

文章编号: 1009-3850(2010)04-0097-07

北黄海东部坳陷中生界储层特征

王 强^{1,2}, 王应斌², 张 友²

(1. 中国地质大学 能源学院, 北京 100083; 2. 中海石油有限公司天津分公司, 天津 塘沽 300452)

摘要: 北黄海盆地东部坳陷中生界砂岩以细砂-粉砂岩为主, 夹少量砂砾岩, 岩石学类型以长石砂岩、长石岩屑砂岩为主, 储集空间以次生溶蚀孔及裂缝为主, 孔喉结构为细小孔隙、细喉-微细喉, 属于低孔低渗储层。通过对物性影响因素分析, 发现裂缝、沉积相带、成岩作用是控制本区砂岩储层质量的主要因素。

关键词: 北黄海; 中生界; 断裂带; 次生孔隙

中图分类号: TE122.2⁺³

文献标识码: A

北黄海盆地位于北黄海海域, 处在辽东半岛、山东半岛和朝鲜半岛之间, 是一个经历燕山运动-喜马拉雅运动形成的中-新生代叠合盆地, 属克拉通内裂陷盆地^[1], 面积约为 $2.4 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。盆地内部可划分为东部坳陷、中央隆起、中部坳陷、中西部隆起、西部坳陷和南部凹陷群 6 个二级构造单元(图 1), 其中东部坳陷中生界地层最为发育^[2]。自上世纪 80 年代以来, 朝鲜在盆地东部坳陷钻井 10 余口, 在中生界发现了油气流。2005 年中朝两国开始在北黄海联合勘探, 又钻井 3 口, 获得了油气流。从已有资料来看, 本区中生界储层物性总体欠佳, 非均质性较强, 对油气产能影响较大。

1 沉积特征

北黄海盆地东部坳陷中生代的沉积格局总体上为南断北超、东断西超。中生界主要发育上侏罗统和下白垩统, 最大视厚度近 5000m, 主要发育河流-湖泊体系的断陷型沉积^[3]。上侏罗统岩性为一套深灰色、灰黑色泥岩夹灰白色粉砂岩、细砂岩, 上侏罗统中部出现分布广泛的碳酸盐岩, 累计厚度约 60m; 下白垩统灰色、褐色泥岩与含砾砂岩、不等粒

砂岩互层, 单层砂层厚度大多在 5~10m。

根据钻井岩芯分析化验资料, 结合地震相特征来看, 本区沉积物源来源多样, 沉积相带窄、变化快。上侏罗统在西部、南部以扇三角洲和滨浅湖沉积为主, 砂岩分选差、层理不明显, 东北部则以三角洲、湖泊相为主, 而在坳陷中部, 由于湖盆水体变浅变清, 局部发育碳酸盐岩滩; 下白垩统基本继承了上侏罗统的沉积格局, 下白垩统在东北部可能存在一套辫状河三角洲沉积, 砂岩 GR 曲线多为箱形, 电阻率中等, 自然电位异常较明显, 砂岩厚度较大, 但局部夹有辫状河底部沉积的沙砾岩, 反映了辫状河三角洲的特征。

2 储层特征

2.1 岩性特征

岩心薄片观察发现, 东部坳陷下白垩统与上侏罗统储层的岩石类型稍有差别(图 2), 下白垩统大多是长石砂岩, 其次为长石岩屑砂岩、砂砾岩, 且多含碳酸盐; 上侏罗统主要以岩屑砂岩为主, 其次为岩屑长石砂岩及少量砂砾岩。砂岩中岩屑主要以火成岩和变质岩为主, 即以花岗岩、酸性喷出岩和石英岩

收稿日期: 2010-04-16; 改回日期: 2010-08-20

作者简介: 王强(1982-), 男, 硕士, 从事石油地质勘探综合研究工作

资助项目: 国家科技重大专项(2008ZX05023)



图1 北黄海盆地位置及构造区划图

1. 盆地边界; 2. 二级构造单元边界; 3. 海岸线

Fig.1 Location and tectonic division of the Northern Huanghai Basin

1 = basin boundary; 2 = second-order tectonic boundary; 3 = coastal line

为主,而沉积岩岩屑较少,仅见少量的泥岩岩屑和泥晶白云岩。岩屑在颗粒中所占比例分布范围较大,约为6%~65%,石英含量为30%~55%,长石约为15%~45%。长石主要为钾长石,其次为少量斜长石,各碎屑组分含量变化与岩石类型密切相关。重矿物以石榴子石、绿帘石、白钛矿、锆石为主,表明沉积物母源可能来源于元古界浅变质岩。

研究区中生界储层磨圆度以次圆状-次棱角状为主,接触关系以点状或点-线状接触为主,颗粒间接触紧密,胶结类型以孔隙式胶结为主,根据粒度分析资料,分选系数在2~4.5之间,标准偏差在2~3之间,均表明砂岩储层分选性为中-差。砂岩填隙物含量一般为10%~35%,杂基以泥质为主,胶结物以方解石、白云石、高岭石、伊利石、铁方解石较多。

2.2 孔隙类型

通过铸体薄片观察和扫描电镜分析,发现北黄海东部凹陷中生界储层总体上孔隙发育差,原生孔残留很少,仅见少量粒间孤立孔,次生孔隙占主导地位,主要为颗粒溶蚀孔、胶结物溶蚀孔。颗粒溶蚀孔主要来自长石,其风化程度为弱-中等,胶结物溶孔主要来自方解石以及部分高岭石,但总的来说次生孔仍然较少,镜下面孔率普遍较低,仅为1%~5%

左右(图3a镜下面孔率3%,岩芯实测孔隙度8.6%),且各孔隙连通性差。部分储层中发育有少量微裂缝,但多被构造泥、细小颗粒及方解石所充填,基本为无效缝。

2.3 孔隙结构

压汞资料表明,北黄海东部凹陷中生界储层微观孔隙特征表现为细小孔隙、细喉-微细喉道及分选

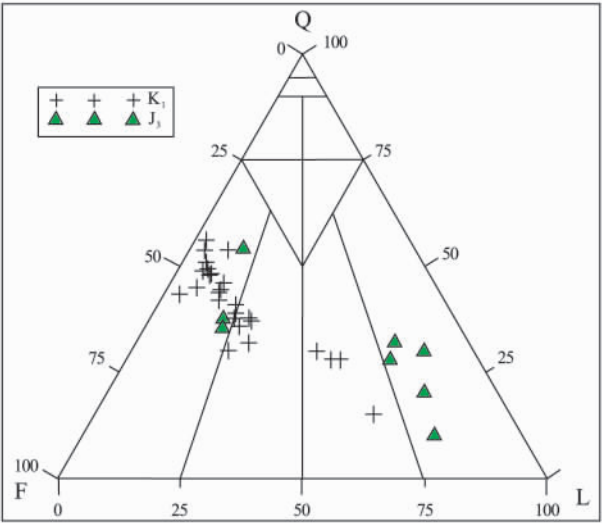


图2 砂岩组分三角图

Fig.2 Triangular diagram of sandstone compositions

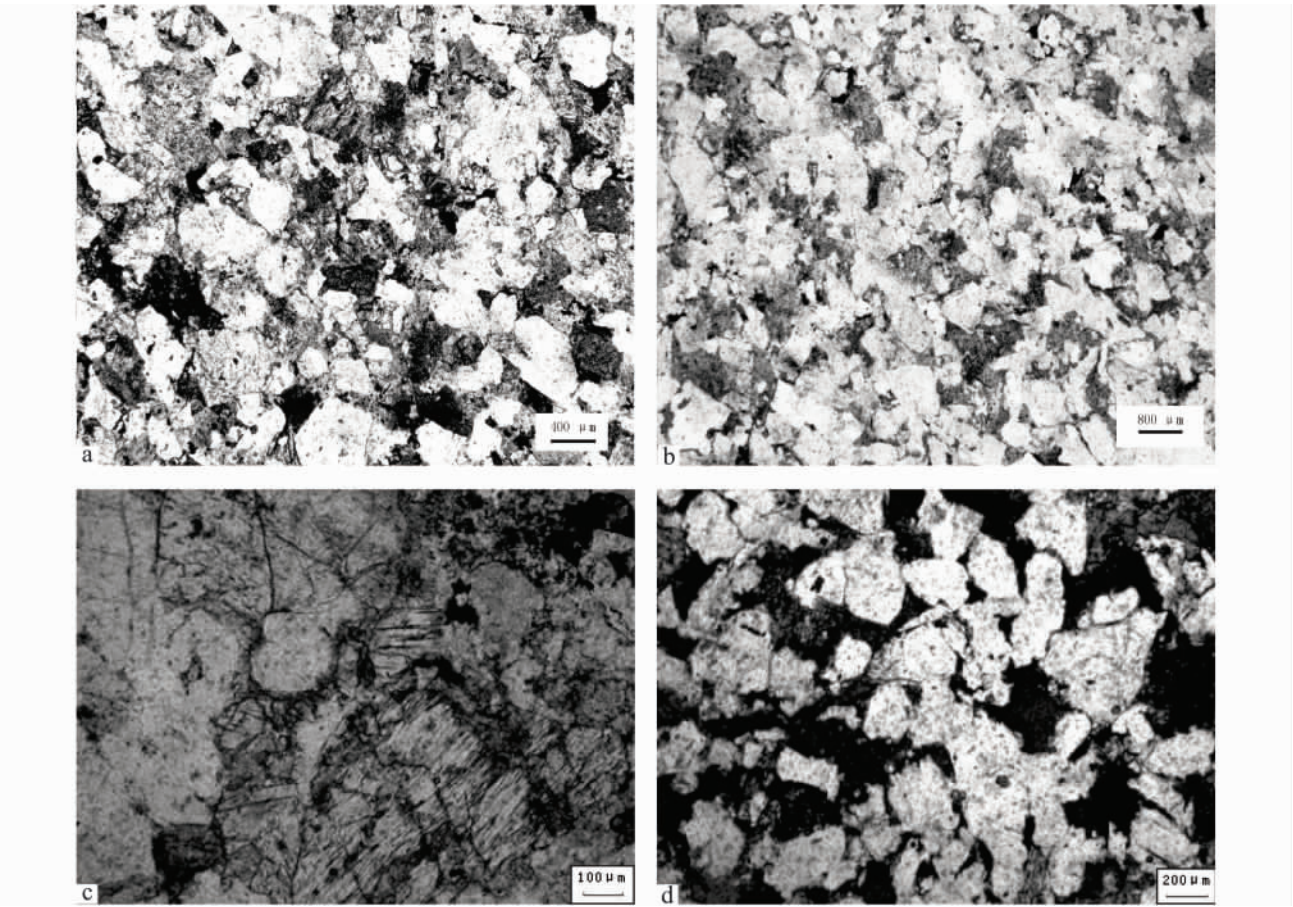


图3 东部拗陷中生界储层孔隙特征

a. L3-1 井 2419.39m,下白垩统,孔隙发育差,少量溶蚀孔; b. L3-1 井 3090.73m,上侏罗统,结构致密,孔隙发育差; c. L2-1 井 2293.45m,下白垩统,沿节理发育的长石粒内溶孔; d. L2-1 井 2293.85m,下白垩统,颗粒粒间溶孔

Fig.3 Porosity features of the Mesozoic reservoirs in the eastern depression

a. Poorly developed porosity with minor solution openings, Lower Cretaceous, 2419.39 m, L3-1 well; b. Poorly developed porosity with dense textures, Upper Jurassic, 3090.73 m, L3-1 well; c. Intragranular solution openings developed along the joints of feldspar, Lower Cretaceous, 2293.45 m, L2-1 well; d. Intergranular solution openings, Lower Cretaceous, 2293.85 m, L2-1 well

性差等特征(表1),上侏罗统孔隙结构要比下白垩统差;储层排驱压力较高,大致分布在0.3~19Mpa之间,主要为1~7Mpa左右,饱和中值压力在6~28Mpa,最大进汞量在38%~65%,主要分布在46%~64%,储层毛管阻力很大,退汞效率较低,主要在20%~50%,说明储层连通孔隙所占比例偏少;孔喉半径分布范围较大,主要在0.02~1μm,总体呈宽缓频带单峰型,但高峰不明显(图4),说明孔喉分选性也很差。孔喉分布的不均匀性使得喉管曲度增加,孔隙结构更加复杂,降低了有效储集空间和渗流能力。孔喉半径均值为0.07~0.51μm,主要集中在0.1~0.3μm之间,表明喉道为细喉-微细喉。

2.4 物性特征

孔隙度和渗透率是储集岩的两个最主要的参数。研究区北黄海盆地储层物性较差,总体上属于

低孔低渗储层(图5、图6)。纵向上,下白垩统砂岩储层物性稍好于上侏罗统;平面上,各井区物性分布差距较大。区内S-02井中生界砂岩储层孔隙度介于9%~16%,平均11.8%,渗透率介于10~17mD,平均13.2mD;而同一构造上层位深度相近的L3-1井钻遇的中生界砂岩储层孔隙度介于4%~15%,平均8.0%,渗透率介于0.01~8mD,平均仅0.4mD。由此可见本区储层物性变化差异大,非均质性强。孔隙度与渗透率线性关系相关性差,初步分析认为是由于孔隙连通性差所造成的。

3 储层物性影响因素

储层质量的影响因素是复杂多变的^[4,5],裂缝发育程度、沉积相带、成岩作用是影响本区中生界油气储层物性的主要因素。

表 1 北黄海东部坳陷中生界岩芯压汞数据

Table 1 Mercury-injection data of the Mesozoic reservoirs in the eastern depression

层位	取值	排驱压力 /Mpa	饱和中值 压力/Mpa	最大孔隙 半径/(μm)	孔喉均值 / μm	最大进汞 量/%	退汞效率 /%	均质 系数
K_1	最大值	2.00	28.48	2.36	0.52	65.0	51.4	0.41
	最小值	0.31	6.15	0.37	0.07	38.2	6.5	0.15
	平均值	1.09	15.58	0.91	0.23	54.3	39.7	0.29
J_3	最大值	19.69	24.83	1.36	0.32	49.0	42.4	0.79
	最小值	0.99	7.97	0.04	0.02	4.1	6.7	0.20
	平均值	7.15	14.05	0.61	0.15	39.1	30.1	0.43

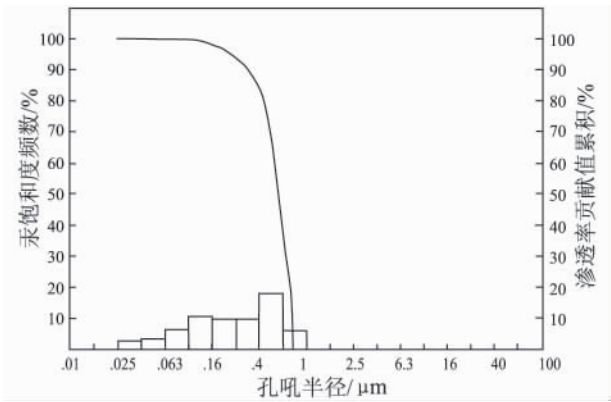


图 4 汞饱和度柱状图及渗透率贡献累积曲线
(L3-1 井,2338.32m)

Fig.4 Mercury saturation histograms and cumulative curve for the reservoir permeability in the L3-1 well

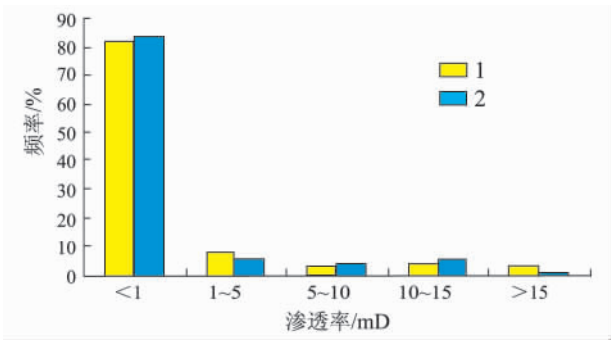


图 6 渗透率频率分布直方图
1. 白垩系;2. 侏罗系

Fig. 6 Histograms showing the frequency distribution of the reservoir permeability in the eastern depression

1 = Cretaceous reservoirs; 2 = Jurassic reservoirs

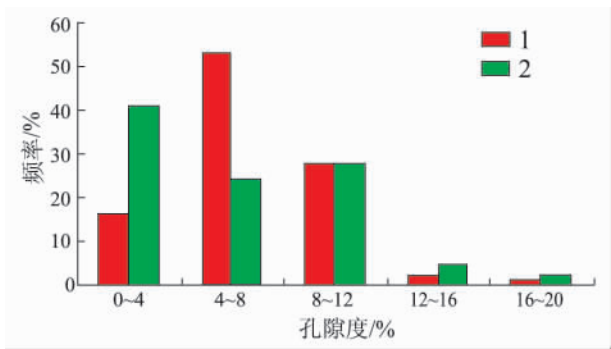


图 5 孔隙度频率分布直方图
1. 白垩系;2. 侏罗系

Fig. 5 Histograms showing the frequency distribution of the reservoir porosity in the eastern depression

1 = Cretaceous reservoirs; 2 = Jurassic reservoirs

3.1 裂缝发育程度

裂缝是低渗透油气储层中流体的主渗流通道，致密储层中裂缝的发育对储层物性的改善作用是不言而喻的。S-06 井由于距离大型断裂带仅约 200m，下白垩统储层段裂缝发育(表 2)，资料表明，该井发

育的裂缝宽约 0.1 ~ 0.2mm，发育密度约为 50m/m²，在裂缝发育段渗透率能达到 500mD 以上，因此在这一段试油能够获得较高产能；而对于 L3-1 井及 L3-2 井来说，由于距大型断裂较远，距离均在 500m 以上，油层段裂缝发育程度则大打折扣，根据岩芯观察，裂缝发育密度只有约 3 ~ 6m/m²，而且发育的裂缝基本上都被泥质或是方解石胶结物充填，成为了无效缝。由上述对比发现，裂缝的发育程度对本区储层物性的影响是相当明显的。

3.2 沉积相带

不同的沉积相带发育不同的岩矿组成和岩石结构，不同相带储层的物性差异是明显的。本区中生界为陆相断陷湖盆沉积体系，据钻井分析早白垩世发育辫状河三角洲；晚侏罗世主要为湖相泥岩沉积，局部有三角洲、碳酸盐岩滩；相对来说，辫状河三角洲前缘水下分流河道的物性较好，而辫状河三角洲平原的辫状主河道的物性较差。就 L3-1 井下白垩统来说，取芯层段多数取的都是分选较差的辫状河三角洲平原上的辫状主河道，而大段厚层的水下分

表 2 S-06 井岩芯裂缝段物性统计

Table 2 Physical properties of the fissure intervals in the S-06 well

层位	深度(m)	岩性	孔隙度(%)	渗透率(mD)	试油结果
K ₁	2291.2-2292.2	砂岩	0.38	12.49	2289.6-2300.56m
K ₁	2293.1-2293.4	砂岩	0.25	6.05	产液 10.61m3/d
K ₁	2294.0-2294.9	砂岩	0.44	26.94	产油 2.98m3/d
K ₁	2323.5-2323.6	砂岩	1.28	501.70	2305.53-2330.0m
K ₁	2323.9	砂岩	1.20	705.40	产油 37.27m3/d
J ₃	2548.3-2548.5	灰岩	0.56	34.00	
J ₃	2722.6-2722.8	砂岩	1.36	61.79	

流河道细-中砂岩没有取样分析,造成孔渗性差;而 L3-2 井分析的孔隙度较低,则主要是因为取芯段储层发育程度差,沉积相带为浅湖-半深湖,大多数砂岩储层都是薄层,包裹在大段泥岩内,造成泥质含量

高,物性较差。

3.3 成岩作用

成岩作用研究表明,研究区中生界储集层目前总体处于晚成岩 A 期。对研究区储层物性影响明显的主要是压实作用、胶结作用和溶蚀作用。

1. 压实作用

压实作用是研究区内最主要的成岩作用,主要发生在早成岩作用阶段。北黄海盆地中生界储层由于沉积时间早,经受后期长期沉积地层的覆盖,导致中生界砂岩经历的压实作用较强。岩石薄片资料表明,中生界砂岩之间主要以点-线接触为主,局部深处见凹凸接触,砂岩密度为 2.4 ~ 2.6g/cm³,岩石颗粒接触紧密,原生孔隙残留极少。因此,压实作用对储层的影响是破坏原生粒间孔,使储层物性变差。

表 3 中生界储层视压实率

Table 3 Apparent specific compaction of the Mesozoic reservoirs

层位	深度/m	孔隙度/%	So	原始孔隙度/%	胶结物含量/%	视压实率/%
K ₁	2335.87	7.9	2.957	28.65	16	44
K ₁	2336.9	7.3	3.009	28.52	18	37
K ₁	2413.4	9.1	3.659	27.17	11	60
K ₁	2544.82	7.3	2.092	31.86	10	69
K ₁	2619.76	6.8	2.462	30.21	20	34
J ₃	3094.4	7.3	2.968	28.63	8	73
J ₃	3095.4	7.7	2.328	30.75	4	87

岩石的受压实程度可以用压实率表示^[6],视压实率 = (原始孔隙度-粒间体积)/原始孔隙度 × 100%,其中,原始孔隙度 = 20.91 + 22.9/So(式中 So 为 Trask 分选系数),粒间体积 = 粒间孔体积 + 胶结物含量;当视压实率 < 30% 时,压实较弱;当视压实率为 30% ~ 70% 时,压实程度中等;当视压实率 > 70% 时,压实程度较强。

在上述参与计算的岩石薄片,观测的粒间孔体积均为零。根据计算(表 3),研究区中生界储层的视压实率由浅到深呈现视压实率递增的趋势,即从 2300m 附近的 40% 左右增加至 3100m 附近的 80% 左右,下白垩统砂岩储层视压实率总体在 40% ~ 70% 之间,压实程度应为中等,而上侏罗统砂岩储层视压实率则在 80% 左右,压实程度为强压实。

2. 胶结作用对物性的影响

根据薄片观察,研究区中生界储层中胶结物含量较高,胶结物含量平均约在 5% ~ 30% 之间,主要以碳酸盐矿物和粘土矿物为主,此外部分层段有少量自生的黄铁矿、石英次生加大产生的硅质。研究区中生界储层粘土含量为 1% ~ 15%,平均约在 4%

~ 8%;方解石含量为 1% ~ 30%,平均约为 8% ~ 12%;白云石含量为 1% ~ 45%,平均约在 6% ~ 12%;自生高岭石含量分布在 1% ~ 8%,平均约 3% ~ 6%;黄铁矿平均仅 2% 左右。总体上来看,研究区胶结程度较高,颗粒之间的位置大多被胶结物充填。胶结作用破坏粒间孔隙,使储层储集物性变差,各种自生矿物的胶结和充填作用使储层储集空间减少(图 7),堵塞喉道使砂岩孔隙连通性变差,使渗透率降低。

3. 溶蚀作用对物性的影响

岩石铸体薄片和扫描电镜显示,中生界砂岩储层由于碳酸盐(方解石、铁方解石)的胶结、自生高岭石的充填以及石英的次生加大,使得岩石原生粒间孔隙几乎全部消失,加之后期又被深埋,压实、胶结作用严重影响了储层的孔渗条件,从而导致整个中生界砂岩储层的物性变差。但砂岩中碎屑颗粒和胶结物的溶蚀作用形成了粒间溶蚀孔和粒内溶蚀孔,一定程度上改善了储层的储集性能。研究区内中生界储层普遍存在次生的溶蚀孔隙,发生溶蚀作用的颗粒主要是长石类矿物、岩屑及碳酸盐胶结物,

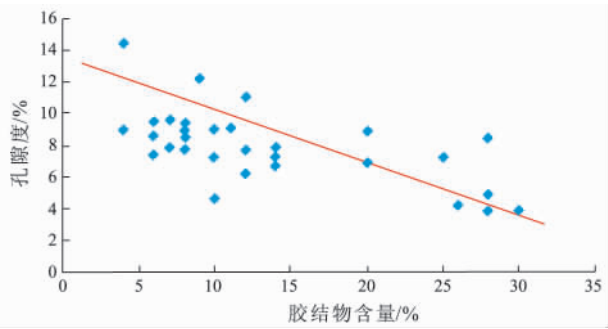


图7 储层孔隙度与胶结物含量关系

Fig.7 Relationship between porosity and cement contents

主要表现为长石沿节理缝发生溶蚀(图8)、岩屑的筛状溶蚀及颗粒的边缘部位发生溶蚀,推测认为本区次生孔隙的形成可能主要与油气运移过程中有机酸对储层的作用有关^[7]。

前人研究表明^[8],1 体积的钾长石发生上述水岩反应后至少可以增加 11.91% 的孔隙,而碳酸盐胶结物的溶解对孔隙的增加更加明显。次生孔隙发育带碳酸盐含量大都较低,孔隙度与碳酸盐含量呈负相关关系^[9]。研究区内部分层段高岭石胶结物含量偏高,推测是中长石溶蚀所形成。

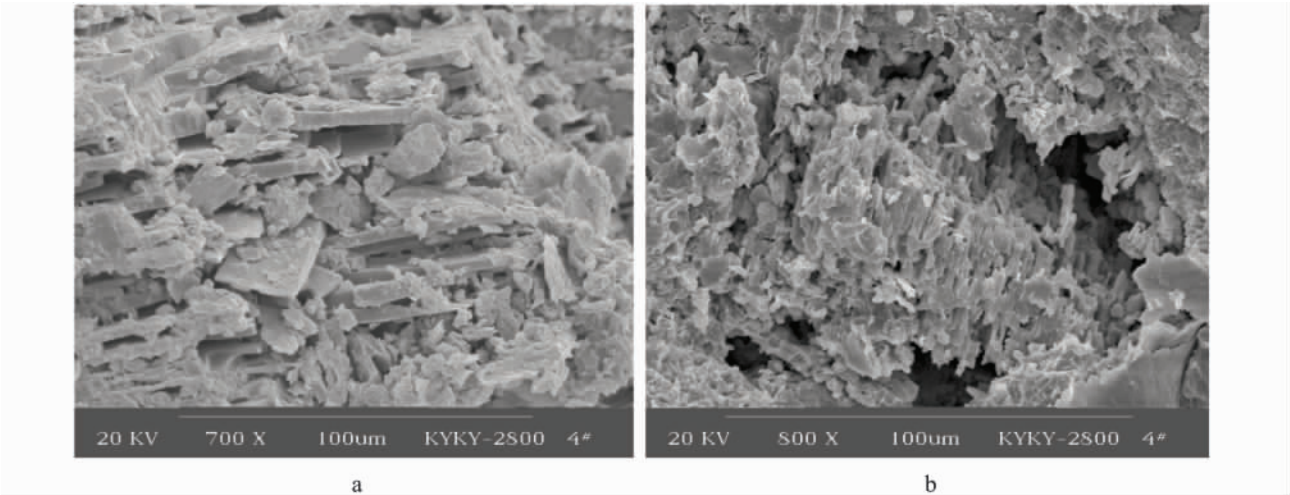


图8 长石溶蚀作用扫描电镜照片

a L3-1 井,2339.05m; b L2-1 井,2297.25m

Fig.8 SEM showing the feldspar dissolution

a. 2339.05 m in L3-1 well; b. 2297.25 m in L2-1 well

4 结论

(1) 北黄海盆地东部坳陷中生界油气储层为河流-湖泊相沉积体系。由于湖盆范围相对较小,沉积物来源较多,发育多种沉积相带,以辫状河三角洲、扇三角洲等相带为主;由于物源来源较近,沉积物分选、磨圆程度中等-较差。

(2) 由于东部坳陷覆盖于中生界之上的新生界地层也较发育,厚度达 200 ~ 3000m,造成中生界储层压实程度为中等-强压实;本区地下流体含碳酸盐较多,中生界储层胶结作用的程度也较高,造成本区储层物性较差。

(3) 压实作用、胶结作用是本区中生界储层物性变差的最主要控制因素;有效裂缝、溶蚀作用则是改善储层孔渗能力的主要因素。

(4) 储层裂缝带、溶蚀次生孔隙发育带是本区下一步的有利勘探区带。

参考文献:

[1] 李廷栋,莫杰,许红. 黄海地质构造与油气资源 [J]. 中国海上油气(地质),2003,17(2): 79-83.

[2] 陈玲,白志琳,李文勇. 北黄海盆地中新世代沉积坳陷特征及其油气勘探方向 [J]. 石油物探,2006,45(3): 319-323.

[3] 刘振湖,高红芳,胡小强等. 北黄海盆地东部坳陷中生界含油气系统研究 [J]. 中国海上油气,2007,19(4): 229-233.

[4] 李会军,吴泰然,吴波等. 中国优质储层碎屑岩深层储层控制因素综述 [J]. 地质科技情报,2004,23(4): 76-82.

[5] 张龙海,周灿灿,刘国强等. 不同类型低孔低渗储集层的成因、物性差异及测井评价对策 [J]. 石油勘探与开发,2007,34(6): 702-710.

[6] 顾家裕,方辉,贾进华. 塔里木盆地库车坳陷白垩系辫状三角洲砂体成岩作用和储层特征 [J]. 沉积学报,2001,19(4): 517-523.

[7] SURDAM R C, CROSSEY E S H et al. Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis [J]. AAPG Bulletin,1989, 73(1): 1-23.

[8] 李汶国, 张晓鹏, 钟玉梅. 长石砂岩次生溶孔的形成机理[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(2): 220–223.

[9] 朱筱敏, 王英国, 钟大康等. 济阳坳陷古近系储层孔隙类型与次生孔隙成因[J]. 地质学报, 2007, 81(2): 197–204.

Characteristics of the Mesozoic reservoirs in the eastern depression of the Northern Yellow Sea Basin

WANG Qiang^{1, 2}, WANG Ying-bin², ZHANG You²

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. Tianjin Branch, CNOOC, Tanggu 300452, China)

Abstract: The emphasis in the present paper is placed on eastern depression of the Northern Yellow Sea Basin as a Mesozoic–Cenozoic sedimentary basin. In the basin, the lithology contains fine-grained sandstone to siltstone intercalated with minor glutenite. The rock types include feldspar sandstone and feldspathic litharenite. The reservoir spaces are characterized by secondary solution openings and fissures, microporosity, fine throat to microthroat, indicating the low-porosity and low-permeability reservoirs. The fissures, sedimentary facies, and diagenesis are believed to be the main controls on the reservoir quality of the sandstones in the study area. The fissure zones and secondary porosity zones are suggested to be the favourable areas for future exploration.

Key words: Northern Huanghai Basin; Mesozoic; fault zone; secondary porosity