

渤海海域 A 油田沙二段低渗储层特征及控制因素

周军良, 胡 勇, 耿红柳, 赵军寿, 陈红兵

(中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院, 天津 300452)

摘 要:渐新统沙河街组二段为渤海海域 A 油田的主力低渗产油层, 弄清储层的物性特征及其控制因素对该区有利区带的优选及后期调整方案的制定具有重要指导意义。利用 6 口取心井的岩矿分析、薄片鉴定、扫描电镜、粒度、常规物性等分析化验资料, 在厘清沙二段储层特征的基础上, 从沉积、成岩、构造 3 个方面对沙二段低渗储层物性的控制因素进行了系统研究。研究区沙二段储层以岩屑长石砂岩为主, 具有中等成分成熟度、中等胶结物含量的特征, 储集空间以混合孔隙为主, 储层为中孔—低渗储集性能。原始沉积条件中储层粒径、分选、泥质含量等控制了沙二段储层物性的好坏; 成岩作用中压实和碳酸盐胶结是沙二段储层低渗的主要原因, 有机酸溶蚀对储层物性有一定的改善作用; 构造活动对沙二段储层物性的改善作用较弱。该研究成果为该区沙二段相对高渗区块的优选及调整井的部署提供了依据。

关键词:低渗储层; 沙二段; 控制因素; 成岩作用; 渤海海域

中图分类号: TE122.23

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2016.12004

渤海 A 油田是渤海海域最大的低渗已开发油田, 也是海上低渗油田开发的先导试验区, 其地理上位于渤海南部海域, 构造上位于渤海湾盆地、渤南低凸起西端、渤中凹陷与黄河口凹陷的分界处(图 1)。渐新统沙河街组二段是该油田的主力产油层系之一, 埋深 3 150~3 400 m, 储层具有低渗的特征。20 世纪末, 探井 BH5 井在沙二段获得高产油气流, 揭开了该油田走向开发的序幕, 但开发井揭示, 沙二段不同井区储层物性及产能均与钻前认识存在差异。基于此, 自 2004 年 8 月该油田投产以来, 前人相继开展了关于层序地层、

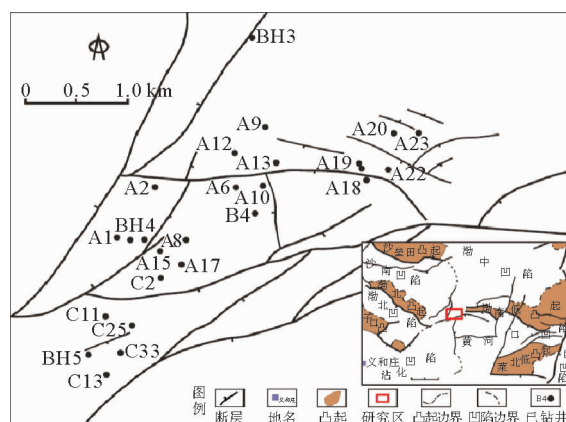


图 1 渤海海域 A 油田区域位置及沙二段井位分布
Fig. 1 Location of Oilfield A in Bohai Bay and well distribution of the E₃s₂

沉积特征、储层特征等方面的研究^[1-3]。认为沙二段主要为辫状河三角洲前缘沉积储层, 岩性主要为岩屑长石砂岩^[1], 并从宏观特征、微观孔隙结构

收稿日期: 2016-07-19

基金项目:中国海洋石油总公司科技攻关项目“渤海典型低孔低渗油藏勘探开发关键技术研究与实践”(CNOOC-KJ125ZDXM07LTDTJ02)

作者简介:周军良(1983—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事油田开发地质相关工作。E-mail: zhoujl4@cnooc.com.cn

等方面将整个沙河街组储层笼统分为好、中、差 3 类^[2],缺乏针对沙二段系统开展储层特征及控制因素方面的研究工作,而这些正是低渗油田勘探及后期开发储层研究的重点内容^[4,5],并且近年的试产资料进一步暴露出现有研究成果已无法满足油田后续开发及滚动评价的需要。低渗储层的特征及成因往往由储层的原始沉积条件、后期的成岩改造、构造活动共同决定^[5,6]。因此,笔者以沙二段为目的层,利用早期 3 口探井及新增 3 口试产井的岩心、131 样次岩矿分析、547 样次物性分析、64 样次毛管压力分析等资料,在系统分析沙二段储层特征的基础上,从原始沉积条件、成岩作用、构造作用 3 个方面探讨低渗储层的成因及控制因素,以期深化对沙二段储层的认识,指导油田后期开发中相对高渗区块的优选及调整井的部署。

1 储层特征

1.1 岩石学特征

根据 6 口井 131 块样品的岩矿分析结果显示,渤海 A 油田沙二段碎屑岩储层主要为岩屑长石砂岩。其中石英(Q)平均含量为 40.9%,长石(F)平均含量为 29.2%,包含有钾长石和斜长石,以钾长石为主,岩屑(R)平均含量为 12.4%(表 1),包含侵入岩、中性喷出岩和酸性喷出岩等,以侵入岩为主。成分成熟度指数为 0.5~1.4,平均为 1.0,成分成熟度中等。

碎屑岩储层中见含砾砂岩、粗砂岩、细砂岩、粉砂岩,以细砂岩为主。碎屑颗粒整体分选中等—偏好,磨圆度以次圆—次棱状为主,接触关系以点—线或线接触为主(图 2a),部分凹凸线接触。胶结物主要为碳酸盐(图 2b),其中方解石、白云石平均含量分别为 4.1%和 5.9%,此外常见石英加大(图 2c),偶见菱铁矿,杂基以泥质为主,主要成分为黏土矿物,平均含量为 5.2%,以伊利石为主(图 2d),胶结类型以孔隙—接触式胶结为主。

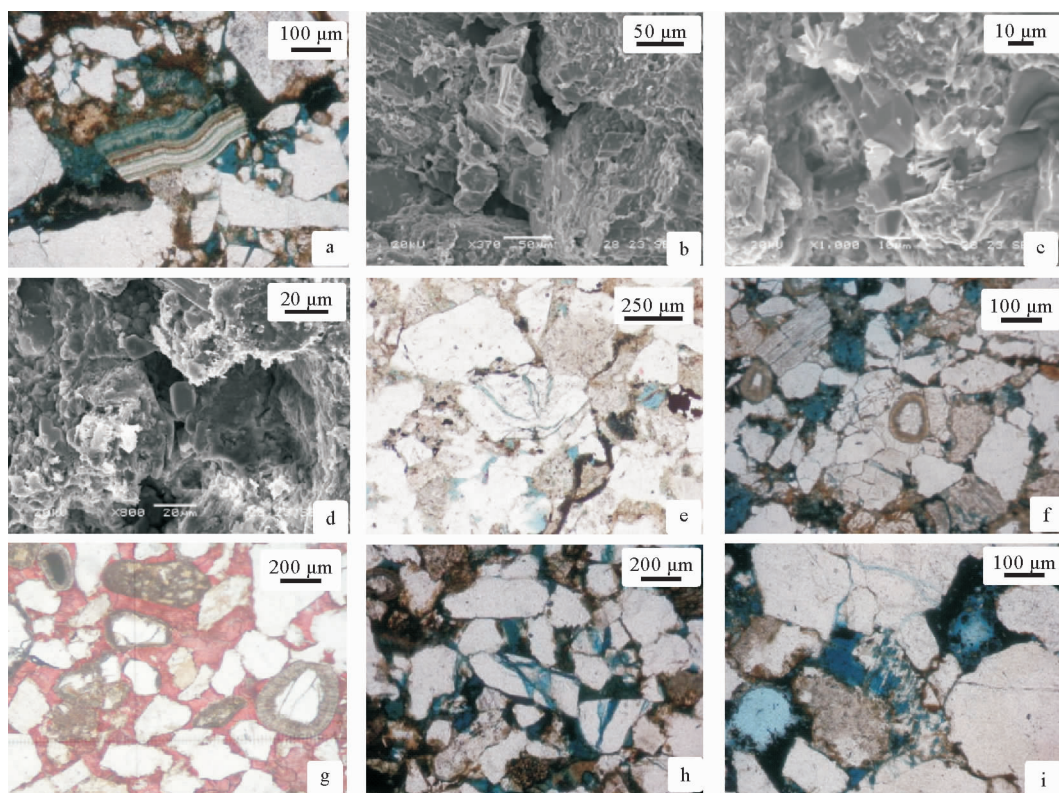
1.2 孔隙类型及结构

镜下观察发现,渤海 A 油田沙二段碎屑岩储层储集空间包括原生孔隙、次生孔隙、混合孔隙,其中以混合孔隙为主。原生孔隙主要为残余的原生粒间孔(图 2a),占总孔隙的 2.03%;次生孔隙主要为长石及岩屑颗粒溶蚀,岩屑主要表现为粒缘及粒内溶蚀(图 2e),长石主要表现为沿解理缝、颗粒碎裂缝及粒缘发生溶蚀(图 2f),占总孔隙的 27.18%,残余原生孔隙及后期次生孔隙组合的混合孔隙占 70.80%。

根据 2 口井 64 块样品的毛管压力资料统计分析得知,沙二段储层排驱压力为 0.33~2.00 MPa,平均值为 0.33 MPa,平均喉道半径为 0.02~4.50 μm ,平均值为 0.99 μm ,饱和度中值半径为 0.03~6.71 μm ,平均值为 1.00 μm ,进汞饱和度最大为 90.47%,平均退汞效率为 29.44%。以上数据表明,沙二段储层属细喉道孔喉结构特征,具有储集性能中等、渗透性低、原始产能中等偏低的特征^[2,4]。

表 1 渤海海域 A 油田沙二段岩石组分及物性参数统计
Table 1 The statistics of mineralogical composition, porosity and permeability of the E₃S₂ reservoir of Oilfield A in Bohai Bay

井名	样品数	石英	长石	岩屑	杂基	胶结物	样品数	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}$
		平均含量/%						平均值	
BH2	2	38.5	25.9	10.8	0.5	24.3	—	—	—
BH4	2	48.0	33.3	4.4	8.8	5.5	—	—	—
BH5	66	41.1	34	12.9	6.9	5.1	243	15.4	42.8
B4	18	38.3	23.9	14	10.6	13.2	109	13.1	27.8
A13	35	27.8	30.9	22.4	6.6	12.3	130	14	4.1
A18	8	51.8	27.2	9.7	5.9	5.4	65	16.8	3.7



(a) B4 井, 3 733.6 m, 中粒砂岩中黑云母受压实弯曲变形, 碎屑颗粒呈点一线接触; (b) B4 井, 3 731.9 m, 碎屑颗粒间碳酸盐胶结, 见方解石颗粒充填粒间; (c) BH5 井, 3 345.3 m, 碎屑颗粒间硅质胶结物, 表现为石英次生加大, 晶体形态规则; (d) BH5 井, 3 343.4 m, 伊利石以片状和丝状包裹于碎屑颗粒表面; (e) A18 井, 3 592.2 m, 粗一中粒长石岩屑砂岩中碎屑颗粒破碎形成粒内缝, 岩屑及长石颗粒边缘见溶蚀; (f) B4 井, 3 737.2 m, 长石颗粒沿解理缝、颗粒破裂缝及粒缘溶蚀形成粒内及粒间溶孔; (g) BH4 井, 3 350.2 m, 早期碳酸盐胶结物被茜素红染为红色, 碎屑颗粒多呈点接触, 后期溶蚀作用较弱; (h) B4 井, 3 736.3 m, 沿长石颗粒碎裂缝溶蚀形成的粒内溶孔; (i) B4 井, 3 738.4 m, 长石颗粒被溶蚀形成粒内溶孔、铸膜孔。

图 2 渤海海域 A 油田沙二段储层微观特征

Fig. 2 Reservoir microscopic characteristics of the E_3s_2 of Oilfield A in Bohai Bay

1.3 物性特征

4 口井 547 块样次的常规物性分析资料统计表明, 渤海 A 油田沙二段碎屑岩储层的平均孔隙度整体差异较小, 单井平均孔隙度在 13.1%~16.8%, 整体平均孔隙度为 14.8%, 但单井渗透率差异较大, 单井平均渗透率在 $(3.1 \sim 42.8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 整体平均渗透率为 $19.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}$ 。总体而言, 渤海 A 油田沙二段储层属于中孔—低渗储集性能(表 1)。

2 低渗储层控制因素

原始沉积条件、后期成岩改造、构造作用是影

响储层物性的主要因素。构造作用在一定程度上控制了碎屑岩储层的沉积环境, 也决定了碎屑岩储层的成岩环境, 原始沉积条件通过控制碎屑岩的碎屑颗粒结构决定储层的原始物性, 而成岩作用则通过后期对储层的改造决定了其最终物性^[6,7]。

2.1 原始沉积条件

在不同原始沉积条件下, 沉积储层的粒度、分选、填隙物含量等均有差异, 这不仅控制了储层的原始物性特征, 也影响后期埋藏成岩过程中储层物性的演化^[7-9]。因此, 原始沉积条件对储层的影响主要体现在储层碎屑颗粒粒度、分选、填隙物含量等因素对储层物性的影响。研究区沙二段为辫

状河三角洲前缘沉积,储层以细砂岩为主,其次为极细砂和中砂岩。通过对研究区沙二段岩矿、粒度及物性的分析结果可知,储层物性参数中孔隙度和渗透率与储层的原始沉积特点具有较好的相关性(图 3),主要表现为随着碎屑岩储层碎屑颗粒粒级的增大、分选变好、泥质含量降低,储层物

性有变好的趋势。分析认为,一方面分选好的粗碎屑颗粒抗压实作用强,更有助原生孔隙的保存;另一方面,辫状河三角洲前缘沉积形成的相对较粗碎屑颗粒储层,泥质含量相对较低,减少了对粒间孔隙及喉道的堵塞,使得物性相对变好。

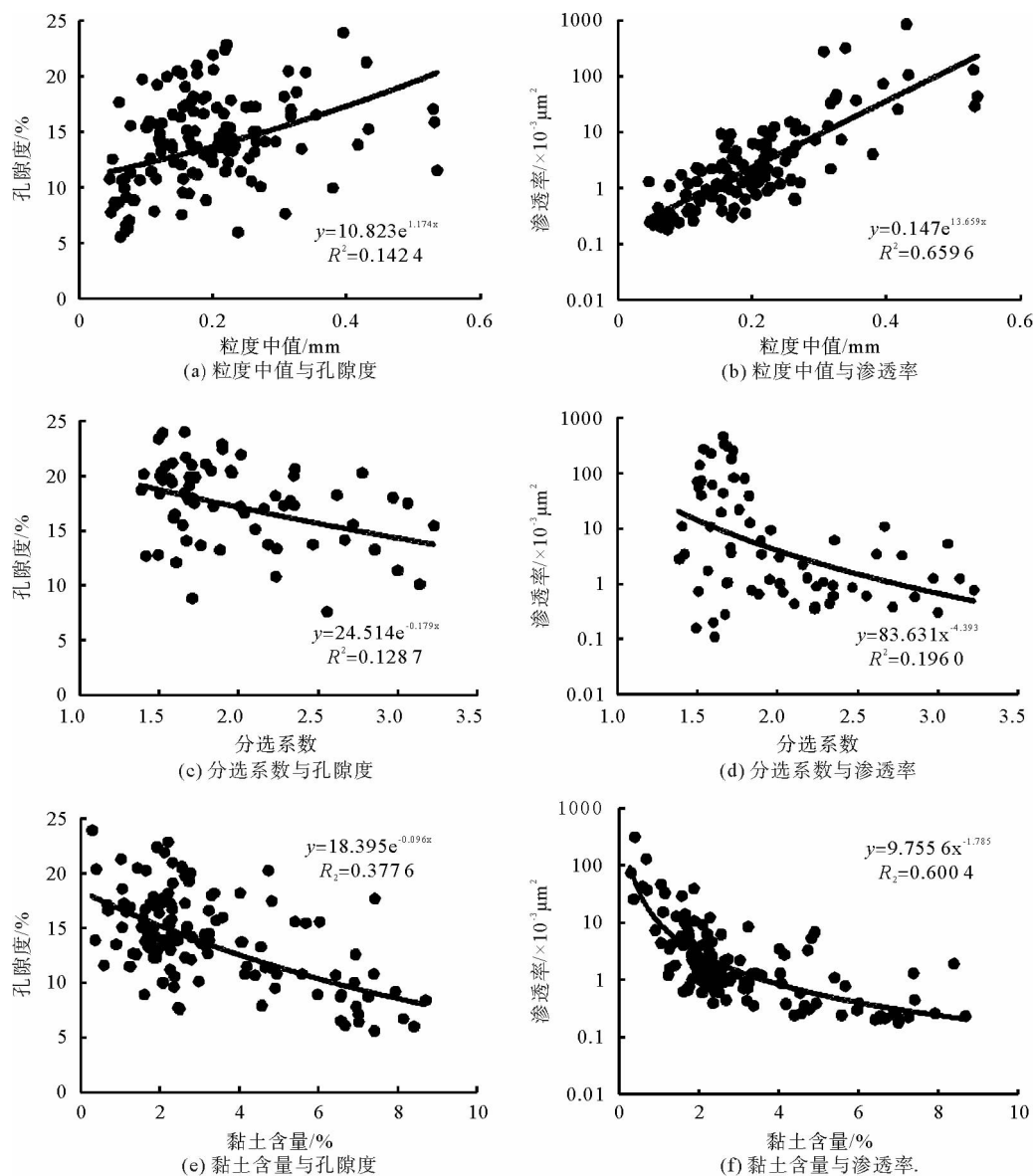


图 3 渤海海域 A 油田沙二段储层原始沉积特点与物性的关系

Fig. 3 The relationship between depositional characteristics and physical properties of the E_3s_2 reservoir of Oilfield A in Bohai Bay

2.2 成岩作用

成岩作用在储层的后期改造中起着重要作用,尤其对于中深层储层而言,压实作用、胶结作

用往往使得储层原始孔隙度大幅减少^[10,11]。

2.2.1 压实作用减孔效应明显

压实作用的强度主要与储层埋深有关,渤海 A 油田沙二段储层埋深在 3 150~3 400 m 之间,

薄片资料显示砂岩中塑性碎屑颗粒发生变形和扭曲(图 2a),也可见脆性颗粒发生破碎,形成颗粒缝(图 2e),碎屑颗粒之间的接触关系以点—线或线接触为主(图 2f),说明压实作用强烈。从该区的埋藏史来看,沙二段在沉积之后发生了持续性的沉降,沉降至 1 300 m 左右,在古近系东营组沉积末期受喜山运动影响^[12-13],经历短暂抬升至埋深 900 m 左右,后期一直持续沉降至今深度。所以早期及后期的持续沉降是导致沙二段储层压实作用较强的主要原因(图 4),且研究区储层整体以细砂岩为主,含少量中砂岩及极细砂岩(图 3a),粒度相对较细是导致压实作用较强的另一原因,压实作用是影响研究区沙二段碎屑岩储层物性的主要因素。

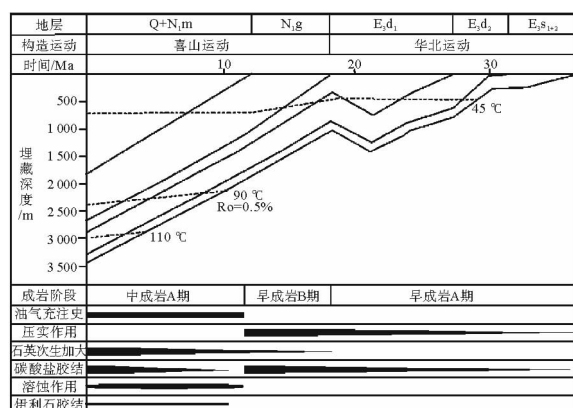


图 4 渤海海域 A 油田沙二段构造演化史、储层成岩作用序列及成藏史综合图

Fig. 4 Tectonic evolution history, reservoir diagenetic sequence and accumulating history of E_3s_2 of Oilfield A in Bohai Bay

2.2.2 胶结作用进一步堵塞孔隙

研究区沙二段储层中胶结物以碳酸盐为主,硅质和黏土矿物次之。胶结作用的发生进一步堵塞了沙二段储层孔隙,降低了储层物性。

碳酸盐胶结物的主要成分为方解石和白云石,平均含量为 10.0%。成岩早期形成的碳酸盐胶结物主要为方解石,表现为胶结物支撑碎屑颗粒,碎屑颗粒间呈点接触,虽然早期碳酸盐胶结的储层压实作用相对较弱,但后期的溶蚀改造作用也较弱(图 2g)。

石英次生加大是沙二段储层硅质胶结物的主

要表现形式,碎屑颗粒间石英的自形晶体形态规则,自形程度高(图 2g)。但整体来看,沙二段碎屑岩储层硅质胶结物含量少,这主要是因为沙二段整体处于碱性成岩环境,且硅质胶结物来源有限^[14,15],主要靠黏土矿物的转化和硅酸盐类的溶蚀提供,因此,硅质胶结物对储层物性的影响较小。

黏土矿物主要包括伊利石、高岭石、绿泥石,伊/蒙混层,其中以伊利石为主。随着地层埋深和温度的变化,黏土矿物中的高岭石向伊利石转化,从埋深 3 280~3 360 m,伊利石相对含量由 40% 增加到近 62%(图 5)。由于沙二段碎屑岩储层中伊利石主要呈片状、丝状包裹于颗粒表面或搭桥式充填于碎屑颗粒间孔隙中(图 2d),且伊利石含量相对较高,因此,黏土矿物中较高的伊利石相对含量也是降低沙二段碎屑岩储层物性的重要因素。

2.2.3 溶蚀作用改善储层能力有限

溶蚀作用在次生孔隙的形成中起主导作用。研究区沙二段碎屑岩储层中的溶蚀见于长石、岩屑及碳酸盐胶结物,形成次生孔隙。长石颗粒多见沿颗粒边缘及解理缝发生溶蚀(图 2f,i),形成粒间及粒内溶孔,也可见长石颗粒溶蚀严重,形成铸膜孔(图 2i),此外,沿长石及岩屑颗粒碎裂缝发育的溶蚀也较为常见(图 2e,h)。镜下薄片资料统计发现,沙二段碎屑岩储层中,混合孔和次生孔分别占总孔隙的 70% 和 28%,其中混合孔以扩大粒间孔为主,主要为长石及岩屑边缘溶蚀导致,而碳酸盐胶结物的溶蚀较少。这主要是因为埋深 2 400 m 左右,区内下伏烃源岩中有机质开始成熟(图 4),生成的大量羧酸开始沿易溶矿物长石及岩屑颗粒的边缘、颗粒碎裂缝、解理缝发生溶蚀(图 2h,i),这也使得地层中难溶的碳酸盐类组份溶蚀,为中成岩阶段碳酸盐胶结物提供了重要来源^[15],这也是目前沙二段碎屑岩储层中长石遭受溶蚀作用较强,而碳酸盐胶结物溶蚀作用较弱的重要原因(图 4、5)。

2.3 构造作用对储层改造作用较小

构造作用往往使储层破裂形成裂缝或使储层抬升出露地表遭受大气水淋滤,从而使得低渗透层发育高孔渗带^[16-18]。在渤海 A 油田沙二段地

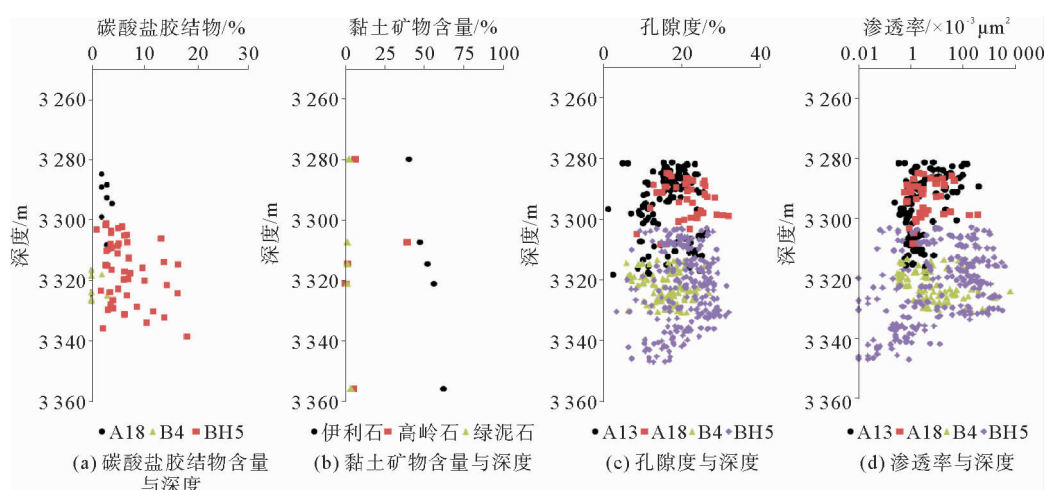


图 5 渤海海域 A 油田沙二段碳酸盐胶结物含量、黏土矿物含量对储层物性的影响

Fig. 5 The influences of carbonate and clay content on the physical property of the E₃s₂ reservoir of Oilfield A in Bohai Bay

层埋藏过程中主要受华北运动及喜马拉雅运动影响,沉积早期,盆地主要处于裂后热沉降阶段,构造活动较弱,后期构造活动沙二段地层均未出露地表^[12-13],持续沉降至近 1 300 m 后,在东营组沉积后期发生抬升,但埋深在 900 m 左右(图 4),由于埋藏较深,基本不受大气水淋滤作用影响。此外,从 6 口井的岩心及薄片资料的统计分析结果看(图 2),研究区沙二段储层基本不发育裂缝,并且从 4 口取心井的分布位置、纵向的孔隙度和渗透率分布特征看,沙二段储层物性的好坏与断层和已钻井的分布位置无明显关系,说明构造作用对储层物性的改善作用较弱(图 1、2、5)。

3 结论

(1)渤海 A 油田沙二段碎屑岩储层岩石类型主要为岩屑长石砂岩,具有成分成熟度中等、结构成熟度中等—偏好、胶结物含量中等的特征,储集空间以混合孔隙为主,储层整体属于中孔—低渗储集渗流性能。

(2)渤海 A 油田沙二段碎屑岩储层原始沉积条件、后期成岩改造是控制储层物性的主要因素,在原始沉积条件下储层粒径、分选、泥质含量等控制了储层物性的好坏;成岩作用中压实和碳酸盐胶结是该区沙二段储层低渗的主要原因。

(3)渤海 A 油田沙二段储层中长石颗粒遭受

有机质热降解形成的羧酸溶蚀,对储层物性的改善有一定帮助作用;但早期有机酸对碳酸盐类组份溶蚀,加剧了后期碳酸盐胶结作用的强度,降低了储层的物性;黏土矿物中高岭石大规模向伊利石转化也是降低储层物性的重要因素。

(4)在渤海 A 油田沙二段储层中,粒度相对较粗、分选好、泥质含量低的储层不仅压实作用相对较弱,且溶蚀孔隙相对较发育,黏土矿物中伊利石对孔隙的堵塞较少,该类储层质量相对较好,是后期开发及滚动评价优选的重点对象。

参考文献:

- [1] 邓运华,李建平. 渤中 25-1 油田勘探评价过程中地质认识的突破[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(6): 643-652.
- [2] 杨玉卿,潘福熙,田洪,等. 渤中 25-1 油田沙河街组低孔低渗储层特征及分类评价[J]. 现代地质, 2010, 24(4): 685-693.
- [3] 孙海涛,李超,钟大康,等. 渤中 25-1 油田沙三段低渗储层特征及其成因[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(3): 11-21.
- [4] 魏巍,朱筱敏,谈明轩,等. 查干凹陷下白垩统扇三角洲相储层特征及物性影响因素[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(3): 447-455.
- [5] 匡可心,张尚锋,于水,等. 北非三叠盆地 H 区块储层特征及主控因素分析[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(1): 58-65.
- [6] 郑荣才,王海红,侯长冰,等. 陇东地区长 9 油层组砂岩储层成岩作用精细研究[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(1): 1-9.
- [7] 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.
- [8] 朱筱敏,潘荣,李盼盼,等. 惠民凹陷沙河街组基山三角洲

- 中孔低渗储层成岩作用和有利储层成因[J]. 岩性油气藏, 2013, 25(5): 1-7.
- [9] 朱春俊, 王延斌. 大牛地气田低渗储层成因及评价[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2011, 33(1): 49-56.
- [10] 于波, 罗小明, 乔向阳, 等. 鄂尔多斯盆地延长油气区山西组山 2 段储层物性影响因素[J]. 中南大学学报: 自然科学版, 2012, 43(10): 3931-3937.
- [11] 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): 24-41.
- [12] 吉双文. 渤海湾盆地喜马拉雅运动幕次划分及演化特征[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(4): 38-42.
- [13] 周士科, 魏泽典, 邓宏文, 等. 渤中凹陷古近系构造层序研究[J]. 中国海上油气, 2006, 18(4): 236-254.
- [14] 李丽霞. 渤中地区第三系碎屑岩储层成岩作用研究[J]. 中国海上油气(地质), 2001, 15(2): 111-119.
- [15] 王清斌, 臧春艳, 赖维成, 等. 渤中坳陷古近系中、深部碎屑岩储层碳酸盐胶结物分布特征及成因机制[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(4): 438-443.
- [16] 唐照星, 曹自成, 汪新文, 等. 塔里木盆地古城墟隆起鹰山组内幕储层特征及影响因素[J]. 岩性油气藏, 2013, 25(4): 44-49.
- [17] 张琴, 朱筱敏, 刘畅, 等. 周口坳陷谭庄凹陷下白垩统低孔低渗碎屑岩储层特征及成因分析[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(4): 44-49.
- [18] 张月华, 王一刚. 构造期溶蚀作用对储层的改造及其意义[J]. 石油学报, 1991, 12(1): 17-22.

FEATURES AND CONTROLLING FACTORS OF LOW PERMEABILITY RESERVOIRS OF E_3S_2 IN OILFIELD A, BOHAI BAY

ZHOU Junliang, HU Yong, GENG Hongliu, ZHAO Junshou, CHEN Hongbing

(Bohai Oilfield Research Institute, CNOOC China Limited, Tianjin Branch, Tianjin 300452, China)

Abstract: The Oligocene (E_3S_2) is the main producing layer of the Oilfield A, which is located in the Bohai Bay. It is significant to understand the physical characteristics of the reservoir and its controlling factors for selection of favorable producing zones in the area and for adjustment scheme in the later stage. Based on the work of mineralogical analysis, thin section identification, scanning electronic microscopic examination, particle size analysis, conventional physical properties measurement and other laboratory analysis, we gained a clear idea of the E_3S_2 reservoir characteristics. A careful study is made on controlling factors over physical properties of the E_3S_2 low permeability reservoir from the aspects of sedimentation, diagenesis and tectonics. The results indicate that the reservoirs of E_3S_2 are mainly consisting of lithic arkoses, and characterized by medium levels of maturity and cementation. The reservoir space is dominated by mixed pores. Thus the reservoirs can be put in the class of medium porosity and low permeability reservoir. The original sedimentary features, such as the size and sorting of clastic particles and the content of mud are all factors controlling over the quality of the E_3S_2 reservoir. Compaction and cementation by carbonate are the main reasons for the low permeability of the E_3S_2 reservoir, and the dissolution of organic acid to some extent improved the physical properties of the reservoir. The improvement effects of later tectonic activity on the physical properties of the E_3S_2 reservoir are very weak. The results of this study may provide a basis for the optimization of relative high permeability area and the deployment of infill wells in the E_3S_2 reservoir.

Key words: low permeability reservoir; E_3S_2 ; controlling factors; diagenesis; Bohai Bay