

文章编号:1009-3850(2013)02-0083-06

## 辽宁绥中36-A油田东二段储层微观特征及其主控因素分析

张若祥<sup>1</sup>, 郭涛<sup>1</sup>, 姜本厚<sup>1</sup>, 徐春强<sup>1</sup>, 王伟<sup>1</sup>, 张云慧<sup>2</sup>

(1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司勘探开发研究院, 天津 300452; 2. 中海油能源发展有限公司采油工程研究院, 天津 300452)

**摘要:**辽宁绥中36-A油田是渤海海域亿吨级的大油田,古近系含油气层段主要集中在东二段。本文通过理论和实际相结合、物探和地质相结合、微观和宏观相结合、勘探和开发相结合,详细分析了该区东二段储层微观特征及其主控因素:东二段发育湖泊三角洲前缘亚相的有利储层相带。同时综合分析成岩作用、粘土矿物含量、温压场及流体充注等几个影响物性的重要方面,认清了该段发育侧向展布范围广、纵向厚度大、高孔高渗优质储层的根本原因。

**关键词:**渤海海域;绥中36-A油田;东二段;储层微观特征;主控因素;三角洲前缘;优质储层

中图分类号:TE122.2<sup>+3</sup>

文献标识码:A

辽西低凸起是渤海海域辽东湾地区油气最为富集的二级构造带,一系列大中型优质油气田呈串珠状分布于低凸起周围<sup>[1]</sup>。绥中36-A油田主体位于辽西低凸起中部,左侧依附于辽西1号断层并紧邻辽西凹陷,右侧同属于辽中凹陷西侧缓坡带一侧,整体表现为一半背斜构造,具有南北两个构造高点<sup>[2]</sup>,优越的成藏条件,使绥中36-A油田成为亿吨级的大油田,含油气层段主要集中在馆陶组和东营组二段(简称东二段)。通过近10年的勘探开发,该油田为渤海油田的发展壮大做出了巨大贡献。随着勘探开发的深入,研究成果不断推陈出新,但主要是开发、生产方面的,而缺乏对勘探领域的系统、深入的总结和研究。笔者在前人研究和现今新钻探井资料不断完善的基础上,通过理论和实际相结合、物探和地质相结合、微观和宏观相结合,勘探和开发相结合,详细分析了该区东二段储层微观特征及其主控因素。期望对该油田的开发和研究有一定的帮助或借鉴意义。

### 1 储层研究

东二段是绥中36-A油田古近系最主要的含油

层段,埋深约1300~1500m。该段储层侧向展布范围广、纵向厚度大,孔隙度28%~35%,平均31%,渗透率100~10000mD,平均2000mD,属高孔隙度、中高渗透率储层<sup>[3]</sup>。本次研究沿用传统的技术流程,采用宏观资料如岩屑、壁芯、岩心观察资料为辅,多种分析化验资料为主的微观研究方法,对绥中36-A油田东二段砂岩储层的岩石学特征、孔隙类型、组合特征以及孔隙度与渗透率关系等储层微观特征进行研究。

#### 1.1 岩石学特征

通过岩心、岩屑观察和薄片鉴定,储集层段岩石类型主要为极细粒岩屑长石砂岩和细粒岩屑长石砂岩,有少量中粒岩屑长石砂岩和不等粒岩屑长石砂岩,类型基本相同,只是粒度稍有变化。碎屑组分主要为石英、长石、岩屑。其中石英含量为27%~33%,平均为30%;长石含量为22%~26%,平均为24%,主要为钾长石和斜长石,钾长石含量稍高;岩屑含量为15%~20%,平均为17%,成分以石英岩屑、结晶岩屑为主,含有少量的喷出岩屑、泥质岩屑。从碎屑组分含量来看,岩石的成分成熟度较高,主要以刚性石英、长石颗粒为主;岩石总体表

收稿日期:2012-07-02;改回日期:2012-07-20

作者简介:张若祥,男,工程师,主要从事沉积储层综合研究工作。E-mail:zhangrx@cnooc.com.cn

现为疏松-较疏松,风化中等,次圆-次棱状磨圆度,颗粒支撑,线-点式接触关系,接触式胶结类型为主,部分为孔隙式胶结,少量为二者之间的过渡类型。碎屑颗粒以细粒(0.25~0.125mm)和极细粒(0.

125~0.0625mm)为主,表明该段砂岩碎屑的结构成熟度也较高。研究表明粒度中值(Md)粒度概率图和C-M图很好地反映了研究区东营组二段粒度分选特点和牵引流沉积环境(图1)。

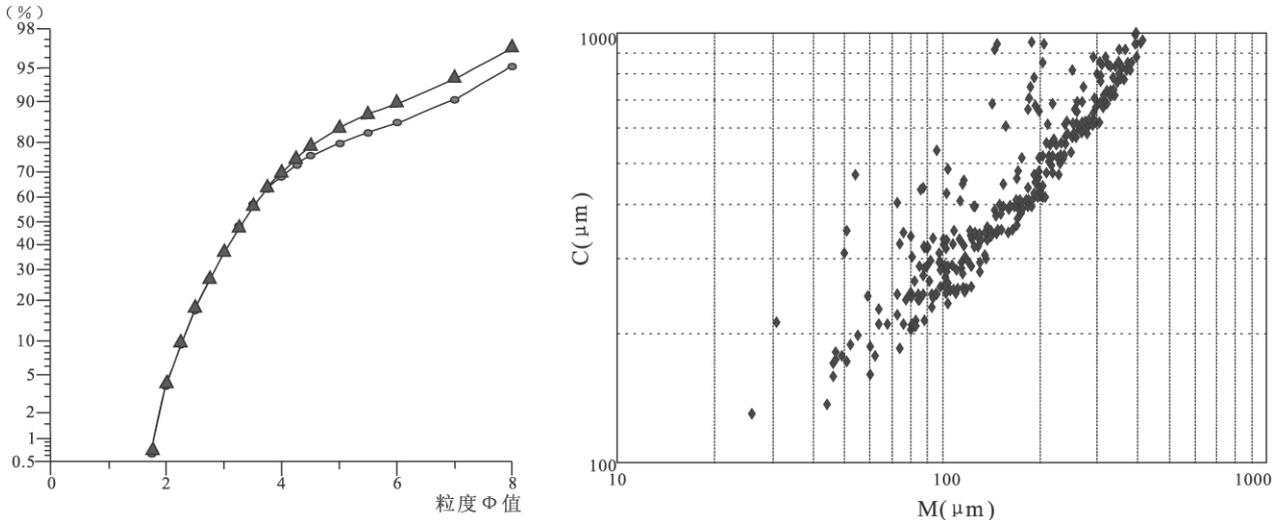


图1 研究区东营组二段粒度概率图和C-M图

Fig. 1 Grain size probability cumulative curves(left) and C-M patterns(right) for the reservoir sandstones from the second member of the Dongying Formation in the 36-A Oil Field in Suizhong

### 1.2 孔隙结构及连通特征

通过铸体薄片鉴定观察孔,绥中36-A油田东二段储层的主要孔隙类型有原生粒间孔、次生溶孔、晶间孔-微孔、晶内微孔、粒间裂缝等。原生粒间孔发育,面孔率为3%~25%,平均为12.4%。粒间孔分布不均匀,连通性较好,孔隙大小在10~78 $\mu\text{m}$ 之间,喉道大小为6~20 $\mu\text{m}$ 。晶间微孔次之,有泥质晶间微孔和方解石晶间微孔,以泥质晶间微孔为主,微孔大小一般为2~8 $\mu\text{m}$ 。样品见溶蚀作用,主要是部分岩屑和长石颗粒边缘发生溶蚀,形成次生溶蚀孔隙,但次生溶孔含量相对较少,因此溶蚀孔隙对储集性能的贡献不大。总体来说,绥中36-A油田东二段以原生粒间孔、泥质晶间微孔隙为主,次生溶孔为辅的孔隙组合特征。孔隙大小分类属于毛细管型孔隙,孔隙间以缩小型喉道及片状喉道为主,孔喉配位数3~5,反映较好的孔隙连通特点。

### 1.3 孔渗相关性

对绥中36-A油田范围内几十口开发井东二段砂岩样品的物性分析表明,孔隙度与渗透率随深度加深逐渐变差,但不同的深度区间也有分段性(图2)。孔渗性的分布总体具有以下特点:同一或相近深度段内,孔隙度或渗透率虽然存在差异,但均有一个优势区间,优势区间的中心点随深度的变化,

主要受储层局部非均质性影响;在趋势线的外侧,存在一些偏离正常压实孔隙度的值;孔隙度和渗透率总体表现为正相关性,在纵向上表现为从浅部向深部先发散再收敛的特征<sup>[4]</sup>。

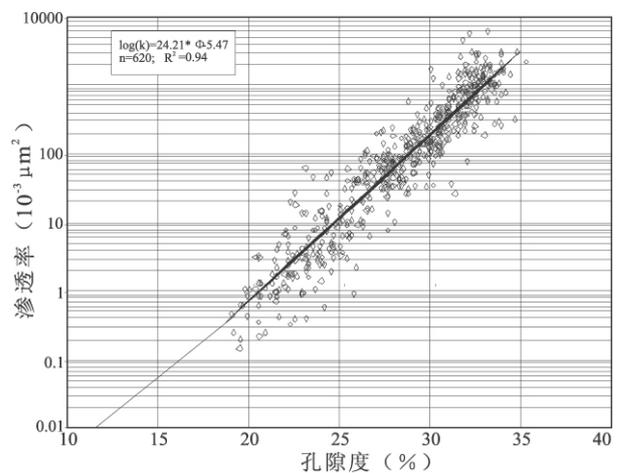


图2 东二段孔隙度与渗透率关系图

Fig. 2 Porosity vs. permeability of the reservoir sandstones from the second member of the Dongying Formation in the 36-A Oil Field in Suizhong

## 2 物性主控因素研究

碎屑岩储层的发育程度、时空展布规律及物性

条件受沉积作用、成岩作用、构造活动、温压场及流体充注等诸多因素的控制<sup>[5-7]</sup>。沉积作用、构造活动在宏观上控制了储层砂体的类型、形态、规模、原始物性条件及空间分布。成岩作用与构造活动、温压场、流体充注相结合对储层进行微观改造,宏观及微观条件共同影响了储层的形成与物性的变化。在绥中 36-A 油田东二段储层物性受单一控制因素影响为辅,主要是多种因素综合作用的结果。

### 2.1 沉积环境及其对储层物性的影响

沉积环境是影响储层性质的最重要因素。在同一构造背景下,不同的沉积条件,如水流的强度和方向、沉积区的古地形、水盆的深浅、离物源区的远近、碎屑物质供应的差异等,可以造成沉积碎屑物的成分、粒度、分选程度、胶结类型、砂体形态、侧向连续性、纵向连通性、厚度等方面的不同,致使储层的岩性、物性和内部结构不同程度的差异以及局

部储层的非均质性<sup>[8]</sup>。在绥中 36-A 油田区东二段内,均见有大量的反应湖泊三角洲的水下沉积标志,主要为介形虫和螺等生物碎片,偶见磷质生物化石碎片。另外,普遍见有炭屑、云母碎屑以及部分碎屑长轴顺层定向分布,代表了水流的方向,绥中 36-A 油田处于这个古沉积环境中,形成了一套位于东二层次不同体系域三角洲前缘相带的优质储层。通过地层层序、物源供给、断裂坡折、湖平面变化、构造活动等控砂因素研究<sup>[9-11]</sup>,刻画了东二段沉积体系的展布范围(图 3),对其有利的沉积微相,主要为分流河道微相、河口坝微相、前缘席状砂,远砂坝微相等。有利的沉积微相及其差异控制着优质储层的宏观特性,并且在微观上决定了岩石颗粒大小、分选、结构及填隙物的成分和含量,从而既控制了岩石原生孔隙度和渗透率的好坏,同时又控制了后期成岩作用的类型、强度与演化。

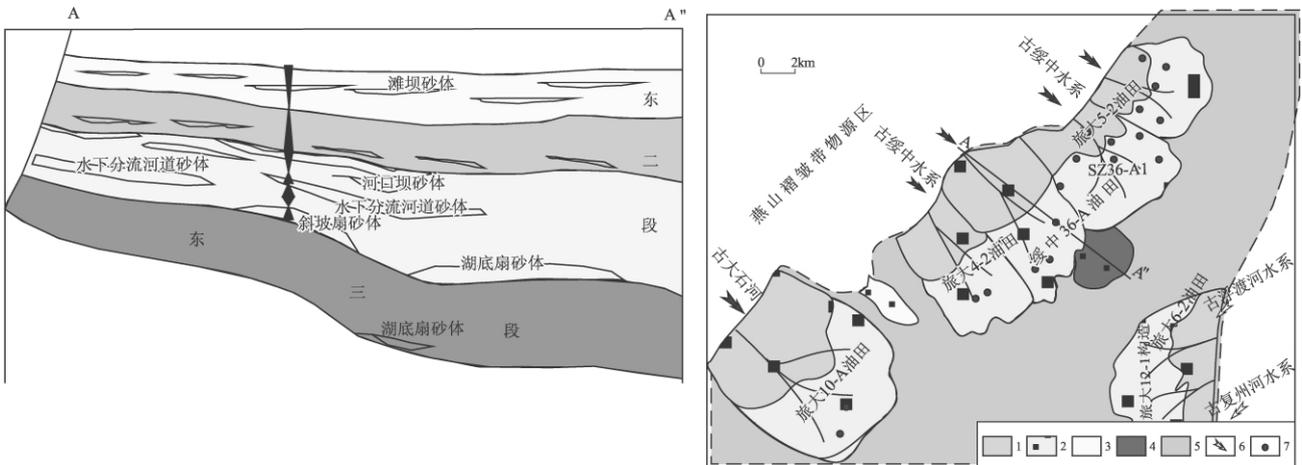


图 3 绥中 36-A 油田东二段沉积体系垂向模式与平面展布图

1. 三角洲平原;2. 三角洲前缘;3. 砂质滩坝;4. 湖底扇;5. 浅湖-半深湖;6. 古水系及物源区;7. 钻井

Fig. 3 Vertical model and planar distribution of the depositional systems in the second member of the Dongying Formation in the 36-A Oil Field in Suizhong

1 = deata plain; 2 = delta front; 3 = sandy beach bar; 4 = sublacustrine fan; 5 = shallow lake-bathyal lake; 6 = palaeodrainage patterns and provenance; 7 = borehole

### 2.2 成岩作用对储层物性的影响

#### 1. 压实作用

压实作用在沉积成岩过程中普遍存在<sup>[12]</sup>,对储层物性具重要的影响。随着上覆地层不断增厚,压实作用逐渐增强,碎屑颗粒间由点接触-线接触转化为凹凸接触,甚至变为缝合接触,使储层储集空间变小,孔隙度、渗透率降低。异常高压有利于储层高孔隙发育带的形成,异常高压带与次生孔隙发育带具有较好的对应关系,位于高压封盖层之下的砂岩储层孔隙度比具正常压实趋势的砂岩高出 5% ~

8%。储层异常高压的作用主要表现在:(1)异常高压可以减缓压实,有效地保护已形成的孔隙;(2)异常高压可以促进溶解作用的进行。由于异常高压带为封闭或准封闭的温压和流体体系,随着烃类的生成和粘土矿物的大量脱水,使得地层流体在温度和压力增加的同时,酸性组分释放出来并溶于孔隙水中形成酸性水介质,导致各种可溶组分的溶解作用增强,从而产生大量的次生孔隙。研究表明孔隙度和上覆地层的压力之间存在良好的线性关系,渗透率和上覆地层的压力之间存在良好的指数关系。

## 2. 胶结作用

胶结和某些自生矿物的充填堵塞孔隙会降低渗透率,包括泥质和碳酸盐岩的胶结作用。碳酸盐岩的胶结作用主要是早期的菱铁矿的胶结和晚期的铁方解石胶结、铁白云石胶结。菱铁矿的胶结作用主要形成于成岩早期,大部分为黑云母碳酸盐化的产物,一般为隐晶结构,呈团块或斑块状分布,局部集中呈条带状。铁方解石和铁白云石的含量均<1%,个别样品铁方解石含量达5%。铁白云石呈球粒状环颗粒边缘胶结或零星胶结(图4a)。铁方解石一般呈隐-显微晶结构,呈斑块状胶结颗粒(图

4b) 这二者均为晚成岩阶段的产物。在该区储层的研究表明,对于埋深在2000m以下的浅层,由于受后期的成岩作用影响较小,长石、碳酸盐岩屑等不稳定组分含量对砂砾岩储集层的影响不大,且含量较高区物性较好。胶结物既可以充填原生孔隙,也可以充填溶蚀孔隙,会大大减少储层的储集空间。研究表明,早、中期的菱铁矿胶结,晚期的铁白云石和铁方解石胶结作用在堵塞粒间孔的同时,也强烈抑制了机械压实作用的进行,为晚期溶解作用形成次生孔隙提供了物质基础<sup>[13]</sup>。

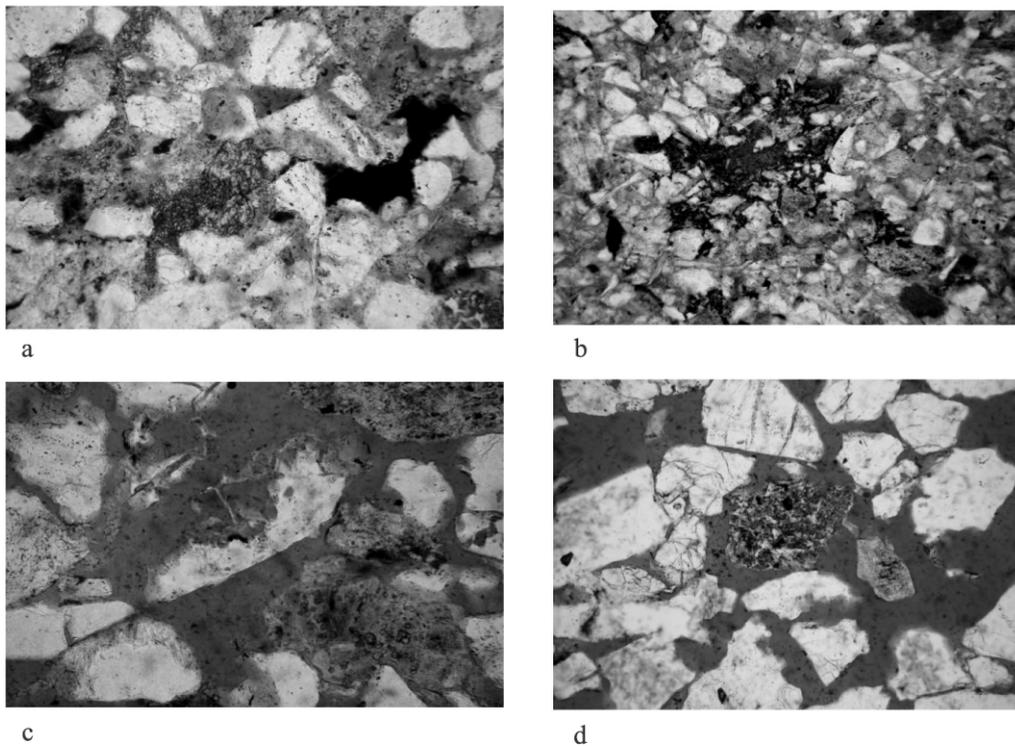


图4 东二段储层胶结作用及溶蚀作用组图

a. 1504.00 ~ 1505.00m 铁白云石零星胶结颗粒; b. 1385.70 ~ 1386.70m 铁方解石呈斑块状胶结; c. 1382.70 ~ 1383.70m 长石溶蚀强烈,仅残余少部分; d. 1452.00 ~ 1453.00m 喷出岩屑溶蚀较为强烈,见溶蚀孔隙

Fig. 4 Cementation and dissolution in the reservoir sandstones from the second member of the Dongying Formation in the 36-A Oil Field in Suizhong

a. Cementation of ankerite and ferroan calcite at the depth of 1504.00 – 1505.00 m; b. Mottled cementation of ferroan calcite at the depth of 1385.70 – 1386.70 m; c. Intense dissolution of feldspar at the depth of 1382.70 – 1383.70 m; d. Intense dissolution of extrusive lithoclasts at the depth of 1452.00 – 1453.00m

## 3. 溶解及溶蚀作用

溶解及溶蚀作用是研究区内较为发育的成岩作用类型<sup>[14]</sup>,主要包括泥质岩屑的溶解、早期碳酸盐胶结物的溶解、不稳定岩屑和长石颗粒的溶解及溶蚀,且部分长石颗粒溶蚀程度较为强烈,次生孔隙发育(图4c)。在中浅层,溶解及溶蚀作用的发生主要与温压场及流体充注有着密切的关系。

## 2.3 粘土矿物对储层物性的影响

统计表明,东二段地层泥质含量一般为3% ~ 8%,局部泥质含量变化较大,含量可达25%,个别含菱铁矿较多的样品含泥质较少(图5a)。泥质以鳞片结构为主,少部分泥质呈斑块或小纹层状分布。通过岩石薄片、X衍射以及扫描电镜分析,粘土

矿物成分主要为伊/蒙混层,另外有少量的高岭石,伊利石和绿泥石。伊/蒙混层矿物主要呈片状结构,高岭石呈假六边形结构,绿泥石呈花瓣状结构,伊利石呈片状结构。研究表明,伊/蒙混层含量随深度的增加逐渐降低,而高岭石正好相反,随埋深增加逐步升高,伊利石和绿泥石的含量则变化不大。总

体上,储层物性与粘土杂基及胶结物含量、成分成熟度和胶结物的含量均呈反比关系。泥质岩屑含量越高,物性则越差(图 5b),原因在于粘土杂基含量高,则会占据大量的原生孔隙,阻碍孔隙流体流动,抑制溶解、溶蚀作用的进行<sup>[15-16]</sup>。

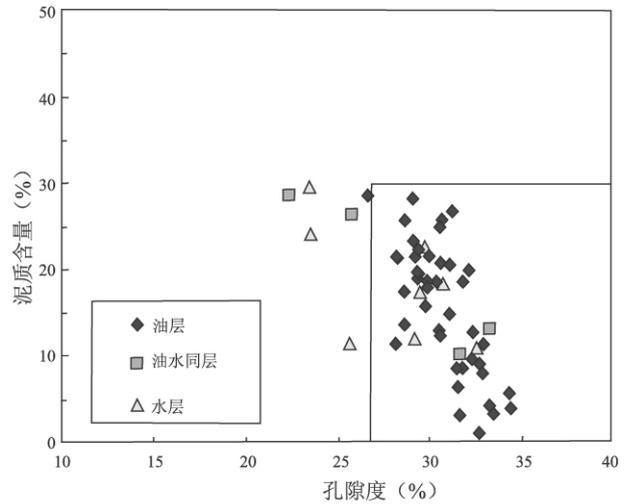
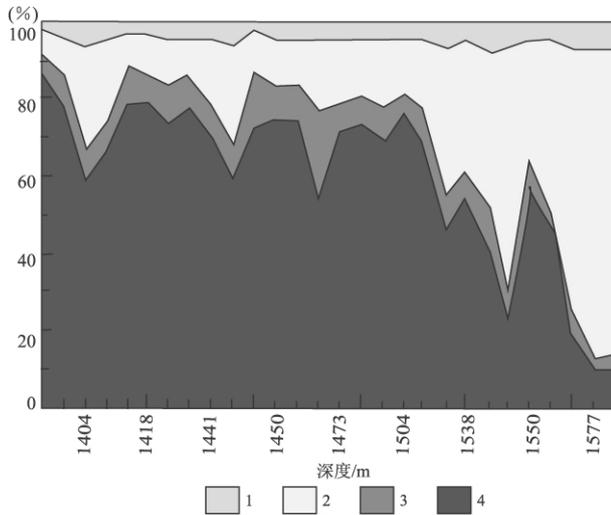


图 5 东二段粘土矿物对储层物性的影响

a. 粘土矿物组分相对含量; b. 孔隙度和泥质含量关系图

Fig. 5 Diagrams showing the effects of clay mineral contents on the physical properties of the reservoir sandstones from the second member of the Dongying Formation

a. Relative contents of the clay minerals; b. Porosity vs. mud contents diagram. 1 = chlorite; 2 = kaolinite; 3 = illite; 4 = illite-montmorillonite mixed layer

#### 2.4 温压场及流体充注对储层物性的影响

地层温度和压力是控制地下流体运动的最主要动力。沉积物进入盆地后,沉积盆地的温度场是控制成岩作用的关键因素之一<sup>[17-18]</sup>。研究表明,地层温度与地层压力为线性关系。在正常压实情况下,地温梯度的提高,会增加砂岩中的水-岩反应速率,而且会加快砂岩的机械压实速度。高地温梯度区砂岩的压实速率明显增大,中国东部盆地地温梯度一般为(2.0~3.5)°C/100m,平均2.7°C/100m,砂岩埋深为2000~3000m时,孔隙度降至25%以下;中国西部塔里木盆地地温梯度约为2.0°C/100m,砂岩埋深为5000~6000m时,孔隙度仍可达15%~20%。但更为积极的因素是,地温不断升高,孔隙流体会受热膨胀,对异常超压的形成起积极作用。由于孔隙流体超压系统的形成和发育,大大削弱了正常压实作用对储层的影响,使得储层中原生孔隙得以大量保存。由于有机质热演化过程中有机酸和CO<sub>2</sub>的释放,降低了孔隙水的pH值,这些酸性孔隙水在高温高压作用下,对易溶矿物的溶解作

用进一步加强,可以形成较好的次生孔隙。较高的地温也有利于油气的生成,低熟油气的早期注入可以阻止或延缓压实和胶结等成岩作用过程,使部分原生孔隙和次生孔隙得以保存,形成高孔高渗带。可以看出,较高的地温和超压系统对储层的储集性会起到一定的保存和改善作用。

### 3 结论

(1) 绥中 36-A 油田东二段储层侧向展布范围广、纵向厚度大,孔隙度 28%~35%,平均 31%,渗透率 100~10000mD,平均 2000mD,属高孔隙度、中高渗透率储层。从沉积作用、成岩作用、构造活动、温压场及流体充注等诸多方面分析,认清了微观储层的物性控制因素,储层物性是多种因素综合作用的结果。

(2) 根据地层层序、物源供给、断裂坡折、湖平面变化、构造活动等控砂因素研究,证实绥中 36-A 油田东二段发育典型的湖泊三角洲沉积体系。在这个古沉积环境中,形成了一套位于东二层序时期

不同体系域的三角洲前缘相带的优质储层。

#### 参考文献:

- [1] 李潍莲,刘震,刘俊榜,等.辽东湾地区辽西低凸起油气田成藏地质条件的差异[J].石油与天然气地质,2010,31(5):664-670.
- [2] 吕丁友,杨明慧,周心怀,等.辽东湾坳陷辽西低凸起潜山构造特征与油气聚集[J].石油与天然气地质,2009,30(4):490-495.
- [3] 朱伟林,米立军,张厚和,等.中国海上含油气图集[M].北京:石油工业出版社,2010.177-180.
- [4] 王永兴,刘玉洁,卢宏,等.高孔隙度砂岩储层中砂体成因类型、孔隙结构与渗透率的关系[J].大庆石油学院学报,1997,21(1):12-16.
- [5] 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.
- [6] 卢红霞,陈振林,高振峰,等.碎屑岩储层成岩作用的影响因素[J].油气地质与采收率,2009,16(4):53-55.
- [7] 朱筱敏,米立军,钟大康,等.济阳坳陷古近系成岩作用及其对储层质量的影响[J].古地理学报,2006,8(3):296-305.
- [8] 于兴河,陈永峤.碎屑岩系的八大沉积作用与其油气储层表征[J].石油实验地质,2004,26(6):517-524.
- [9] 吴伟,林畅松,周心怀,等.辽中凹陷古近系东营组高精度层序地层及沉积体系分析[J].地质科技情报,2011,30(1):63-70.
- [10] CAUTUNEANU O. Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls [J]. Journal of African Earth Sciences, 2002, 35(1):1-43.
- [11] 吴小红,吕修祥,加东辉,等.辽中凹陷东营组重力流发育机制及沉积构成[J].西南石油大学学报(自然科学版),2009,31(4):18-24.
- [12] 刘国勇,刘阳,张刘平.压实作用对砂岩储层物性的影响[J].西安石油大学学报(自然科学版),2006,21(4):24-29.
- [13] 钟大康,朱筱敏,李树静,等.早期碳酸盐胶结作用对砂岩孔隙演化的影响—以塔里木盆地满加尔凹陷志留系砂岩为例[J].沉积学报,2007,25(6):885-889.
- [14] SURDAN R C, CROSSEY L J. Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis [J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(1):1-23.
- [15] 程晓玲.粘土矿物成岩作用对油气储集性和产能的影响—以苏北盆地台兴油田阜三段储层为例[J].石油实验地质,2003,25(2):164-168.
- [16] 邓玉珍.低渗透储层应力敏感性评价影响因素分析[J].油气地质与采收率,2010,17(4):80-84.
- [17] 李潍莲,刘震,于水,等.地温—地压场特征与油气分布的关系—以辽东湾地区为例[J].天然气工业,2006,26(9):17-20.
- [18] 曾治平,刘魁元,宋国奇,等.车镇凹陷地层压力结构体系[J].油气地质与采收率,2009,16(3):18-21.

## Microscopic features and controls of the hydrocarbon reservoirs from the second member of the Dongying Formation in the 36-A Oil Field in Suizhong, Liaoning

ZHANG Ruo-xiang<sup>1</sup>, GUO Tao<sup>1</sup>, JIANG Ben-hou<sup>1</sup>, XU Chun-qiang<sup>1</sup>, WANG Wei<sup>1</sup>, ZHANG Yun-hui<sup>2</sup>

(1. Tianjin Branch, CNOOC, Tianjin 300452, China; 2. Energy Technology & Service Limited, CNOOC, Tianjin 300452, China)

**Abstract:** The 36-A Oil Field in Suizhong, Liaoning is a hundred million ton-sized oil-gas field in the Bohai offshore field. The Palaeogene oil reservoirs are mainly concentrated in the second member of the Dongying Formation. The present paper deals in detail with the microscopic features and controls of the hydrocarbon reservoirs in the study area. The favourable reservoirs are mainly organized in the lacustrine delta front subfacies in the second member of the Dongying Formation. The diagenesis, clay mineral content, temperature-pressure field and fluid filling as main controlling factors of the physical properties of the oil reservoirs are believed to be responsible for the development of vast extensive distribution, tremendous vertical thickness, high porosity and high permeability favourable reservoirs.

**Key words:** Bohai offshore field; 36-A Oil Field in Suizhong; second member of the Dongying Formation; microscopic feature; main controlling factor; delta front; favourable reservoirs