

山东东营凹陷东部深层浊积扇储层的 微观特征及影响因素

夏景生¹ 王成明¹ 王志坤¹ 陈刚¹ 朱鑫² 冀晓静³

(1. 中国石油冀东油田分公司勘探开发研究院, 河北 唐山 063004;

2. 中国石油冀东油田造价公司, 河北 唐山 063004; 3. 中国石油冀东油田开发技术公司, 河北 唐海 063200)

摘要: 东营凹陷东部深层浊积砂体以三角洲前缘的滑塌浊积砂体为主, 储层岩性以长石细砂岩、岩屑细砂岩及粉砂岩为主, 结构成熟度及成分成熟度均较低。储层微观特征研究表明, 浊积砂体中主要发育剩余原生粒间孔、粘土矿物杂基内的微孔隙、粒间溶孔、粒内溶孔及微裂缝等储集空间类型; 孔隙结构以低渗细喉型为主, 为物性较差的中低孔、低渗型储层。通过对储层物性影响因素的研究得出, 岩石结构、沉积微相、成岩作用和异常超压的形成与分布是影响本区浊积砂体储层物性的主要因素。其中成岩作用对浊积砂体物性的改造明显, 压实和胶结作用是导致储层物性变差的主要原因; 而溶蚀作用和成岩收缩作用则有利于储层孔渗性的改善。异常超压系统的存在、高的地温场及烃类的早期注入对该区浊积砂体储层物性起到了良好的保存和改善作用。

关键词: 浊积砂体; 储层微观特征; 成岩作用; 储层物性; 东营凹陷东部

中图分类号: P588.21⁺2.3

文献标志码: A

文章编号: 1000-3657(2008)05-0975-09

东营凹陷是渤海湾盆地济阳拗陷内的一个次级负向构造单元, 在渐新世沙三段沉积时期沿长轴方向发育了大型的复合三角洲——东营三角洲。东营三角洲位于东营凹陷的东部, 是陆相湖盆典型的建设性三角洲^[1-3], 在其形成的过程中由于气候湿润、降雨量充沛、碎屑物质供应充足加之该时期区域构造活动强烈, 因而在三角洲前缘半深湖—深湖地带发育了许多大小不一、形状各异的浊积扇体, 这些浊积扇体主要是三角洲前缘滑塌而形成的^[4-5]。

经过 30 余年勘探、开发, 东营凹陷已进入高勘探程度阶段, 寻找大型的整装构造油气藏的可能性已越来越小, 油气勘探方向已逐渐由构造油藏转向岩性油藏和构造-岩性油藏^[6]。浊积扇砂体以其有利的生储盖组合条件而成为油田最具潜力的勘探目标之一。为此, 笔者通过对这些浊积砂体的岩石学特征、储层物性特征、储集空间的微观结构、储集类型等元素的研究, 分析总结了东营凹陷东部深层浊积

扇的储层特征以及影响储层的主要因素, 为该区乃至整个济阳拗陷深层隐蔽油气藏^[7]勘探开发提供了更详细的基础地质资料和新的勘探开发思路。

1 储层特征

浊积扇砂体是东营凹陷东部深层区带的主要储集层。据统计, 该区浊积扇砂体储层占油田总储层的 80% 以上, 层位上主要集中于沙三段中、下段和沙四段上亚段, 埋深多为 2800~3550 m。浊积砂体储层粒度差异大、岩性混杂, 具有较强的非均质性。与一般的砂岩储层相比, 其岩性、岩相、沉积相、成岩作用、储集性能都较为复杂, 这就决定了其具有与众不同的储集特征。

1.1 岩石学特征

根据研究区 40 多口取心井的资料分析, 该区浊积砂体储层岩性比较混杂, 以细粒砂岩为主, 多见细砂岩、粉砂岩与泥岩互层, 部分区域可见油侵含砾砂

岩、粗砂岩等。砂岩类型以长石砂岩、岩屑质长石砂岩、长石质石英砂岩为主,含有少量岩屑泥质砂岩,泥质含量较高,以深灰色或灰色为主。

颗粒中石英的含量为 40%~65%,波状消光明显,石英颗粒常具次生加大现象;长石(主要为正长石和斜长石)含量为 20%~30%,且常被溶蚀和交代;岩屑含量为 5%~15%,其成分主要为石英岩、动力变质岩、喷发岩、泥质岩等,其中喷出岩有时碳酸盐化;碎屑颗粒多呈次棱角—次圆状,结构成熟度中等,分选中等—差,矿物成分成熟度较低。填隙物包括杂基和胶结物,杂基为粉砂质泥岩,其主要成分为鳞片状泥质和星点状高岭石等;胶结物主要为碳酸盐岩胶结物和泥质胶结物,其主要成分为细微晶铁白云岩以及含铁方解石等。胶结方式以接触式为主。此外,重矿物主要为锆石、电气石、石榴石等较稳定矿物组合。

1.2 浊积砂体的储集空间类型

根据东营凹陷东部沙三中、下亚段滑塌浊积砂体的特征、孔隙大小和形态,结合显微薄片鉴定、铸体薄片分析和扫描电镜的观察结果,认为该区浊积砂体储层发育孔隙和裂缝两类储集空间。按其成因可将研究区浊积岩的孔隙分为原生孔隙和次生孔隙两大类,其中次生孔隙占主导地位,是该区主要的孔隙类型。裂缝主要包括贴粒缝、收缩缝和构造缝等。裂缝的发育对储集空间的影响较小,但它可以有效地改善储层的渗透性。

1.2.1 原生孔隙

研究区内浊积砂体发育的原生孔隙主要包括剩

余原生粒间孔和粘土矿物杂基内的微孔隙。

(1) 剩余原生粒间孔

剩余原生粒间孔是指岩体中的原始孔隙经过早期压实和胶结作用后的剩余粒间孔,主要包括碎屑颗粒之间的孔隙,由于该区经受到了较强烈的成岩作用,这类孔隙保存少,呈不规则的外形(图 1)。孔径一般为 5~70 μm 。

(2) 粘土矿物杂基内的微孔隙

粘土矿物杂基内的微孔隙是指微晶孔和杂基中的微孔隙,主要分布在高岭石、伊利石等粘土矿物中,原生的高岭石晶间微孔隙直径一般为 1~5 μm ,在主要含油层段多被油浸,渗透率极低,有 40%左右为无效孔隙(图 2)。这可能是牛 38 井 3068.6~3080.8 m 井段虽电测解释为油层,但试油结果却为干层的主要原因。

1.2.2 次生孔隙

次生孔隙是成岩作用和构造作用的结果,本区的次生孔隙类型主要包括粒间溶孔、粒内溶孔、长石晶内溶孔、铸模孔、特大溶孔及微裂缝等。空隙直径一般为 3~85 μm ,均为溶蚀作用的产物^[8,9],溶蚀对象主要是长石和其他不稳定组分。

(1) 粒间溶孔

粒间溶孔主要指填隙物发生溶解后形成于碎屑颗粒之间的孔隙。该区的粒间溶孔主要为充填的碳酸盐胶结物、部分泥质杂基等被溶解而形成。孔隙直径一般为 5~60 μm ,其边缘大多呈港湾状、树枝状等(图 3)。粒间溶孔为东营凹陷东部浊积砂体储集层

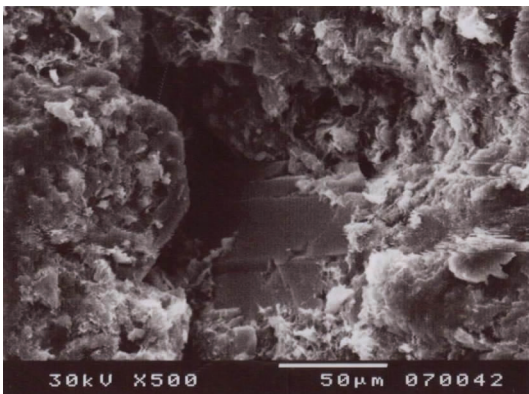


图 1 剩余原生粒间孔(牛 108 井,3091.4 m)
Fig.1 Remaining primary intergranular pore
(well Niu-108, 3091.4 m)

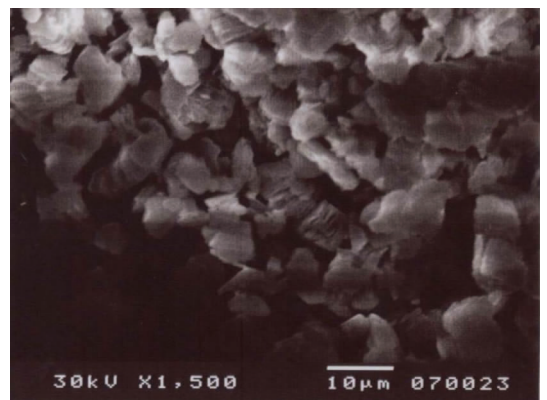


图 2 杂基内的微孔隙(牛 38 井,3070.5 m)
Fig.2 Micro-pore of clay mineral matrix
(well Niu-38, 3070.5 m)

的主要孔隙类型,有利于油气聚集。

(2)粒内溶孔

粒内溶孔指是由长石、中基性喷出岩屑、碳酸盐等不稳定组分受溶蚀而成。长石常见沿一组或两组双晶面、解理面、破裂缝等处发生溶蚀形成粒内溶孔。当颗粒溶蚀强烈时,可形成“蜂窝状”和“残骸状”的粒内溶孔(图 4)。孔隙直径一般为 0.2~30 μm,最大可达 60 μm 以上。

(3)铸模孔

铸模孔为岩石中的碎屑、颗粒(化石、矿物晶体)、粒间胶结物或杂基,当其中任一类组分被选择溶蚀后形成的孔隙,以及其中的任一类组分被易溶矿物交代

后再被溶蚀形成的孔隙。该区的铸模孔主要由长石等不稳定碎屑颗粒被溶解后而形成的,形状不规则(图 5),粒径一般 8~35 μm,最大可达 70 μm 以上。

1.2.3 微裂缝

研究区内的微裂缝主要有成岩压实形成的微裂缝和微构造缝,包括颗粒内、杂基内以及岩石内的裂隙。相对而言岩石内的裂隙更为重要,对物性的影响也较大,不仅可提供良好的通道,有利于酸性溶液活动,形成次生溶孔隙而且还对油气的储集和运移极为有利(图 6)。

1.3 浊积砂体的孔隙结构特征

孔隙结构是指岩石所具有的孔隙和喉道的几何

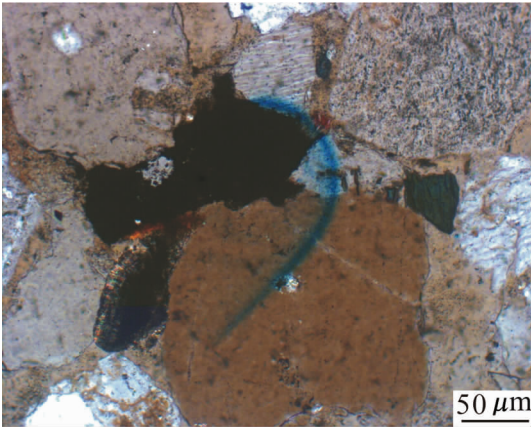


图 3 粒间溶孔(莱 59 井,2739 m)
Fig.3 Intergranular dissolution pore (well Lai-59, 2739 m)

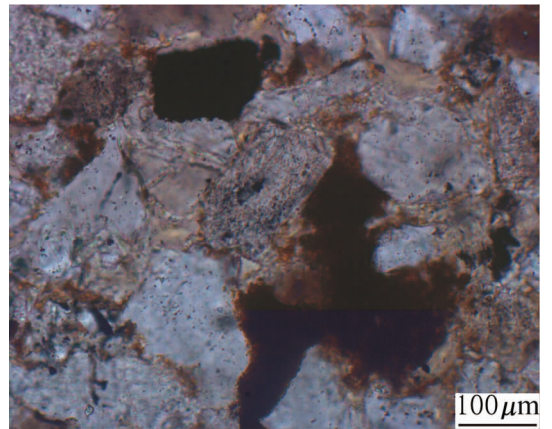


图 4 粒内溶孔(辛斜 164 井,2352.35 m)
Fig.4 Intragranular dissolution pore (well Xin xie-164, 2352.35 m)

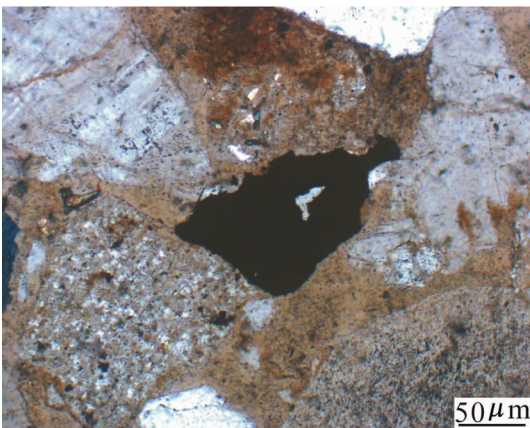


图 5 铸模孔(莱 59 井,2748.52 m)
Fig.5 Moldic pore (well Lai-59, 2748.52 m)

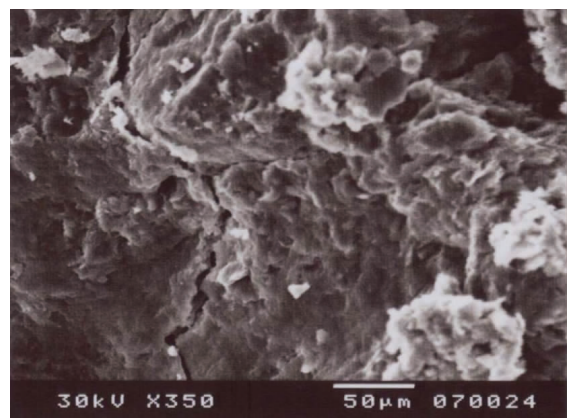


图 6 微裂缝(牛 108 井,3129.65 m)
Fig.6 Micro-fissures (well Niu-108, 3129.65 m)

形状、大小、分布及其相互连通关系。利用压汞资料能较客观的反映深部储层孔隙结构特征。本区压汞资料(表 1)显示浊积砂体储层物性中—差,其孔喉半径值较小,喉道较细。

该区浊积砂体毛管压力曲线特征总体上呈细歪

度型(图 7),表现为毛管压力曲线最初随压力增加,曲线变化很小,为一陡斜段,而且此段压力范围宽;当压力增加一定程度时,曲线随压力增大而迅速增大,曲线缓慢上升,但这缓倾斜段斜率较大,位置较高,而且后期无典型毛管压力曲线的陡倾斜段,与中

表 1 研究区沙三中、下段和沙四上亚段浊积砂体储层压汞资料

Table 1 Mercury-injection data of the turbidite sandbody reservoir in the middle and lower submembers of the Third Member of the Shahejie Formation and upper submember of the Fourth Member of the Shahejie Formation in the study area

井号	井深 /m	孔隙 度/%	渗透率 /($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	排驱压力 /MPa	最大孔喉半径 / μm	中值孔喉半径 / μm	喉道平均半径 / μm
牛 106	3011.66	18	6.03	0.2363	3.113	0.324	1.015
牛 106	3112.85	16.8	4.41	0.3017	2.438	0.341	0.725
牛 108	2983.10	19.5	5.9	0.3051	2.411	0.371	0.761
牛 108	2989.23	18.6	2.07	0.5011	1.468	0.168	0.437
牛 108	2991.45	18.7	6.7	0.2208	3.331	0.418	0.88
牛 108	3091.40	20.5	2.9	0.4976	1.478	0.183	0.49
牛 108	3095.20	20.3	4.8	0.311	2.365	0.186	0.486
牛 108	3097.05	20	14.4	0.171	4.301	0.294	0.838
牛 108	3100.20	5.4	0.088	1.5344	0.479	0.088	0.167
牛 108	3101.80	12.9	0.871	0.3289	2.236	0.09	0.332
牛 108	3146.99	9.7	0.104	2.0667	0.356	0.064	0.14
永 97	2887.50	23.2	130	0.0938	7.844	1.475	3.315
永 97	2887.99	17.3	32.5	0.1583	14.37	1.354	4.013
永 97	2888.13	21.2	8.71	0.2082	3.533	0.307	1.064

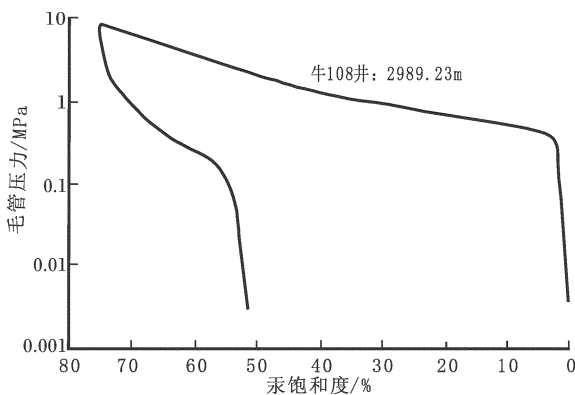


图 7 东营凹陷东部浊积砂体毛管压力曲线特征

Fig.7 Characteristics of capillary-pressure curves of the turbidite sandbody in the Dongying subbasin

间的缓倾斜段不易区分,说明岩石孔喉分布不均匀,且偏细,同时反映出岩石的孔渗性较差。

1.4 各沉积微相浊积砂体的物性特征

研究区浊积扇的内扇主水道微相砂体的孔隙度集中分布在 16%~28%,渗透率呈多峰态分布,物性总体较好;中扇辫状水道微相砂体孔隙度为 7%~15%和 17%~25%,渗透率变化范围很大,储集性较好(表 2)。这两种微相砂体的杂基含量相对较低,分选、磨圆相对较好,粒度较粗,原生孔隙相对较发育,原因在于其碎屑为三角洲前缘沉积物再次搬运的产物。水道前缘和外扇微相砂体粒度较细,杂基含量较高,原生孔隙较小或不发育,储集物性相对较差。

表 2 研究区浊积扇不同沉积微相砂岩物性参数特征
Table 2 Characteristics of physical parameters of sandstones with different microfacies in turbidite fans in the study area

参数平均值	井号	内扇主水道	中扇辫状水道	水道前缘	外扇
孔隙度/%	牛30	21.765(34)	19.36(18)	8.354(7)	10.235(4)
	莱60	23.482(47)	18.86(31)	15.34(25)	8.75(18)
渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	牛30	108.14(35)	21.04(19)	0.765(6)	0.762(3)
	莱60	27.38(45)	32.72(34)	4.295(25)	2.586(12)

注:括号中数字为统计样品数。

2 研究区浊积砂体储集性能综合评价

笔者对浊积砂体储层划分和评价的依据是王允诚^[10]1993年提出的标准。该标准是根据中国主要油气田砂岩的毛管压力曲线参数、物性数据和铸体薄片鉴定资料等提出的,将储集层划分为四大类,其中第Ⅳ类属于非储集层,Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类又各细分为a、b、c亚类。

研究区浊积砂体的孔隙度平均值为13%~20%,属于Ⅱ类储集层中b、c亚类;渗透率值主要集中在0.1×10⁻³~50×10⁻³ μm²,相当于Ⅱ类储集层中的b、c亚类和Ⅲ类储集层的a亚类。浊积砂岩的岩性以粉、细砂岩为主,相当于Ⅱ类中的a、b亚类储集层粒级。储集空间主要为粒间孔、溶蚀孔及微孔隙,与Ⅱ类b、c亚类储集层的孔隙类型相符。综上所述,笔者认为东营凹陷东部沙三中、下段和沙四上亚段的浊积砂体为中—低孔、低渗型的中等储集层。

3 影响浊积砂体储层物性的主要因素

影响碎屑岩储层物性的因素很多^[11,12],具体到本地区,由于该区浊积扇主要集中在沙三中、下段和沙四上亚段,浊积砂体埋藏较深,所处的地质条件复杂而特殊,其储集物性的影响因素较浅部地层有较大的差异。经过对该区深部地层的深入研究认为,岩石类型、沉积微相、成岩作用是影响该地区浊积砂体储层物性的主要因素,同时认为具有保护作用。

3.1 岩石结构和沉积微相对储层物性的影响

岩石结构对储层物性的影响主要表现在粒度中值和分选系数对储层物性的影响。从研究区部分井的样品统计来看孔隙度与分选系数呈明显负相关性(图

8),与粒度中值呈明显的正相关性(图9),即随砂岩分选性变好、粒度中值增大,孔隙度呈增大的趋势。

不同的相带发育不同的岩相,不同的岩相具有不同的岩矿组成和不同的岩石结构特征^[13]。东营凹陷东部沙三中、下段和沙四亚段砂岩的岩石类型多种多样,成分成熟度及结构成熟度不同,颗粒间填隙的胶结物、粘土杂基含量不同,岩石结构有差别,这主要与物源有关。岩石类型无疑对储集层物性(特别是渗透率)有重要影响,其本质是物源的影响,而沉积微相对

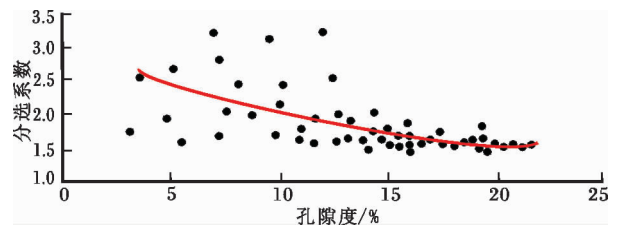


图 8 研究区浊积砂体孔隙度与分选系数的关系
 Fig.8 Relationship between the coefficient of sorting and porosity in the turbidity sandbody in the study area

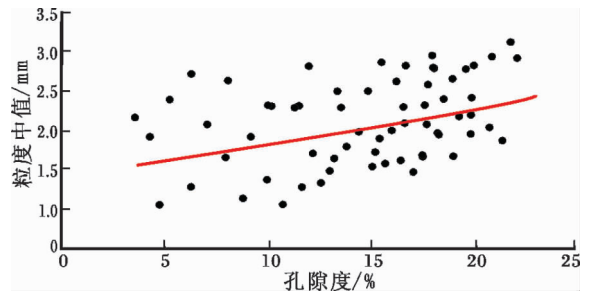


图 9 研究区浊积砂体孔隙度与粒度中值的关系
 Fig.9 Relationship between the porosity of the turbidite sandbody and median of grain sizes in the study area

储层物性的控制体现为对砂体类型的控制。

3.2 成岩作用对储层物性的影响

对研究区成岩作用的研究结果表明,该区的滑塌浊积砂体已经历了早成岩期,目前主要处于晚成岩 A 期至晚成岩 B 期过渡阶段^[14]。经历的主要成岩事件有:压实压溶作用、胶结作用、溶解作用、粘土矿物的转化等成岩作用的变化,其中对该区浊积砂体储层物性影响比较明显的主要是压实压溶作用、胶结作用、溶蚀作用以及成岩矿物的收缩作用。

3.2.1 压实压溶作用对储层物性的影响

研究区的浊积砂体由于埋藏较深,而且岩石组分中塑性成分较多,因此,岩石对压实比较敏感。表现为:①研究区 75%以上的样品视压实率超过 50%;②碎屑颗粒的成岩呈定向组构;③塑性颗粒发生揉皱变形,如粘土、泥砾和一些泥晶碳酸盐受压实作用影响发生假杂基化,粘土矿物呈层状相对富集,云母等片状矿物发生变形并顺层排列;④刚性碎屑颗粒被压碎、压裂,如长石、石英以及岩屑由于压实而产生脆裂,长石沿解理缝张开等;⑤碎屑颗粒表现为线接触、凹凸接触甚至缝合线接触等形式。上述各种形式的压实压溶作用使得浊积砂体的孔隙度减小、渗透率降低,从而使储层的物性变差。

3.2.2 胶结作用对储层物性的影响

胶结作用对储层物性也起到了破坏作用,是致使该区储层物性变差的另一主要因素。该区浊积砂体内的胶结物主要为碳酸盐矿物、硅质胶结物以及自生粘土矿物等。

本区碳酸盐胶结物以晚成岩期铁方解石和铁白云石为主,碳酸盐含量对储层物性有比较明显的影响(图 10),碳酸盐矿物含量在大于 8%时,随着碳酸

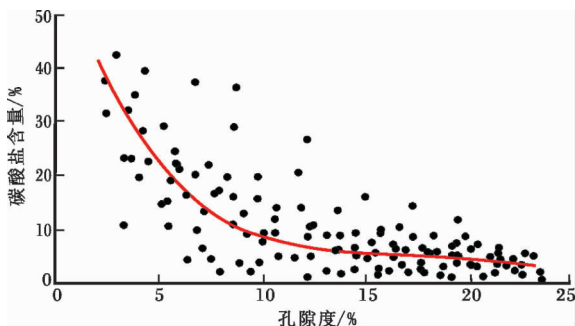


图 10 研究区浊积砂体孔隙度与碳酸盐含量关系
Fig.10 Relationship between the porosity of the turbidite sandbody and carbonate cement content in the study area

盐矿物含量的增加,储层孔隙度、渗透率均呈指数快速减低,储层物性显著变差。当碳酸盐矿物含量低于 10%时,孔隙度随碳酸盐含量的变化不明显。

硅质胶结作用主要表现为石英碎屑颗粒的次生加大现象,镜下石英碎屑颗粒呈环带状的次生加大发育,严重破坏了原生孔隙。研究还发现石英加大现象广泛存在的同时常伴有长石的强烈溶蚀现象,从另一个方面也说明了硅质增生的丰度同时也反映了较强的溶解作用和次生孔隙的发育程度。

3.2.3 溶蚀作用对储层物性的影响

溶蚀作用主要是有机质在成熟过程中生成的有机酸和二氧化碳酸性水溶液对砂岩的可溶性组分的溶解,是使储集物性得到改善的建设性作用^[15,16]。溶解作用产生的条件是砂岩中拥有较多的可溶性矿物和足以使矿物发生充分溶解的溶剂,这两个条件在研究区均已达到。第一,研究区的浊积砂体大部分位于沙三中亚段的中下部至沙四上亚段,埋深在 2800~3500 m,包裹于巨厚的有机质含量十分丰富的生油岩中,而且在这一深度范围内正是相当于有机质热演化的“液态窗”阶段,有机质成熟向烃类转化的同时产生大量的有机酸和 CO₂,从而提供了有很强溶解能力的酸性水溶液;第二,浊积砂岩中含有 20%~30%的长石,且填充物中铁方解石和铁白云石、碳酸盐岩、硅质岩等胶结结构亦有近 10%的含量可供有机酸溶液进行溶解。因此,研究区溶蚀作用普遍发育,主要有下面几种形式:①不稳定组分边缘被溶蚀呈不规则状或港湾状,残留物具溶蚀外貌(图 11);②不稳定组分内部被溶解形成组分内孔(图 12);③不稳定组分、胶结物或

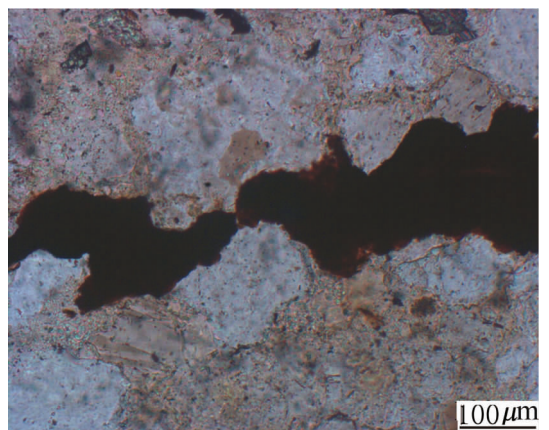


图 11 溶蚀缝(莱 105 井,2774.6 m)
Fig.11 Dissolution fissures (well Lai105, 2774.6 m)

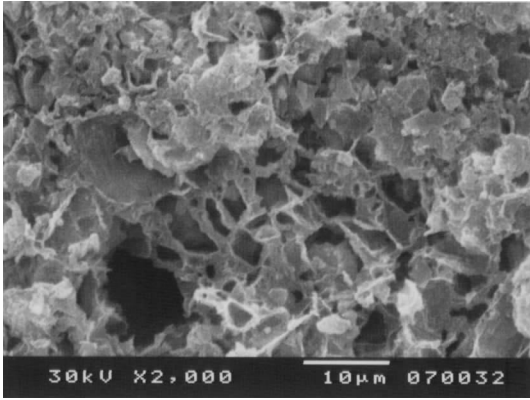


图 12 胶结物溶蚀孔(牛 38 井,3163.8 m)

Fig.12 Dissolution pores in cement (well Niu38, 3163.8 m)

交代物被完全溶解,保留了原颗粒形貌而形成铸模孔。溶蚀作用控制了该区浊积砂体储层次生孔隙的形成与分布,改善了砂体的储集性能。

3.2.4 成岩收缩作用对储层物性的影响

富含泥质、粉砂质的岩石在成岩过程中易失水收缩,形成微小的次生孔隙,但此类孔隙连通性差^[7]。研究区粘土矿物以伊利石(26%~57%)和伊蒙混层(13%~38%)为主,混层比较低(16%~23%),粘土矿物(其中伊利石含量很高)多集中呈条带状顺层分布。蒙脱石变为伊利石体积缩小约 1/3,泥质岩总体积变小。所以粘土矿物的转化作用使泥质岩内出现大量成岩收缩裂缝。

3.3 超压、高温、烃类的早期注入对储层具有保护作用

研究区约在 2700 m 以下的地层中广泛存在异常高压^[8],压力系数为 1.27~1.76。分析研究认为,该区异常高压是由于差异压实、粘土矿物大量脱水、高地温和烃类的大量生成所致。超压对储层物性的保护和改善作用主要表现在以下 3 个方面:①超孔隙流体压力通过降低有效应力的方式来减缓甚至抑制压实作用的进行,从而有效地保护了孔隙发育带。②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,酸性组分释放出来并溶于孔隙水中,降低了孔隙水的 pH 值,导致各种可溶组分的溶解作用增强,从而更有利于次生孔隙的发育^[19,20]。

高温也有利于该地区次生孔隙的形成,由于该地区沙三段、沙四段发育了丰富的优质烃源岩,地温梯度较高(3.49℃/100 m),降低了生油门限,加速了

有机质演化速度,利于有机酸和二氧化碳能及早地进入临近的浊积砂体中,加速砂岩水-岩反应速度,进行溶蚀作用;另外,高温还可以加速流体循环,将溶解物质带出系统,利于形成规模性的次生孔隙带。

烃类的早期侵入会阻止压溶进行,从而抑制化学致密作用的进程,有利于储层孔隙的保存。因为抑制作用一方面阻止了大规模胶结作用的发生,另一方面小规模胶结、次生加大使砂岩的固结程度大大提高,有效地延缓了深埋期间砂岩孔隙的损失。研究区沙三段、沙四段巨厚的烃源岩中干酪根类型(I、II)优良,加之高地温梯度较高,早期生排烃容易进入储层,有利于孔隙的保存。牛 42 井发育的滑塌浊积砂体埋深在 3255~3270 m,其含油部位孔隙度仍可达 25%以上,研究发现这不仅与异常高压对孔隙的保存有关,而且与烃类对孔隙的占据也有很大的关系。

4 结论

(1)东营凹陷东部深层浊积砂体以东营三角洲前缘的滑塌浊积砂体为主,岩性以长石细砂岩、岩屑细砂岩及粉砂岩为主,结构成熟度及成分成熟度均较低;储集空间类型主要为原生孔隙、次生孔隙、微孔隙和微裂缝;内扇主水道和中扇辫状水道砂体的物性较好,而中扇辫状水道前缘砂体和外扇内的砂体物性相对较差,总体评价为中低孔低渗型的中等储集层。

(2)岩石组构和沉积微相对本区浊积砂体储层物性有重要影响。成岩作用是影响本区浊积砂体储层储集性能的主要因素,其中压实、压溶和胶结作用是导致储层物性变差的主要原因,而溶蚀作用和成岩收缩作用则有利于储层孔渗性的改善。异常超压系统的形成和发育、高的地温场及烃类的早期注入对该区浊积砂体储层的储集性能起到了良好的保存和改善作用。

参考文献(References):

- [1] 邱桂强,王居峰,李从先. 东营凹陷沙三中东营三角洲地层格架与油气勘探[J]. 同济大学学报, 2001, 29(10):1195-1199.
Qiu Guiqiang, Wang Jufeng, Li Congxian. Preliminary study on stratigraphy architecture of Middle-Shasan Dongying Delta and its significance to hydrocarbon exploration [J]. Journal of Tongji University, 2001, 29 (10):1195-1199 (in Chinese with English abstract).

- [2] 李阳, 蔡进功, 刘建民. 东营凹陷下第三系高分辨率层序地层研究[J]. 沉积学报, 2002, 20(2):210-216.
Li Yang, Cai Jingong, Liu Jianmin. High-resolution sequence stratigraphy of paleogene in Dongying Depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2002, 20 (2):210-216 (in Chinese with English abstract).
- [3] 范代读, 邱桂强, 李从先, 等. 东营三角洲的古流向研究 [J]. 石油学报, 2000, 21(1):29-33.
Fan Daidu, Qiu Guiqiang, Li Congxian. Paleocurrent proerties of Dongying delta in Bohai Bay Basin [J]. Acta Petrotel Sinica, 2000, 21(1):29-33(in Chinese with English abstract).
- [4] 严进荣, 陈东, 郭海涛, 等. 洼陷中浊积岩沉积特征及油气富集规律研究[J]. 沉积与特提斯地质, 2002, 22(3):19-24.
Yan Jinrong, Chen Dong, Guo Haitao, et al. Sedimentary characteristics of the turbidites and oil and gas accumulation in the secondary depressions in eastern China[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2002, 22 (3):19-24 (in Chinese with English abstract).
- [5] 侯明才, 田景春, 陈洪德, 等. 东营凹陷牛庄洼陷沙三段浊积扇特征研究[J]. 成都理工学院学报, 2002, 29(5):506-510.
Hou Mingcai, Tian Jingchun, Chen Hongde, et al. Turbidite fan characters of the intermediate section of member 3 of Shehejie Formation in Niuzhuang Depression of Dongying area[J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2002, 29 (5):506-510 (in Chinese with English abstract).
- [6] 丁翠平, 雷安贵. 岩性油藏预测技术 [J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(1):6-9.
Ding Cuiping, Lei Angui. Technology for predicting lithological oil pools[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(1):6-9 (in Chinese with English abstract).
- [7] 李思田, 潘元林, 陆永潮, 等. 断陷湖盆隐蔽油藏预测及勘探的关键技术——高精度地震探测基础上的层序地层学研究 [J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2002, 27(5):592-596.
Li Sitian, Pan Yuanlin, Lu Yongchao, et al. Key technology of prospecting and exploration of subtle traps in Lacustrine Fault Basins: sequence stratigraphic researches on the Basis of high resolution seismic survey [J]. Earth Science-Journal of China University of Geosciences, 2002, 27 (5):592-596 (in Chinese with English abstract).
- [8] 高勇, 张连雪. 板桥—北大港地区深层碎屑岩储集层特征及影响因素研究[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(2):36-39.
Gao Yong, Zhang Lianxue. Characteristics of deep elastic reservoir in Banqiao-Beidagang area of Huanghua depression and their causing factors [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(2):36-39(in Chinese with English abstract).
- [9] 王鹏, 赵澄林. 东濮凹陷杜桥白地区深部储集层次生孔隙成因探讨[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(4):44-46.
Wang Peng, Zhao Chenglin. An approach to the generating mechanism of secondary pores in Duqiaobai area of Dongpu depression [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28 (4):44-46(in Chinese with English abstract).
- [10] 王允诚. 油层物理学[M]. 北京:石油工业出版社, 1993:45-49.
Wang Yuncheng. Reservoir Physics [M]. Beijing:Petroleum Industry Press, 1993:45-49(in Chinese with English abstract).
- [11] 张莉, 钟大康, 朱筱敏. 惠民凹陷古近系碎屑岩储层性质主控因素简析[J]. 中国地质, 2005, 32(4):682-689.
Zhang Li, Zhong Dakang, Zhu Xiaomin. Main controlling factors of Paleogene sandstone reservoirs in the in Huimin subbasin [J]. Geology in China, 2005, 32(4):682-689(in Chinese with English abstract).
- [12] 朱如凯, 郭宏莉, 高志勇, 等. 塔里木盆地北部地区白垩系-古近系储集性与储层评价[J]. 中国地质, 2007, 34(5):837-842.
Zhu Rukai, Guo Hongli, Gao Zhiyong, et al. Characteristics and evaluation of Cretaceous-Paleogene reservoirs in the northern Tarim basin [J]. Geology in China, 2007, 34 (5):837-842 (in Chinese with English abstract).
- [13] 郑浚茂, 吴仁龙. 黄骅坳陷砂岩储层的成岩作用与孔隙分带性[J]. 石油与天然气地质, 1996, 17(4):268-275.
Zheng Junmao, Wu Renlong. Diagenesis and pore zonation of sandstone reservoirs in Huanghua Depression [J]. Oil & Gas Geology, 1996, 17(4):268-275(in Chinese with English abstract).
- [14] 饶孟余, 张遂安, 李秀生. 牛庄洼陷沙三中亚段浊积岩储层成岩作用及主控因素分析[J]. 地质找矿论丛, 2007, 22(1):66-70.
Rao Mengyu, Zhang Suian, Li Xiusheng. Diagenesis and controlling factors of the turbidite reservoir of sub-middle of the third member of Shahejie Formation in Niuzhuang Sag[J]. Contributions to Geology and Mineral Resources Research, 2007, 22 (1):66-70 (in Chinese with English abstract).
- [15] Surdam R. C. Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis[J]. AAPG, 1989, 73(1):1-23.
- [16] Schmidt V M. The role of secondary porosity in the course of sandstone diagenesis [J]. SEPM Special Publication, 1979, 26:175-207.
- [17] 袁静, 袁炳存. 永安镇地区永1砾岩体储层微观特征[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1999, 23(1):13-16.
Yuan Jing, Yuan Bingcun. Reservoir microproperties of Yong 1 conglomerate body in Yongan area [J]. Journal of the University of Petroleum, China, 1999, 23 (1):13-16 (in Chinese with English abstract).
- [18] 郑和荣, 黄永玲, 冯有良. 东营凹陷下第三系地层异常高压体系及其石油地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(4):67-70.
Zheng Herong, Huang Yongling, Feng Youliang. Anomalous overpressure system of early Tertiary in Dongying depression and its petroleum geology significance [J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27 (4):67-70 (in Chinese with English abstract).
- [19] 游俊, 郑浚茂. 黄骅坳陷中北区深部储层物性影响因素分析[J]. 现代地质, 1999, 13(3):350-354.
You Jun, Zheng Junmao. Factors of affecting the reservoir physical properties of deep strata in the Huanghua depression[J]. Geoscience,

1999, 13(3):350-354(in Chinese with English abstract).

[20] 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.

Chen Chunfang, Zhao Chenglin, Li Huijun. Physical properties of reservoir and influencing factors of deep burial clastic rocks in Banqiao-Qibei sag [J]. Journal of the University of Petroleum, China, 2002, 26(1):4-7(in Chinese with English abstract).

Micro-properties and influence factors of deep turbidite fan reservoirs in the eastern Dongying subbasin, Shandong

XIA Jing-sheng¹, WANG Cheng-ming¹, WANG Zhi-kun¹,

CHEN Gang¹, ZHU Xin², JI Xiao-jing³

(1. Research Institute of Exploration and Development, Jidong Oilfield Company, PetroChina, Tangshan 063004, Hebei, China;

2. Cost Company, Jidong Oilfield Company, PetroChina, Tangshan 063004, Hebei, China;

3. Development and Technology Company, Jidong oil field subsidiary of PetroChina, Tanghai 063200, Hebei, China)

Abstract: Most of turbidite sandstones are fluxoturbidite in the delta front in the deep zone of the eastern part of the Dongying subbasin. The turbidite sandbody reservoir of the deep zone consists predominantly of feldspathic fine sandstone, lithic fine sandstone and siltstone with low compositional maturity and textural maturity. The micro-properties of the reservoir show that the reservoir space types include primary pores, micro-pores in clay mineral matrix, intergranular dissolution pores, intragranular dissolution pores and micro-fissures, and the pore textures are mainly of low-permeability, fine-throat type, and that the reservoir has medium- and low porosity and low permeability and so poor physical properties. Study of the influence factors of the reservoir physical properties indicates that the rock fabric, sedimentary micro-facies, diagenesis and the generation and distribution of abnormally high pressures are the main factors for influencing the physical properties of the turbidite sandbody reservoir in the study area, of which diagenesis has obviously modified the physical properties of the turbidite sandbody and compaction and cementation are the main factors which caused the porosity and permeability of turbidite sandstones become poor. On the other hand, dissolution and diagenetic shrinking improved the porosity and permeability of the reservoir. The existence of the abnormal high pressures, high geothermal field and early hydrocarbon injection play a good role in conserving and improving the physical properties of the reservoir.

Key words: turbidite sandstones; reservoir micro-property; diagenesis; reservoir physical property; eastern Dongying subbasin

About the first author: XIA Jing-sheng, male, born in 1980, master, mainly works on sedimentology and petroleum geology; E-mail: xjs20031205@yahoo.com.cn.