

中深层砂砾岩储层控制因素与分类评价方法 ——以东营凹陷永1块沙四下亚段为例

王淑萍¹,王铸坤²,操应长²,王艳忠²,杜亮慧³,李宇志⁴

1. 中国石油大学(华东)石油工业训练中心,山东青岛 266580
2. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院,山东青岛 266580
3. 中国石化胜利油田分公司鲁胜石油开发有限责任公司,山东东营 257077
4. 中国石化胜利油田分公司东辛采油厂,山东东营 257094

摘要 东营凹陷永1块沙四下亚段中深层砂砾岩储层控制因素认识不清、分类评价方法不明确,已成为油气滚动勘探过程中亟需解决的瓶颈问题。综合运用三维地震解释、岩芯观察、薄片鉴定、物性分析、试油分析等方法,对该区沙四下亚段储层储集特征、控制因素及分类评价进行系统研究。研究表明:砂砾岩储层发育的控制因素为岩相、成岩相及裂缝。岩相是储层发育的主控因素,最有利岩相为砂岩相、含砾砂岩相,中等有利岩相为砾岩相、砾质砂岩相,不利岩相为粉砂岩相、泥质/灰质砂岩相。成岩相促进储层物性分异,有利成岩相为溶解主控型成岩相,中等有利成岩相为压实主控型成岩相,不利成岩相为胶结主控型及杂基支撑主控型成岩相。构造高部位发育的大量裂缝对储层具有明显改造作用,距离古隆起脊线越近储层物性变好。以储层特征与控制因素组合为基础,将研究区沙四下亚段砂砾岩储层划分为I类、II₁类、II₂类、III₁类、III₂类、IV类等4大类6小类。其中I类储层物性最好,产能最高,为优质储层;II₁类、II₂类储层物性中等,产能中等,为中等储层;III₁类、III₂类储层物性较差,产能较低,为差储层;IV类储层物性最差,产能最低,为无效储层。

关键词 储层特征;储层分类;储层评价;砂砾岩;沙四下亚段;沙河街组;东营凹陷

第一作者简介 王淑萍,女,1978年出生,博士,油气储层评价,E-mail:wshp0619@163.com

通信作者 王铸坤,男,博士研究生,E-mail:wangzhukun1126@163.com

中图分类号 P618.13 **文献标志码** A

随着常规油气资源探明程度越来越高,渤海湾盆地总体上进入以隐蔽油气藏为主探目标的成熟勘探阶段^[1],其中砂砾岩储层油气藏逐渐成为新的油气开发领域。砂砾岩体是指断陷湖盆水上或水下快速堆积的冲积扇、浊积扇、扇三角洲、近岸水下扇等不同沉积成因的、成群分布的似块状地质体^[2-3],多发育在湖盆陡坡带,具有山高坡陡、沟梁相间的沉积古地貌特征。东营凹陷永1块含油层位为沙四段,经历30多年的勘探开发,已探明该砂砾岩油藏含油面积6.4 km²,石油地质储量为1.782×10⁴ t^[4],显示出该区砂砾岩油藏较大的勘探潜力。但是,对研究区砂砾岩体沉积类型的认识不统一,存在冲积扇、扇三角洲、近岸水下扇、断槽重力流等诸多观点^[5-7];此外,砂砾岩储层纵横方向变化快、非均质性强、不同扇体期次之间界线不明显的问题制约了油藏外扩勘探步伐。

基于此,笔者立足于勘探实践中存在的难题,通过地震解释、大量岩芯观察、分析测试及试油试采数据,采用多因素分析方法,对东营凹陷永1块沙四段砂砾岩储层的储集特征、控制因素展开系统研究,并对储层进行分类评价,旨在为预测研究区优质储层展布提供思路和依据。

1 区域地质概况

永1块位于济阳拗陷东营凹陷北部陡坡带东段,北为陈家庄凸起,东靠青坨子凸起,西邻民丰洼陷,为一具背斜形态、脊线NNW走向、孤立的古隆起(图1)。民丰洼陷发育良好的烃源岩^[8],切割砂砾岩体近东西向、北西西走向的复杂断裂系统与骨架砂体构成有效的油气输导体系^[9],为形成规模砂砾岩油

收稿日期:2019-04-01; 收修改稿日期:2019-04-26

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05006-003);国家自然科学基金项目(41772137)[Foundation: National Science and Technology Major Project, No. 2016ZX05006-003; National Natural Science Foundation of China, No. 41772137]

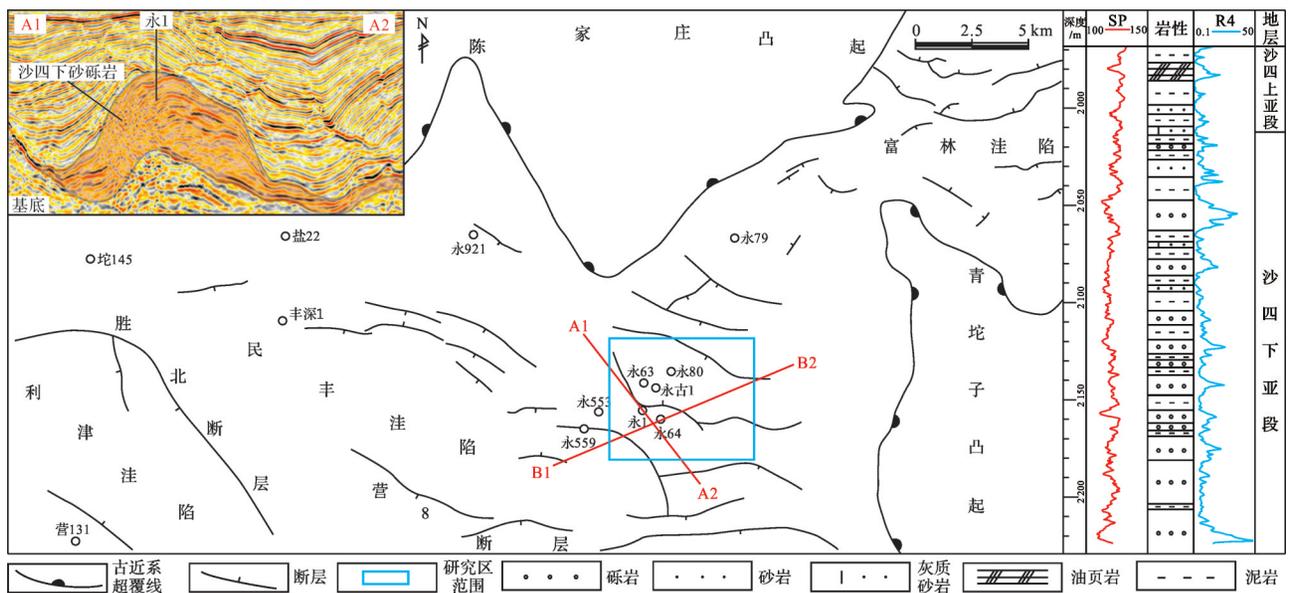


图1 东营凹陷永1块构造位置及岩性剖面

Fig.1 Structural location and lithological profile of the Yong1 block, Dongying Sag

藏提供了得天独厚的条件。研究区沙四段分为沙四上亚段、沙四下亚段,其中沙四上亚段主要沉积半深湖—深湖相泥岩,不发育储层,沙四下亚段发育厚层砂砾岩,是研究的主要层段。在前人研究基础上,通过岩芯观察、沉积环境分析与古地貌恢复,认为永1块发育近岸水下扇沉积体系,由陈家庄凸起沿古断剥面上的古沟道提供碎屑物源。平面上,内扇主要发育块状砾岩、砾质砂岩的粗碎屑组合,由于不同期次间的泥岩常被冲刷破坏,内扇亚相垂向表现为叠覆冲刷构造;中扇岩石粒度稍细,以含砾砂岩、中粗砂岩为主,在辫状水道正旋回的底部可发育砾质砂岩、细砾岩,与下伏泥质、砂岩突变接触;外扇以发育泥岩沉积为主,泥质/灰质砂岩与粉砂岩常常以薄夹层的形式出现。纵向上,扇体由下往上粒度变细,砂/地比减小,呈现正旋回沉积特征,扇体由南往北退积明显。

2 储层特征研究

2.1 岩石学特征

东营凹陷永1块沙四下亚段近岸水下扇岩石类型主要有砾岩、砾质砂岩、含砾砂岩、砂岩;粉砂岩、泥质/灰质砂岩、灰色—深灰色泥岩等细粒沉积岩多发育在中扇前缘和外扇,分布局限。单砂体多为块状或正粒序层理,可见叠瓦状砾石。砾岩、砾质砂岩成分复杂,多为双模态或复模态结构^[5],砾

石成分以花岗片麻岩、灰岩为主,杂基成分为粉细砂、泥质,磨圆以次棱角—次圆状为主,可见直立状砾石,杂基支撑。砂岩以岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩为主(图2),石英体积分数为15%~55%,平均为38.7%;长石体积分数为9%~48%,平均为32.5%,钾长石含量略高于斜长石;岩屑含量较高、成分复杂,体积分数为5.0%~66%,平均为26.2%,以变质岩岩屑为主,其次为灰岩岩屑;胶结物主要发育方解石胶结物和石英加大边,体积分数为1.0%~29%,局部发育少量黄铁矿胶结,杂基主要有黏土和灰泥,体积分数为2.0%~38%。研究区砂砾岩总体分选磨圆差,成分成熟度和结构成熟度低。

2.2 储层储集特征

2.2.1 储集物性特征

通过对东营凹陷永1块沙四下亚段砂砾岩8口探井近500个实测物性资料统计,孔隙度在0~15%的样品数占总数67%,渗透率在 $(1\sim50)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的样品数占总数63%,孔—渗相关性较好(图3)。孔隙度分布在1.5%~28.8%,平均为12.6%,渗透率分布在 $(0.019\sim1\ 072)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均为 $38.4\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,储层呈现明显的低孔、低渗特低渗特征。

2.2.2 储集空间特征

通过铸体薄片镜下观察,研究区砂砾岩储层储集空间发育多种类型,以次生溶孔为主,原生孔隙含量次之,构造裂缝、压实裂缝含量较少。储层埋深—

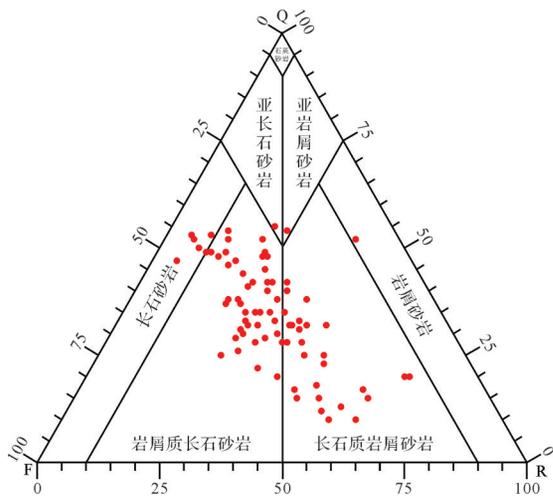


图2 东营凹陷永1块近岸水下扇岩石组分三角图
Fig.2 Rock composition of the nearshore subaqueous fan reservoirs of the Yong1 block, Dongying Sag

一般在2 000~3 300 m,压实作用中等,但由于储层中塑性颗粒的含量较高,如喷出岩岩屑、灰岩岩屑,压实过程中塑性颗粒挤压变形或假杂基化导致原生孔隙大量损失(图4a)。次生孔隙主要包括长石溶孔和岩屑溶孔,孔

隙形状不规则,呈港湾状、锯齿状或模糊状,并常见溶蚀铸模孔,孔隙边缘存在薄层的黏土膜(图4b,c)。靠近构造高部位的永1-5、永1-24井溶蚀现象最明显,孔隙含量最高,裂缝的存在提高了孔隙的连通性,使酸性流体更容易向储层中运移而促进溶蚀^[10-11]。研究区砂砾岩受基底隆起的影响,发育大量构造裂缝,在薄片尺度下裂缝宽度小,但可延伸至整个视域,多切穿颗粒(图4d),常见碳酸盐矿物充填(图4e)。储层中可见到少量的碳酸盐沿解理缝发生溶蚀以及少量石英的碱性溶蚀,但规模不大,对储层的孔隙发育几乎无影响(图4f)。

3 储层控制因素

3.1 岩相对储层的控制

沉积作用是储层形成最主要的控制因素,是储层储集性能以及决定后续成岩变化的基础,不同环境下形成的储集砂体在碎屑成分、结构、分选、磨圆、单层厚度等方面均具有显著差异^[11-15]。通过岩芯观察、镜下薄片鉴定,总结岩芯结构、构造、相对含量等特征,将东营

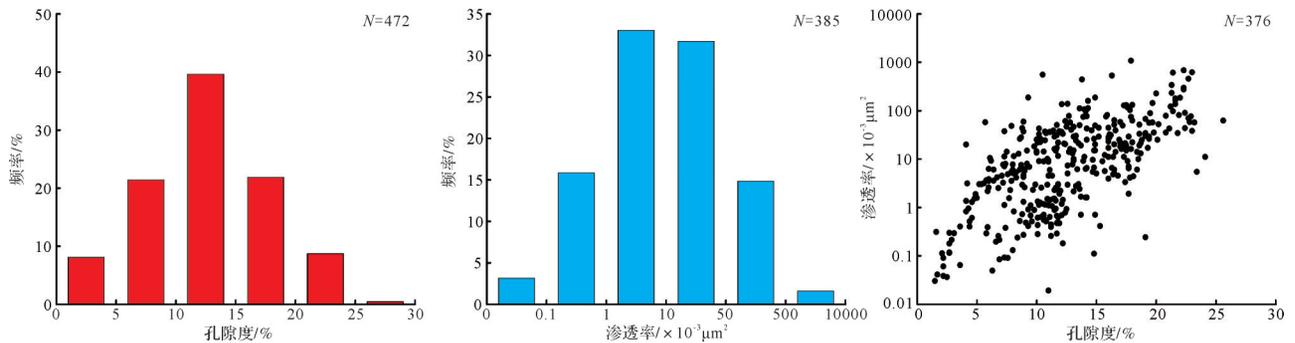


图3 东营凹陷永1块近岸水下扇储集物性特征
Fig.3 Reservoir properties of the nearshore subaqueous fan in the Yong1 block, Dongying Sag

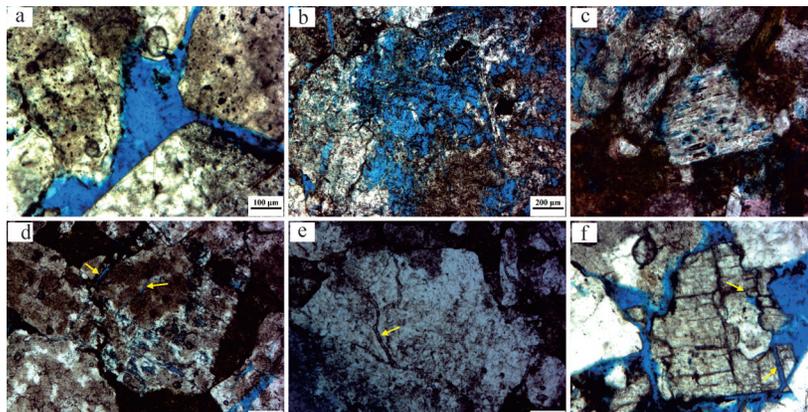


图4 东营凹陷永1块近岸水下扇储集空间特征
a.永1-5,2 239.47 m(-),原生孔隙;b.永1-5,2 240.85 m(-),岩屑铸模孔隙;c.永1-24,2 291.4 m(-),长石溶蚀孔隙;d.永559,3 227.9 m(-),切穿长石裂缝;e.永555,2 870.85 m(-),裂缝被方解石充填;f.永1-5,2 239.47 m(-),白云石沿解理溶孔

Fig.4 Reservoir space in nearshore subaqueous fan reservoirs in the Yong1 block, Dongying Sag

表1 东营凹陷永1块近岸水下扇不同岩相物性特征

Table 1 Reservoir properties of different lithofacies in the nearshore subaqueous fan in the Yong1 block, Dongying Sag

岩相	有利/不利	样品数/个	孔隙度 $\Phi/\%$			渗透率 $K/\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$			储集空间
			最大	最小	平均	最大	最小	平均	
砂岩	有利	44	23.2	8.8	18.79	272	0.72	41.48	原生孔、次生孔 均较发育
含砾砂岩	有利	84	31.4	1.7	13.84	1072	0.036	67.39	
砾岩	中等	192	28.8	1.5	12.59	528	0.03	39.87	原生孔、次生孔 发育中等
砾质砂岩	中等	79	21.4	4.1	9.67	550.5	0.39	28.47	
粉砂岩	不利	51	22.0	2.9	11.39	84	0.019	7.85	原生孔不发育 次生孔极少
泥质砂岩	不利	45	19.5	4.4	12.86	112	0.09	8.76	
灰质砂岩	不利	16	14.2	2.9	9.44	25	0.21	6.06	

凹陷永1块沙四下亚段近岸水下扇储层总结为杂基支撑砾岩相、砾质砂岩相、含砾砂岩相、砂岩相、粉砂岩相、泥质粉砂岩相和灰质砂岩相等7种类型。分析不同岩相与实测物性的对应关系,认为岩相对储层宏观物性控制作用明显(表1)。近岸水下扇内扇主要沉积作用为泥石流和高密度洪水^[16-17],碎屑搬运距离近,岩相以发育杂基支撑砾岩、砾质砂岩为主,物性中等,为中等有利岩相;中扇以洪水沉积为主,搬运距离较远,经过一定分选磨圆,岩相以含砾砂岩、砂岩占优势,原始物性最好,为有利岩相;外扇砂体主要是浊流沉积作用的产物,搬运距离最远,以粉砂岩、泥质/灰质砂岩为主,粒度偏细导致原生孔隙保存较差,后期压实、胶结作用也较强,物性最差,为不利岩相。

3.2 成岩相对储层的控制

岩相是储层形成的基础,决定储层物性的宏观分布,成岩相促进储层的分异,决定了不同岩石相、相同岩石相内部的储集非均质性^[12,14,18-20]。成岩相是沉积物在特定沉积环境、物理化学环境中,在成岩作用、成岩流体及构造作用下,经历一定成岩作用和演化阶段的产物^[21-24]。储层原始孔隙度由原始沉积条件决定,分选系数与原始孔隙度之间存在 $\Phi_{\text{原始}}=22.9/S_0+20.91$ (S_0 为Trask分选系数)^[24],利用激光粒度分析法所得的粒度数据计算分选系数,进而得到储层原始孔隙度,则压实减少孔隙度 $\Phi_{\text{压实}}=\Phi_{\text{原始}}-\Phi_{\text{粒间}}$ 。压实后粒间孔隙度 $\Phi_{\text{粒间}}=\Phi_{\text{剩余}}+\Phi_{\text{胶结}}$ ($\Phi_{\text{剩余}}$ 为剩余粒间孔隙度, $\Phi_{\text{胶结}}$ 为粒间胶结物含量),其中粒间胶结物不包括充填杂基及颗粒早期溶孔的部分。根据前人研究成果^[25],面孔率与显孔隙度之间存在函数关系 $y=7.9608x^{0.3675}$ (y 为孔隙度, x 为面孔率,相关系数 $R^2=0.9096$),因此, $\Phi_{\text{胶结}}=7.9608x^{0.367}$, $\Phi_{\text{溶解}}=7.9608x^{0.367}$, $\Phi_{\text{剩余}}=7.9608x^{0.367}$ (x 为对应的面孔率)。

通过对成岩作用定量分析,确定了成岩强度划分标准(表2),将研究区沙四下亚段近岸水下扇成岩相总结为溶解主控型、压实主控型、胶结主控型和杂基支撑主控型。溶解主控型包括弱压实中强溶解弱胶结成岩相、中压实强溶解弱胶结成岩相和中压实中溶解弱胶结成岩相3种,优势成岩作用为溶解作用;压实主控型包括强压实弱溶解弱胶结成岩相、中等压实弱溶解弱胶结成岩相2种,优势成岩作用为压实作用;胶结主控型只发育中等压实弱溶解强胶结成岩相,碳酸盐胶结为主;杂基支撑主控型只包括杂基支撑压实成岩相,杂基支撑,压实作用为主。

砂岩、含砾砂岩总体上为有利岩相,但溶解主控型砂岩/含砾砂岩孔隙度平均达到18.4%,渗透率平均 $83.5\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;压实主控型孔隙度平均11.9%,渗透率降低为平均 $27.5\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;胶结主控型孔隙度平均2.0%,渗透率仅达 $0.2\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,可以看出对储层物性的改善效果为溶解主控型 > 压实主控型 > 胶结主控型。砾岩、砾质砂岩多发育杂基支撑压实相,孔隙度平均为9.16%,渗透率平均为 $6.6\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;局部发育胶结主控型成岩相,储层物性极差。粉砂岩、泥质砂岩、灰质砂岩主要为压实主控型,孔隙度平均10%,渗透率平均 $4.8\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储层物性最差。通过分析相同岩相、不同成岩相的储集物性,结合储集空间特征,认为溶解主控型为有利成岩相,压实主控型为中等有利成岩相,胶结主控型、杂基支撑主控型为不利成岩相(表3)。

3.3 裂缝对储层的控制

构造作用对储层的影响可表现为多个方面:1)地层抬升形成不整合,不整合下地层遭受大气淡水淋滤形成半风化淋滤带,提高储层的储集性能;2)形成断层,断层、砂体、不整合的匹配是地下流体或大气淡水运移通道,为后期储层的溶解提供酸性介质;3)地层隆

表2 东营凹陷永1块近岸水下扇成岩作用强度划分标准

Table 2 Diagenesis intensity classification of the nearshore subaqueous fan of the Yong1 block, Dongying Sag

成岩作用强度	压实减少 $\Phi_{\text{压实}}/\%$	胶结减少 $\Phi_{\text{胶结}}/\%$	溶解增加 $\Phi_{\text{溶解}}/\%$
强	>15	>10	>15
中	5~15	5~10	5~15
弱	<5	<5	<5

升、断活动裂可派生一系列裂缝,是隆起内部或顶部、断层附近储集物性变好的重要原因^[11,14]。永1块砂砾岩沉积基底为花岗片麻岩,但永古1井钻遇厚度近50 m的辉绿岩,沙三段地层向古隆起层层超覆。结合三维地震及构造样式分析,认为岩浆侵入形成辉绿岩的过程导致基底上拱,形成构造脊线NW走向的古隆起,隆起高部位在永1井附近。研究区主体部位地应力方向约为NE 60°,生产动态中显示沿NE向明显水淹^[3],因此可以判定,在构造隆升背景下,永1块形成的大量裂

缝对储层物性有显著影响。

背斜核部和翼部裂缝发育程度不同,背斜核部裂缝多为高角度、高密度特征,背斜翼部则表现为低密度和低面缝率^[26]。经分析古隆起背斜裂缝发育特征、数量、充填特征与距古隆起高部位的距离,发现距离古隆起高部位越近,裂缝越发育,呈高角度或垂直产状,裂缝内多充填沥青或存在油气运移痕迹;距离古隆起高部位越远,裂缝发育数量减少,普遍为碳酸盐充填(图5)。

储层渗透性对裂缝发育有明显的响应。在相近深度、相同岩相(以含砾砂岩为例)的约束下,通过叠加不同井的孔、渗交会图,测量趋势线的斜率,发现斜率与距隆起高部位的距离存在明显的负相关性。此外,距离古隆起高部位越近,物性越好,反之物性越差(表4、图6)。因此,裂缝对储层的改造不仅使储集空间增加,储层的渗流能力也明显提高,这在岩芯大尺度裂缝的含油气性特征上有明显体现。

表3 东营凹陷永1块近岸水下扇不同成岩相物性特征

Table 3 Reservoir properties of the different diagenetic facies in the nearshore subaqueous fan in the Yong1 block, Dongying Sag

岩相	成岩相	有利/不利	样品数/个	孔隙度 $\Phi/\%$			渗透率 $K/\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$		
				最大	最小	平均	最大	最小	平均
砂岩	溶解主控型	有利	4	20.0	15.9	18.40	226	9.90	83.50
含砾砂岩	压实主控型	中等	9	17.9	3.54	11.90	0.33	74.0	27.50
砾岩	胶结主控型	不利	1	—	—	2.0	—	—	0.2
砾质砂岩	杂基支撑压实型	不利	8	19.0	4.6	9.16	0.6	21.0	6.6
粉砂岩	胶结主控型	不利	1	—	—	1.41	—	—	0.45
灰质/灰质砂岩	压实主控型	中等	11	16.3	5.2	10.75	6.5	3.1	4.8

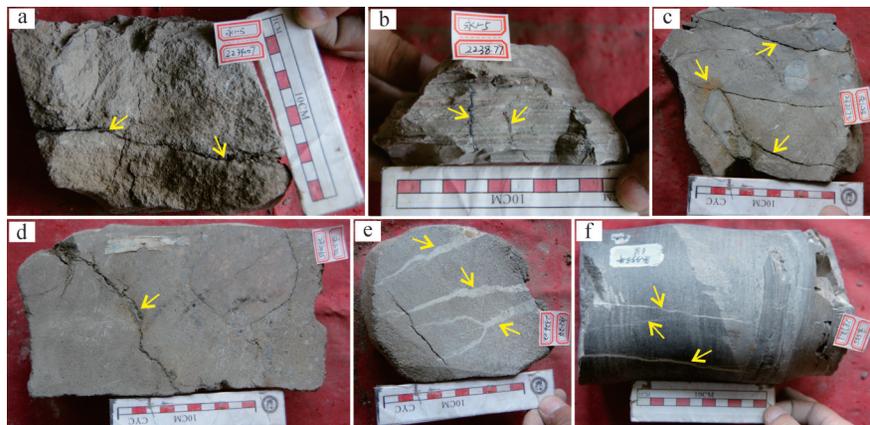


图5 东营凹陷永1块岩芯裂缝特征

- a. 永1-5, 2 234.07 m, 含砾砂岩, 近角度裂缝, 缝内油气显示;
- b. 永1-5, 2 238.77 m, 平行层理中细砂岩, 近垂直裂缝, 沥青充填;
- c. 永1-24, 2 321.75 m, 粗砂岩, 高角度裂缝, 缝内黄褐色油气显示;
- d. 永1-24, 2 320.65 m, 含砾砂岩, 低角度裂缝, 缝内黄褐色油气显示;
- e. 永1-24, 2 326.02 m, 粗砂岩, 近垂直裂缝, 方解石充填;
- f. 永555, 2 873.1 m, 含泥岩撕裂屑砂岩, 近垂直裂缝, 方解石充填

Fig.5 Characteristics of core fractures of the Yong1 block, Dongying Sag

表4 东营凹陷永1块距古隆起高部位距离不同的井的物性特征

Table 4 Reservoir properties of different wells at greater distances from the high part of the paleo-uplift in the Yong1 block, Dongying Sag

井号	距古隆起高部位的距离/m	岩性	埋深/m	样品数/个	孔隙度 Φ /%			渗透率 $K/\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$		
					最大	最小	平均	最大	最小	平均
永1-5	130	含砾砂岩	2 270~2 400	28	24.1	2.3	17.6	1072	1.7	94.2
永1-5	322	含砾砂岩	2 200~2 280	14	21.6	12.6	17.7	677	5.0	63.7
永1×63	616	含砾砂岩	2 230~2 250	13	14.1	6.6	9.9	96.1	0.2	10.4

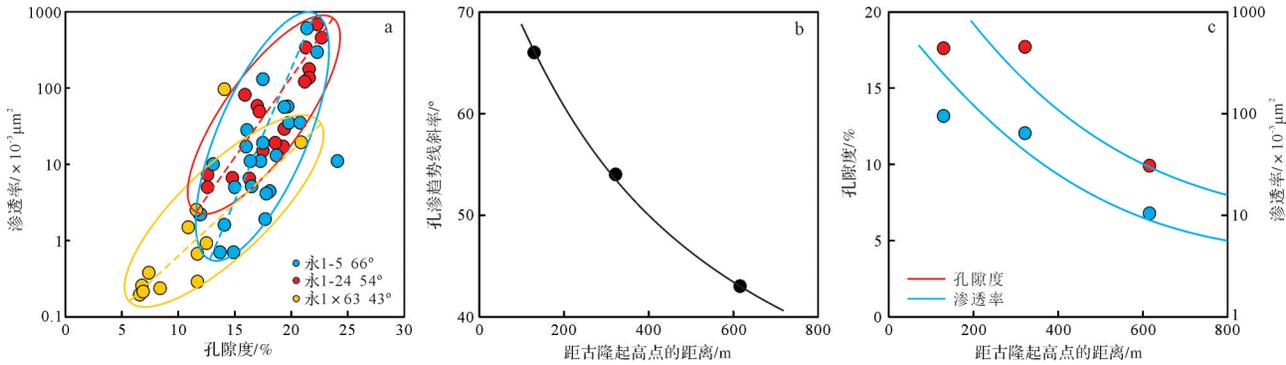


图6 东营凹陷永1块裂缝对储层的控制作用

a. 不同井孔渗关系叠加图; b. 不同井距古隆起高部位的距离与孔渗趋势线斜率的关系; c. 不同井物性与距古隆起高部位距离的关系(以含砾砂岩为例)

Fig.6 Controls of fractures on the nearshore subaqueous fan reservoirs in the Yong1 block, Dongying Sag

4 储层评价方法

4.1 储层分类评价

前已述及,储层控制因素包括岩相、成岩相与裂缝,岩相是优质储层发育的基础,成岩相促进储层物性的分异,裂缝对储层物性尤其渗透率具有明显改善。为了更有效、更方便地对优质储层进行预测,将岩相、成岩相中的中等有利因素、不利因素合并为不利因素,即岩相因素包括有利因素、不利因素,同样,成岩相因素包括有利因素、不利因素,裂缝因素包括靠近(古隆起)高部位和远离(古隆起)高部位(表5)。

综合考虑岩相、成岩相、裂缝对储层的控制作用,将东营凹陷永1块沙四段近岸水下扇储层划分为4大类,II、III类储层又可进一步划分为3个亚类。

表5 东营凹陷永1块沙四下亚段近岸水下扇储层控制因素
Table 5 Controlling factors of reservoirs in the nearshore subaqueous fan in the lower 4th member of Shahejie Formation in the Yong1 block, Dongying Sag

控制因素	有利	不利
岩相	砂岩、含砾砂岩	砾岩、砾质砂岩、粉砂岩、泥质砂岩、灰质砂岩
成岩相	溶解主控型	压实主控型、胶结主控型、杂基支撑主控型
裂缝	靠近古隆起脊线	远离古隆起脊线

I类储层为溶解主控型、靠近高部位的砂岩、含砾砂岩;II₁类储层为溶解主控型、远离高部位的砂岩、含砾砂岩;II₃类储层为压实主控型/胶结主控型/杂基支撑主控型、靠近高部位的砂岩、含砾砂岩;III₂类储层为压实主控型/胶结主控型/杂基支撑主控型、靠近高部位的砾岩、砾质砂岩、粉砂岩、灰质/泥质砂岩;III₃类储层为压实主控型/胶结主控型/杂基支撑主控型、远离高部位的砂岩、含砾砂岩;IV类储层为压实主控型/胶结主控型/杂基支撑主控型、远离高部位的砾岩、砾质砂岩、粉砂岩、灰质/泥质砂岩。研究区砾岩、砾质砂岩、粉砂岩、灰质/泥质砂岩不发育溶解主控型成岩相,因此II₂类、III₁类储层不发育(图7)。

东营凹陷永1块沙四段断层连接了沙四上亚段优质烃源岩与沙四下亚段砂砾岩储集体,源—储条件、断层—砂体输导体系有利,沙四上亚段厚层、稳定的泥质岩可作为盖层,因此研究区砂砾岩油气成藏的关键是优质储层发育与否。通过试油试采数据对不同类型储层进行评价(表6),结果表明I类储层物性最好,产能最高,为优质储层;II类储层物性中等,产能中等,为中等储层;III类储层物性较差,产能较低,为较差储层;IV类储层物性最差,产能最低,为无效储层。

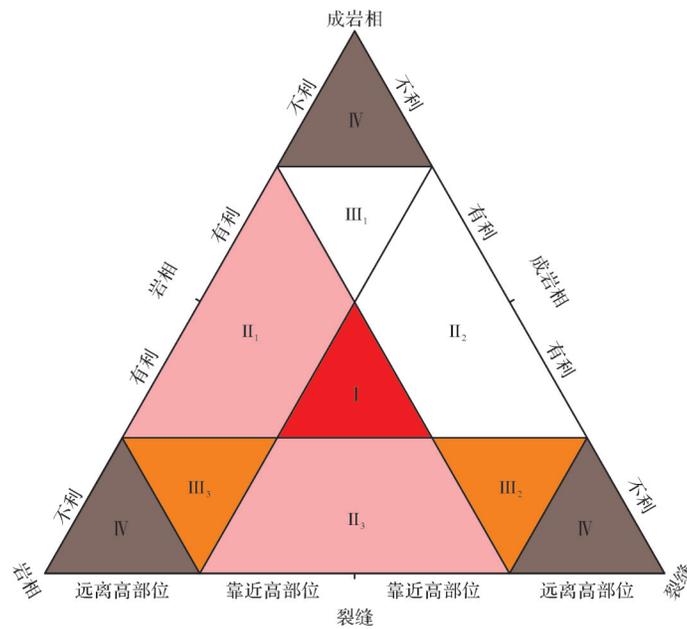


图7 东营凹陷永1块近岸水下扇储层综合评价图

Fig.7 Evaluation diagram for reservoirs in the nearshore subaqueous fan in the Yong1 block, Dongying Sag

表6 东营凹陷永1块近岸水下扇储层试油资料检验

Table 6 Test results for reservoir types of the nearshore subaqueous fan in the Yong1 block, Dongying Sag

储层类型	岩相	成岩相	距离高部位	储集空间	孔隙度/%	渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	产液量/ $\text{t}\cdot\text{d}^{-1}$	产油量/ $\text{t}\cdot\text{d}^{-1}$
I	砂岩、含砾砂岩	溶解主控型	近	原生孔、次生孔、裂缝	18.4	83.5	30.3	27.9
II ₃	砂岩、含砾砂岩	压实主控型	近	原生孔、次生孔、裂缝	11.9	27.6	7.0	6.8
III ₂	砾岩、砾质砂岩	杂基支撑主控型	近	少量次生孔、裂缝	—	—	7.3	4.6
III ₃	砂岩、含砾砂岩	压实主控型	远	原生孔、次生孔	8.1	0.8	0	0
IV	砾岩、砾质砂岩	压实主控型	远	几乎不发育孔隙	9.16	6.6	2.43	0
IV	粉砂岩、灰质砂岩	压实主控型	远	几乎不发育	—	—	0	0

4.2 储层展布模式

在储层分类的基础上,结合近岸水下扇地震特征(图8a,b)、沉积特征,建立了东营凹陷永1块近岸水下扇储层展布模式。平行古隆起脊线方向,自北向南发育内扇、中扇和外扇,距离古隆起高部位近的中扇砂体为I类、II₃类储层发育区,距离古隆起高部位远的中扇砂体为II₁类、III₃类储层发育区;距离古隆起高部位近的内扇砂体为III₂类储层发育区,距离古隆起高部位远的内扇砂体为IV类储层发育区;距离古隆起高部位远的外扇砂体只发育IV类储层(图8c,e)。垂直古隆起脊线方向,距离古隆起高部位近的中扇砂体为I类、II₃类储层发育区,距离古隆起较远的扇中砂体为II₁类、III₃类储层发育区;距离古隆起高部位近的外扇砂体为III₂类储层发育区,距离古隆起较远的内扇砂体为IV类储层发育区(图8d,f)。

5 结论

东营凹陷永1块沙四下亚段砂砾岩储层质量由岩相、成岩相、裂缝等3个因素综合控制。有利岩相为砂岩、含砾砂岩,中等有利岩相为砾岩、砾质砂岩,不利岩相为粉砂岩、泥质/灰质砂岩;有利成岩相为溶蚀主控型,中等有利成岩相为压实主控型,不利成岩相为胶结主控型和杂基支撑主控型;距古隆起高部位越近,裂缝对储层改善越明显。储层划分为4大类6小类。I类储层为溶解主控型成岩相—砂岩/含砾砂岩—裂缝组合;II₁类储层为溶解主控型成岩相—砂岩、含砾砂岩—无裂缝组合;II₃类储层为压实主控型/胶结主控型/杂基支撑主控型成岩相—砂岩、含砾砂岩—裂缝组合;III₂类储层为压实主控型/胶结主控型/杂基支撑主控型—砾岩、砾质砂岩、粉砂岩、灰质/

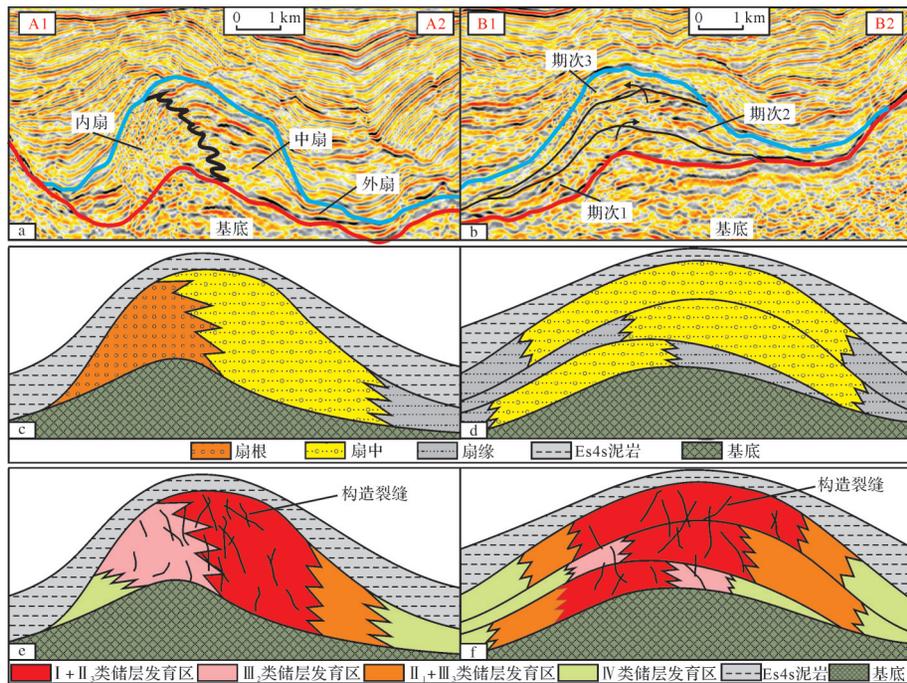


图8 东营凹陷永1块近岸水下扇储层展布模式

a. 平行古隆起脊线方向地震剖面; b. 垂直古隆起脊线方向地震剖面; c. 平行古隆起脊线方向沉积模式; d. 垂直古隆起脊线方向沉积模式; e. 平行古隆起脊线方向储层展布模式; f. 垂直古隆起脊线方向储层展布模式

Fig.8 Distribution model of the nearshore subaqueous fan reservoirs in the Yong1 block, Dongying Sag

泥质砂岩—裂缝组合; III₃类储层为压实主控型/胶结主控型/杂基支撑主控型—砂岩、含砾砂岩—无裂缝组合; IV类储层为压实主控型/胶结主控型/杂基支撑主控型—砾岩、砾质砂岩、粉砂岩、灰质/泥质砂岩—无裂缝组合。

中扇靠近古隆起高部位为 I 类、II₃类储层发育区, 远离古隆起高部位为 II₁类、III₃类储层发育区; 内扇靠近古隆起高部位为 III₂类储层发育区, 远离古隆起高部位为 IV 类储层发育区; 外扇靠近古隆起高部位为 III₂类储层发育区, 远离古隆起高部位为 IV 类储层发育区。

参考文献 (References)

[1] 鲜本忠, 路智勇, 余源琦, 等. 东营凹陷陡坡带盐18-永921地区砂砾岩沉积与储层特征[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(4): 28-35. [Xian Benzong, Lu Zhiyong, She Yuanqi, et al. Sedimentary and reservoir characteristics of glutenite in Yan 18-Yong 921 area, steep slope of Dongying Sag [J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(4): 28-35.]

[2] 武恒志. 济阳拗陷陡坡带砂砾岩体发育特征及油气成藏规律研究[D]. 北京: 中国科学院地质与地球物理研究所, 2001. [Wu Hengzhi. The developing characteristics and petroleum pool distribution of sand-conglomerate bodies in the steep slopes of

faulted sag in Jiyang Depression[D]. Beijing: Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, 2001.]

[3] 曹刚, 邹婧芸, 曲全工, 等. 东营凹陷永1块沙四段砂砾岩体有效储层控制因素分析[J]. 岩性油气藏, 2016, 28(1): 30-37, 64. [Cao Gang, Zou Jingyun, Qu Quanguo, et al. Controlling factors of effective reservoirs in glutenite body of the fourth member of Shahejie Formation in Yong 1 block, Dongying Sag[J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(1): 30-37, 64.]

[4] 束宁凯, 汪新文. 砂砾岩储层期次划分及连通模式: 以东辛油田永1断块砂砾岩油藏为例[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(4): 59-63. [Shu Ningkai, Wang Xinwen. Sedimentary sequence classification and connectivity pattern of conglomerate reservoir: A case study of Yong 1 conglomerate reservoir in Dongxin oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(4): 59-63.]

[5] Clarke R H. Reservoir properties of conglomerates and conglomeratic sandstones: Geologic notes [J]. AAPG, 1979, 63(5): 799-803.

[6] 张春生, 赖志云. 永安镇油田第三系沙四段储层特征[J]. 新疆石油地质, 1992, 13(3): 270-279. [Zhang Chunsheng, Lai Zhiyun. Characteristics of Shasi member reservoir (Tertiary) of Yonganzhen oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1992, 13(3): 270-279.]

[7] 张春生, 赖志云, 李春光, 等. 永安镇油田沙四段冲积扇—扇三角洲沉积[J]. 地球科学—中国地质大学学报, 1995, 20(1): 95-100. [Zhang Chunsheng, Lai Zhiyun, Li Chunguang, et al.

- Alluvial fan-delta deposits of Sha-4 member in Yong'an zhen oil field[J]. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 1995, 20(1): 95-100.]
- [8] 卢浩,蒋有录,薄冬梅,等. 东营凹陷永安镇—盐家地区油源特征分析[J]. *油气地质与采收率*, 2008, 15(6): 39-42. [Lu Hao, Jiang Youlu, Bo Dongmei, et al. Oil and source rock correlation of Yong'an zhen-Yanjia region in Dongying Depression[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2008, 15(6): 39-42.]
- [9] 贾蓉. 东营凹陷永安镇地区输导体系构成与控藏作用[J]. *天然气地球科学*, 2007, 18(3): 399-402. [Jia Rong. Types of conducting system and its control on hydrocarbon accumulation in Yong'an zhen oilfield, Dongying Sag [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2007, 18(3): 399-402.]
- [10] 张惠良,张荣虎,杨海军,等. 超深层裂缝—孔隙型致密砂岩储集层表征与评价:以库车前陆盆地克拉苏构造带白垩系巴什基奇克组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(2): 158-167. [Zhang Huiliang, Zhang Ronghu, Yang Haijun, et al. Characterization and evaluation of ultra-deep fracture-pore tight sandstone reservoirs: A case study of Cretaceous Bashijiqike Formation in Kelasu tectonic zone in Kuqa foreland basin, Tarim, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(2): 158-167.]
- [11] 周军良,胡勇,李超,等. 渤海A油田扇三角洲相低渗储层特征及物性控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(1): 71-78. [Zhou Junliang, Hu Yong, Li Chao, et al. Characteristics and controlling factors of fan delta facies low permeability reservoirs in Bohai A oilfield, the Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(1): 71-78.]
- [12] 操应长,姜伟,王艳忠,等. 准噶尔盆地西缘车排子地区侏罗系储层特征及控制因素[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(5): 609-618. [Cao Yingchang, Jiang Wei, Wang Yanzhong, et al. Characteristics and controlling factors of Jurassic reservoirs in Chepaizi area, western Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(5): 609-618.]
- [13] Baker J C, Havord P J, Martin K R, et al. Diagenesis and petrophysics of the Early Permian moogooloo sandstone, southern Carnarvon Basin, western Australia [J]. *AAPG Bulletin*, 2000, 84(2): 250-265.
- [14] 王艳忠,操应长,陈世悦,等. 济阳拗陷中生界碎屑岩储层特征及其控制作用[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2007, 31(5): 7-11, 17. [Wang Yanzhong, Cao Yingchang, Chen Shiyue, et al. Clastic reservoirs characteristics and its control of Mesozoic in Jiyang Depression [J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2007, 31(5): 7-11, 17.]
- [15] Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand [J]. *AAPG Bulletin*, 1973, 57(2): 349-369.
- [16] 王铸坤,李宇志,操应长,等. 渤海湾盆地东营凹陷永北地区沙河街组三段砂砾岩粒度概率累积曲线特征及沉积环境意义 [J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(2): 230-240. [Wang Zhukun, Li Yuzhi, Cao Yingchang, et al. Probability cumulative grain-size distribution curves and their implications for sedimentary environment identification of coarse clastic rocks of the Es³ in Yongbei area, the Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(2): 230-240.]
- [17] 王星星,朱筱敏,张明君,等. 洪浩尔舒特凹陷下白垩统近岸水下扇沉积特征[J]. *沉积学报*, 2015, 33(3): 568-577. [Wang Xingxing, Zhu Xiaomin, Zhang Mingjun, et al. Sedimentary characteristics of near-shore subaqueous fans of the Lower Cretaceous in the Honghaoershute Depression [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(3): 568-577.]
- [18] 宋明水. 东营凹陷南斜坡东部地区沙四段储层成岩作用研究 [J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2005, 32(3): 239-245. [Song Mingshui. Diagenesis of the member 4 of the Shahejie Formation in the south slope of the Dongying Depression, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2005, 32(3): 239-245.]
- [19] 林煜,吴胜和,徐樟有,等. 川西丰谷构造须家河组四段钙屑砂岩优质储层控制因素[J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(4): 691-699. [Lin Yu, Wu Shenghe, Xu Zhangyou, et al. Controlling factors for T₃x₄ calcarenaceous sandstone in Fenggu structure, western Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(4): 691-699.]
- [20] Tobin R C, McClain T, Lieber R B, et al. Reservoir quality modeling of tight-gas sands in Wamsutter field: Integration of diagenesis, petroleum systems, and production data [J]. *AAPG Bulletin*, 2010, 94(8): 1229-1266.
- [21] 赖锦,王贵文,王书南,等. 碎屑岩储层成岩相研究现状及进展 [J]. *地球科学进展*, 2013, 28(1): 39-50. [Lai Jin, Wang Guiwen, Wang Shunan, et al. Research status and advances in the diagenetic facies of clastic reservoirs [J]. *Advances in Earth Science*, 2013, 28(1): 39-50.]
- [22] Abercrombie H J, Hutcheon I E, Bloch J D, et al. Silica activity and the smectite-illite reaction [J]. *Geology*, 1994, 22(6): 539-542.
- [23] 张响响,邹才能,陶士振,等. 四川盆地广安地区上三叠统须家河组四段低孔渗砂岩成岩相类型划分及半定量评价 [J]. *沉积学报*, 2010, 28(1): 50-57. [Zhang Xiangxiang, Zou Caineng, Tao Shizhen, et al. Diagenetic facies types and semi-quantitative evaluation of low porosity and permeability sandstones of the fourth member Xujiahe Formation, Guang'an area, Sichuan Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2010, 28(1): 50-57.]
- [24] Grigsby J D, Langford R P. Effects of diagenesis on enhanced-resolution bulk density logs in tertiary Gulf Coast sandstone: An example from the Lower Vicksburg Formation, McAllen Ranch field, south Texas [J]. *AAPG Bulletin*, 1996, 80(11): 1801-1819.
- [25] 王艳忠,操应长,惠克来,等. 碎屑岩储层地质历史时期孔隙度演化恢复方法:以济阳拗陷东营凹陷沙河街组四段上亚段

为例[J]. 石油学报, 2013, 34(6): 1100-1111. [Wang Yanzhong, Cao Yingchang, Xi Kelai, et al. A recovery method for porosity evolution of clastic reservoirs with geological time: A case study from the upper submember of Es₄ in the Dongying Depression, Jiyang Subbasin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(6): 1100-1111.]

[26] 王振宇, 刘超, 张云峰, 等. 库车坳陷K区块冲断带深层白垩

系致密砂岩裂缝发育规律、控制因素与属性建模研究[J]. 岩石学报, 2016, 32(3): 865-876. [Wang Zhenyu, Liu Chao, Zhang Yunfeng, et al. A study of fracture development, controlling factor and property modeling of deep-lying tight sandstone in Cretaceous thrust belt K region of Kuqa Depression [J]. Acta Petrologica Sinica, 2016, 32(3): 865-876.]

Controlling Factors and Evaluation of the Medium-deep Glutenite Reservoirs: An example from the lower part of the fourth member of the Paleogene Shahejie Formation in the Yong1 block, Dongying Sag

WANG ShuPing¹, WANG ZhuKun², CAO YingChang², WANG YanZhong², DU LiangHui³, LI YuZhi⁴

1. Petroleum Industry Training Center, China University of Petroleum(East China), Qingdao, Shandong 266580, China

2. School of Geosciences, China University of Petroleum(East China), Qingdao, Shandong 266580, China

3. Lusheng Petroleum Development Company Ltd. , Shengli Oilfield Branch Company Ltd. , SINOPEC, Dongying, Shandong 257077, China

4. Dongxin Oil Plant, Shengli Oilfield Branch Company Ltd. , SINOPEC, Dongying, Shandong 257094, China

Abstract: Uncertainty as to the controlling factors and classification methods for the medium-to-deep glutenite reservoirs in the lower member of Shahejie Formation in the Yong1 block, Dongying Sag, has been a bottleneck for oil and petroleum exploration efforts. To determine the characteristics, controlling factors and methods of classifying and evaluating glutenite reservoirs, the reservoirs were examined by a variety of techniques, including 3D seismic interpretation, core and thin section observation, reservoir property analysis and oil testing. A combination of lithofacies, diagenetic facies and fractures controlled the reservoir formation. Of these, lithofacies is the primary factor. The most favorable are sandstone and pebbly sandstone. Conglomerate and gravelly sandstone are less favorable, and the least useful are siltstone, muddy sandstone and calcareous sandstone. Diagenetic facies enhance the heterogeneity of reservoirs. The most favorable of these is mainly controlled by moderate to strong dissolution; those that are mainly controlled by compaction are moderately favorable; and the least favorable diagenetic facies are mainly controlled by cementation and high matrix content. In the highest structural part of the structure, fractures improve reservoir properties, tending to have better properties closer to the structural line. Based on reservoir characteristics and combinations of all the controlling factors, glutenite reservoirs are divided into four types and six subtypes. Type I (combination of favorable lithofacies, diagenesis and tectonic location) reservoirs possess the best properties and have the highest oil output; these are classified as high-quality reservoirs. Type II₁ (combination of favorable lithofacies, diagenesis and adverse tectonic location) or II₃ (combination of favorable diagenesis, tectonic location and adverse lithofacies) reservoirs have medium properties and medium oil output, which of moderate quality. Type III₂ (combination of adverse diagenesis, lithofacies and favorable tectonic location) or III₃ (combination of adverse diagenesis, tectonic location and favorable lithofacies) reservoirs have quite poor properties and low output of low-quality oil. Finally, Type IV (combination of adverse lithofacies, diagenesis and tectonic location) reservoirs have the poorest properties and lowest output, and are classified as ineffective reservoirs.

Key words: reservoir characteristics; reservoir classification; reservoir evaluation; glutenite; lower section of the 4th member of Shahejie Formation; Shahejie Formation; Dongying Sag