 430074; 3. 中国石化股份江汉油田分公司采油工艺研究院 湖北 潜江 433123)

摘要:通过对薄片和扫描电镜等资料的综合分析,研究了南堡凹陷1号构造带东一段储层物性特征和沉积、成岩作用对储层物性的控制作用。研究区的储层岩石类型主要为长石岩屑砂岩,孔隙类型主要为粒间溶孔。从沉积作用对储层岩石学特征的控制和沉积微相与储层物性特征的关系2个方面分析了沉积作用对储层物性的控制。物源区、沉积环境和沉积作用决定了储层的岩石学特征和物性特征。沉积相带和物性资料综合分析表明,水下分流河道、河口坝和浊积扇水道3种沉积微相的储层物性最好,为有利储层。在沉积微相内部,识别出复合反韵律型和均质韵律型2种储层物性模式,其中均质韵律型储层物性模式更有利于形成良好储层。成岩作用对储层物性的影响表现在机械压实、胶结和溶蚀作用3个方面,其中溶蚀作用形成大量粒间溶孔,有效改善了储层物性。

关键词:储层物性 控制因素 沉积作用 成岩作用 东一段 南堡凹陷

中图分类号: TE112.2

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2012)04-0014-04

中外学者对储层物性控制因素的研究已较为深入,认为碎屑岩的储层物性主要受沉积、成岩和构造作用的共同控制^[1-7]。其中沉积作用是影响储层储集性能的地质基础,物源、沉积环境和沉积相的变化对砂岩的矿物成分、结构、粒度和杂基含量等具有明显的控制作用,这些因素又从一定程度上影响成岩作用^[8-13]。目前,对南堡凹陷整体的构造、层序及沉积作用的研究较多^[14-16],但针对1号构造带储层的研究则十分薄弱^[17],而1号构造带东营组油气储量丰度高,油层厚度大,是南堡油田主力产油区之一,且其岩石微观结构好,次生孔隙发育,是南堡凹陷滩海地区储集空间发育最有利的部位之一^[18]。因此,为满足油田增储上产的需求,笔者对南堡凹陷1号构造带东一段(Ed_1)进行沉积和成岩作用等储层物性控制因素的分析,以期预测研究区的优质储层空间分布提供依据。

1 地质概况

南堡凹陷1号构造带位于渤海湾盆地南堡凹陷西南部,西邻河南凸起,东接林雀次凹,南为沙垒田

凸起,勘探面积约为300 km²。其形成于渤海湾盆地伸展走滑构造背景,主控断层为南堡断层。南堡凹陷在东营组沉积时期处于裂陷晚期,构造活动减弱,湖盆萎缩,地势平坦,形成了一套以粗碎屑为主的扇三角洲沉积体系^[16,19-20]。1号构造带已钻遇地层自下而上依次为古近系沙河街组、东营组,新近系馆陶组、明化镇组和第四系平原组。其中东一段油气富集,但沉积条件复杂,砂体类型多样、非均质性强。由于东一段沉积时期处于断拗转换时期,构造活动较弱,构造对沉积的控制作用也较弱。研究区主要发育三角洲(扇三角洲和辫状河三角洲)、重力流(浊流)和湖泊沉积体系;岩性主要为灰、灰白色粉砂岩、浅灰色细砂岩、砂砾岩、灰绿色、灰色及褐色泥岩,呈不等厚互层;整体上,砂岩粒度自下而上由细变粗。对东一段进行层序地层划分,将其分为4个四级层序,分别为 Ed_1^1 、 Ed_1^2 、 Ed_1^3 和 Ed_1^4 。其中 Ed_1^1 可进一步分为 Ed_1^{1-1} 、 Ed_1^{1-2} 、 Ed_1^{1-3} 和 Ed_1^{1-4} 共4个五级层序; Ed_1^2 分为 Ed_1^{2-1} 、 Ed_1^{2-2} 和 Ed_1^{2-3} 共3个五级层序; Ed_1^3 分为 Ed_1^{3-1} 、 Ed_1^{3-2} 和 Ed_1^{3-3} 共3个五级层序; Ed_1^4 分为 Ed_1^{4-1} 、 Ed_1^{4-2} 、 Ed_1^{4-3} 和 Ed_1^{4-4} 共4个五级层序。

收稿日期: 2012-05-10。

作者简介: 王苗,女,在读硕士研究生,从事沉积学和层序地层学方面的研究。联系电话: (027) 67883064 E-mail: wangmiao875166@126.com。

基金项目: 中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室开放基金“莺歌海盆地东东方区黄流组一段非典型海底扇的内部构成及其成因机制研究”(TPR-2011-06)。

2 储层特征

2.1 岩石学特征

根据铸体薄片及扫描电镜观察,研究区岩石类型主要为长石岩屑砂岩,石英含量较低,岩屑含量达40%~44%,以酸性喷出岩岩屑为主。填隙物含量较低,主要为泥质杂基,其次为自生粘土矿物,少量为白云石、菱铁矿、方解石及石英次生加大。岩石的成分成熟度及结构成熟度中等。孔隙类型包括原生孔隙和次生孔隙,原生孔隙主要为压实残余孔;次生孔隙主要为粒间溶孔,其次为粒内溶孔、铸模孔和粘土矿物晶间微孔。

2.2 储层物性特征

研究区东一段储层较发育,但平面分布不稳定。整体上,储层厚度的分布规律表现为:北部和南部储层厚度较大,均大于200 m,南17井附近储层厚度最大,达300 m;中部储层厚度较小,南7井和南4井附近储层厚度最小,均小于100 m。储层的平均孔隙度为12%~26.8%,孔隙度高值区主要位于南17、南7和南10井附近;平均渗透率为 $29.9 \times 10^{-3} \sim 1\,001.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透率高值区主要位于南17、南21和南9井附近(图1)。孔隙度与渗透率对应关系较好,孔隙度大于20%的区域,渗透率均大于 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;但渗透率高值区的分布范围较孔隙度高值区的分布范围小。

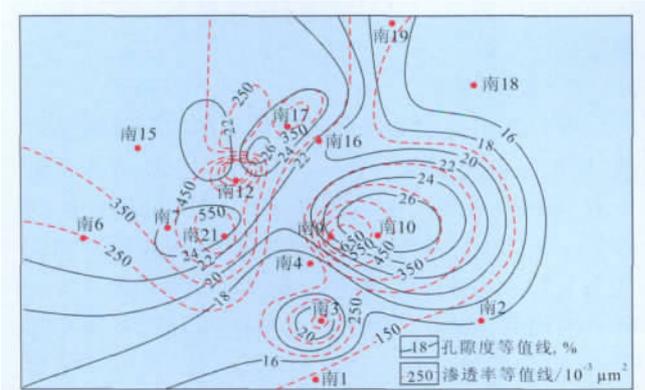


图1 南堡凹陷1号构造带东一段储层孔隙度和渗透率等值线分布

3 储层物性控制因素

3.1 沉积作用

3.1.1 物源及沉积亚相

南堡凹陷东一段沉积时期处于渤海湾盆地裂陷

三幕晚期,西南庄和柏格庄断层伸展强度减弱,沉降中心之一位于南堡凹陷1号构造带东北部的林雀次凹。此时,1号构造带呈现西北部 and 南部地势高,而东部地势低的特征,物源主要来自于北西、北、南3个方向^[15]。

研究区西北部的扇三角洲平原亚相沉积粒度较粗,主要由砂砾岩、含砾砂岩和砂岩组成,分选性和磨圆度较差。扇三角洲前缘亚相沉积粒度相对较细,主要由砂岩、细砂岩和粉砂岩组成,分选性和磨圆度中等。随着搬运距离的增加,沉积物的结构成熟度有所提高;同时沉积物杂基和岩屑含量减少,石英含量和成分成熟度增加,例如南16井杂基和岩屑含量明显低于其西北部的南6、南17和南13井,而石英含量则明显偏高(表1)。

表1 南堡凹陷1号构造带东一段储层岩石学特征

沉积相	井号	样品个数	矿物成分/%			成分成熟度/%	杂基, %	胶结物, %
			石英	长石	岩屑			
扇三角洲	南13	26	36.8	23.3	39.9	58	4.0	3.4
	南17	91	34.4	21.3	44.2	52	1.3	2.6
	南6	19	34.7	22.2	43.1	53	3.0	6.4
	南16	34	38.1	39.9	22.0	62	0.6	6.0
辫状河三角洲	南1	70	32.65	25.45	41.9	48	4.2	6.4
	南3	16	37.0	19.8	43.2	59	3.0	4.7

研究区南部为斜坡带,主要为辫状河三角洲沉积,粒度整体细于西北部的扇三角洲沉积。其中,辫状河三角洲平原亚相主要为砾岩和含砾砂岩,分选性和磨圆度较差;前缘亚相主要为细砂岩,分选性和磨圆度中等;且随着来自南部物源的沉积物向中部推进,砂岩成熟度增高,例如南3井成分成熟度为59%,明显高于其南部的南1井(表1)。

3.1.2 沉积微相

研究表明,南堡凹陷1号构造带中部的扇三角洲前缘亚相的储层物性最好,其次为南部的浊积扇。以 Ed_1^{1-3} 为例(图2),研究区中部扇三角洲前缘亚相的分布范围较大,砂岩含量较高,一般大于60%,最高达90%,高值区位于南12井附近;其储层物性最好,孔隙度达30%,渗透率达 $650 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。南部辫状河三角洲平原亚相和浊积扇的砂岩含量较高,达60%以上;其中南11井附近浊积扇的砂岩含量最高达80%,储层物性较好,孔隙度大于28%,渗透率大于 $300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;而辫状河三角洲平原亚相的储层物性很差,可能与其较低的成分成熟度和结构成熟度有关。

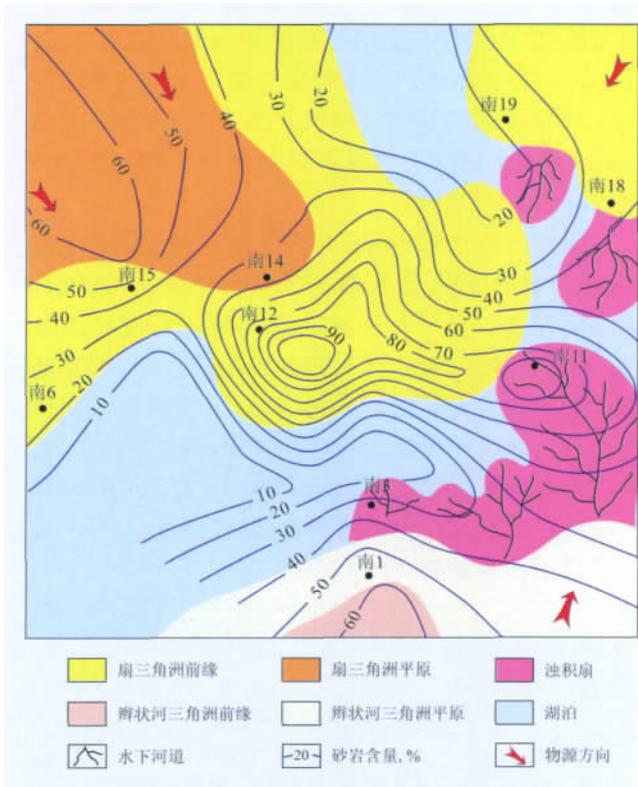


图 2 南堡凹陷 1 号构造带 Ed₁₋₃ 沉积相平面展布

通过对研究区东一段已钻井的孔隙度和渗透率进行统计,研究沉积微相与储层物性特征的关系。结果表明,水下分流河道、河口坝和浊积扇水道的储层物性相对较好,水下分流河道间、浊积扇水道间和远砂坝的储层物性则相对较差。其中,水下分流河道的储层物性最好,孔隙度为 20% ~ 30%,渗透率为 $100 \times 10^{-3} \sim 700 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,且随埋深的增加,储层物性变化的幅度最小;河口坝的储层物性较好,仅次于水下分流河道;再次为浊积扇水道,孔隙度为 15% ~ 25%,渗透率为 $100 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,且随埋深的增加,储层物性变差的幅度明显大于前两者。远砂坝和浊积扇水道间的储层物性差于浊积扇水道,但明显好于水下分流河道间和湖泊,其中,远砂坝的孔隙度为 15% ~ 20%,渗透率为 $50 \times 10^{-3} \sim 400 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;浊积扇水道间的储层物性变化较大,孔隙度为 15% ~ 30%,渗透率为 $50 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,且随埋深的增加,储层物性明显变差;湖泊和 水下分流河道间的储层物性最差。

不同沉积微相的沉积物层理、粒度和粒序具有较大差别,例如水下分流河道主要为含砾砂岩和砂岩,以中、小型交错层理为主;河口坝主要为粉砂岩和中砂岩,以中、小型交错层理、平行层理和波状交错层理为主,粒序主要为反韵律^[21];因此,不同沉积

微相对应的储层物性模式具有差异性。通过对研究区取心井段的岩性、储层物性及沉积微相分析表明,沉积微相内部的储层物性模式可归纳为复合反韵律型和均质韵律型 2 种。复合反韵律型储层物性模式由多个厚度较小的反韵律组成,可能与河口坝砂体的多期叠置有关,此外,由于水下分流河道底部常含大量泥砾,导致其物性较差,也会形成反韵律;均质韵律型储层物性模式的储层物性变化幅度较小,岩性较均匀或粒度变化幅度小,主要为水下分流河道砂体。均质韵律型储层物性模式更有利于形成良好的储层。

3.2 成岩作用

对南堡凹陷的成岩作用进行划分,埋深大于 2 700 m 为晚成岩阶段,可进一步分为 A、B 和 C 共 3 期;埋深小于 2 700 m 为早成岩阶段,可进一步分为 A 和 B 共 2 期。通过对研究区 11 口取心井的铸体薄片、扫描电镜、阴极发光及 X 衍射等资料的综合分析,认为东一段处于晚成岩阶段 A 期,主要经历了机械压实、胶结和溶蚀等成岩作用。

3.2.1 机械压实作用

机械压实作用主要是缩小或减少碎屑岩储层中的原生粒间孔隙,导致塑性岩屑变形,减小孔隙空间。孔隙发育程度与刚性颗粒含量成正比,与塑性颗粒含量成反比。由于研究区东一段埋深较大,为 2 400 ~ 3 400 m,且储层中石英含量低,岩屑含量高(大于 40%),储层颗粒之间的接触关系为点—线、线—点和线接触,机械压实作用使原生孔隙含量大幅度减少。

3.2.2 胶结作用

研究区东一段储层主要为粘土矿物和碳酸盐岩胶结,少量硅质胶结(石英自生加大)。胶结物含量一般为 1% ~ 13%,平均为 5.2%。其中,粘土矿物含量一般为 1% ~ 5%,平均为 2.4%;碳酸盐岩主要为白云石和方解石,其次为菱铁矿,含量为 1% ~ 6%,平均为 3.2%。胶结物充填于砂岩的粒间孔隙内,或呈薄膜状分布于砂岩的颗粒表面,虽在一定程度上堵塞了孔隙和喉道,但由于其在成岩作用中形成较早,可有效增强岩石的抗压实能力,为晚成岩作用阶段的溶蚀作用提供良好的物质基础。

3.2.3 溶蚀作用

溶蚀作用是研究区重要的成岩作用,产生次生溶蚀孔隙,使储层的孔隙结构得到改善。研究区东一段砂岩储层中的溶蚀作用较为常见,包括粒间溶孔,主要由充填颗粒间的方解石、白云石胶结、交代

物和长石颗粒边缘溶蚀形成。此外,还存在少量粒内溶孔、粘土矿物晶间微孔等。

4 结论

南堡凹陷 1 号构造带东一段储层岩石类型主要为长石岩屑砂岩,孔隙类型主要为次生溶孔。研究区中北部及南部的储层厚度较大,中南部的储层厚度较小;中部储层物性较好,南部较差。研究区东一段沉积时期构造作用较弱,储层物性主要受沉积和成岩作用控制。其中,沉积作用对储层物性的控制明显,以水下分流河道、河口坝和浊积扇水道的储层物性较好,远砂坝、浊积扇水道间和水下分流河道间的储层物性较差;东一段主要处于晚成岩阶段 A 期,在成岩过程中,溶蚀作用对储层的改善起着重要的作用,表现为发育大量次生溶孔。

参考文献:

- [1] 史基安,王琪. 影响碎屑岩天然气储层物性的主要控制因素[J]. 沉积学报, 1995, 13(2): 128-138.
- [2] 陈纯芳,赵澄林,李会军. 板桥和歧北凹陷沙河街组深层碎屑岩储层物性特征及其影响因素[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2002, 26(1): 4-7.
- [3] 王健,操应长,刘惠民,等. 东营凹陷南坡沙四段上亚段滩坝砂岩储层孔喉结构特征及有效性[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(4): 21-24, 34.
- [4] 张琴,朱筱敏,钟大康,等. 山东东营凹陷古近系碎屑岩储层特征及控制因素[J]. 古地理学报, 2004, 6(4): 493-502.
- [5] 才巨宏. 乐安油田草 4 块沙三段—沙二段储层沉积特征与非均质性研究[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(3): 24-28.
- [6] 冯娟萍,李文厚,欧阳征健,等. 陕北青化砭油田长 2 砂岩储层物性的控制因素[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2008, 38(3): 417-424.
- [7] 高建刚,赵红兵,严科. 近岸水下扇沉积特征及储层非均质性研究——以胜坨油田坨 123 断块沙四段为例[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(3): 34-37, 41.
- [8] 陈荣书. 石油及天然气地质学[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1994.

- [9] 李凤杰,王多云,徐旭辉. 鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组储层特征及影响因素分析[J]. 石油实验地质, 2005, 27(4): 365-370.
- [10] Rossi C, Kalin O, Arribas J, et al. Diagenesis, provenance and reservoir quality of Triassic TAGI sandstones from Ourhoud field, Berkine(Ghadames) Basin, Algeria[J]. Marine and Petroleum Geology, 2002, 19(2): 117-142.
- [11] Kontorovich A E, Vakulenko L G, Kazanenko V A, et al. Sedimentogenesis and resource potential of Middle - Upper Bathonian reservoirs in the Middle Ob' region[J]. Russian Geology and Geophysics, 2010, 51(2): 147-158.
- [12] Hammer E, Mork M B E, Naess A. Facies controls on the distribution of diagenesis and compaction in fluvial - deltaic deposits[J]. Marine and Petroleum Geology, 2010, 27(8): 1737-1751.
- [13] Jardim C M, De Ros L F, Kezer J M. Reservoir quality assessment and petrofacies of the lower Cretaceous siliciclastic, carbonate and hybrid arenites from the Jequitinhonha basin, eastern Brazil[J]. Journal of Petroleum Geology, 2011, 34(3): 305-335.
- [14] 焦养泉,周海民,刘少峰,等. 断陷盆地多层次幕式裂陷作用与沉积充填响应——以南堡老第三纪断陷盆地为例[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 1996, 21(6): 633-636.
- [15] 姜华. 南堡凹陷构造层序地层分析及其油气地质意义[D]. 武汉: 中国地质大学(武汉), 2009.
- [16] 吕学菊. 南堡凹陷东营组层序结构特征及其对构造活动性的响应[D]. 武汉: 中国地质大学(武汉), 2008.
- [17] 徐安娜,董月霞,韩大匡,等. 地震、测井和地质综合一体化油藏描述与评价——以南堡 1 号构造东营组一段油藏为例[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(5): 541-551.
- [18] 管红,朱筱敏. 南堡凹陷滩海地区古近系砂岩孔隙类型、分布及其控制因素[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2009, 33(4): 22-32.
- [19] 徐安娜,郑红菊,董月霞,等. 南堡凹陷东营组层序地层格架及沉积相预测[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(4): 437-443.
- [20] 周海民,魏忠文,曹中宏,等. 南堡凹陷的形成演化与油气的关系[J]. 石油与天然气地质, 2000, 21(4): 345-349.
- [21] 朱筱敏,王贵文,陈世悦,等. 沉积岩石学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007.

编辑 邹激滢

欢迎投稿 欢迎订阅

han), Wuhan City, Hubei Province, 430074, China

Wang Miao, Liao Yuantao, Deng Dafei et al. Reservoir characters and controlling factors of member one of Dongying group in fracture belt I, Nanpu depression. *PGRE*, 2012, 19(4):14–17.

Abstract: Reservoir properties of member one of Dongying group in fracture belt I in Nanpu depression are studied by analyzing the data of petrophysical characteristics, combined with thin-section petrography and scanning electron microscopic (SEM). And, it is considered that they are controlled by sedimentation and diagenesis. The main reservoir rock type of the study area is feldspar-lithic sandstone, and the main pore type is intergranular porosity. The controlling effect of sedimentation on reservoir is analyzed from two respects: sedimentation controls reservoir lithology characters; and the microfacies types on reservoir lithology characters. The control of sedimentation on reservoir lithology characters is the foundation. Different provenance, different sedimentary environments and sedimentation process determine different lithological characters, which decide directly the petrophysical characteristics of reservoir. The petrophysical properties of submersed channel, mouth bar and turbidite fan channel are the best sedimentary micro-facies which can be good reservoirs. Composite reverse rhythmic are identified in sedimentary micro-facies, and homogeneous rhythmic petrophysical mode is more proper to form favorable reservoirs. Diagenesis influence on reservoir properties is revealed in three aspects: compaction, cementation and dissolution. A large number of interparticle dissolution pores are generated by dissolution which effectively improves the reservoir petrography.

Key words: reservoir characters; controlling factors; sedimentation; diagenesis; member one of Dongying group; Nanpu depression
Wang Miao, Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan City, Hubei Province, 430074, China

Zhang Juan. Study on fault-sealing in Pinghu oil and gas field, Xihu depression. *PGRE*, 2012, 19(4):18–20.

Abstract: Exploration practice showed that fault-sealing controlled the hydrocarbon distribution in Pinghu oil and gas field of Xihu depression, while the corresponding research had not been carried out. According to the sand-mud docking relationship on both sides of faults and smear gouge ratio calculation, fault-sealing evaluation of the main five faults in research area were studied, and the fault-sealing history in the key hydrocarbon migration period was reconstructed by the technology of layer flatten. The research results showed that fault-sealing in Pinghu Formation was better, and in Huangang Formation was weaker, when smear gouge ratio was more than 68 percent, fault side blocking were formed. Fault-sealing ability was changed by the various tectonic evolutionary stages and had relationship with tectonic stress field: in the faulted stage, the research area was mainly in tensile stress, and the faults was open; in the depression stage, some regions was mainly in compression-torsion stress, and the faults in the area was seal such as number 1 fault and in the north of number zero fault, fault-sealing in the other regions was weak.

Key words: fault mud ratio; mudstone smear potential; tectonic stress field; fault-sealing; Pinghu oil and gas field

Zhang Juan, Geoscience Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China

Chang Jianfeng, Xu Yaodong, Tian Tonghui et al. Reservoir fluid type identification for Archeozoic reservoir in Chengbeigu 7 buried hills. *PGRE*, 2012, 19(4):21–23.

Abstract: The identification of reservoir fluid types is key to the calculation of oil and gas reserves, optimization of the development way, and decision of the key technology policy. So how to make clear the underground fluid types is of vital significance for reservoir development. Based on the fluid component analysis result and fluid phase behavior experiment of the well flow, and using a variety of statistical methods and fluid phase analysis method, we identify the reservoir fluid type of the Chengbeigu 7 buried hills. The results show that the reservoir fluid type of the Chengbeigu 7 buried hills is represented as the oil gas two-phase state in the original formation conditions. Combined with geologic research results, the reservoir fluid types of Chengbeigu 7 buried hills is condensate gas cap reservoir.

Key words: reservoir type; condensate reservoir; gas cap; oil ring; fluid phase

Chang Jianfeng, College of Geo-Resources and Information, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266555, China

Zhang Jinwei, Yan Aiying, Liu Wenxiu et al. Study on reservoir occurrence rule in Cabiona block of Colombia. *PGRE*, 2012, 19(4):24–26.

Abstract: Colombia, the fourth largest oil&gas production country in South America, is abundant of petroleum deposits. Cabiona block is located in the forebulge slope of the foreland basin Llanos in Colombia, where is expected to be preferential for hydrocarbon migration and accumulation. By stratigraphic correlation combining with sequence and tectonic research, the sedimentary facies of the target formation Carbonera have been defined as deltaic facies, including two subfacies of delta-front and prodelta. Four microfacies of submerged distributary channel, inter-distributary area, mouth bar and sheet sand are identified. On the base of hydrocarbon migration and distribution and trap features, reservoir accumulation mode is built, which is described as multiple migration with far source, fault controlled reservoir distribution, structure controlled accumulation, and reservoir properties controlled oil enrichment. Four kinds of oil reservoir are summarized as anticlinal reservoir, lithology-faulted nose-like reservoir, lithology-fault reservoir and fault-lithological reservoir. The results of the research are expected to be used in guiding the E&P work in Cabiona block.