

文昌 A 凹陷珠海组低渗储层主控因素分析

范洪军,王晖,杨希濮

(中海油研究总院,北京 100027)

摘要:文昌 A 凹陷珠海组属于低—特低渗储层,由于低渗储层砂岩致密、孔隙结构复杂,制约了油气田的产能及采收率的提高。通过应用测井资料、扫描电镜、粒度、压汞等分析化验资料,对文昌 A 凹陷珠海组低渗储层主控因素进行了综合研究。研究表明:储层孔隙以原生剩余粒间孔为主,次生溶孔次之,压实作用损失孔隙 15.7%~23.6%,胶结作用损失孔隙 4.2%~14.9%,成岩压实和胶结作用是储层低渗特征的主控因素。沉积作用控制着储层的厚度、砂岩粒度和泥质含量,决定着储层原生孔隙大小,是控制储层低渗成因的基本因素。而溶蚀作用不是广泛发育,是低渗储层形成的一个重要原因。

关键词:文昌 A 凹陷;低—特低渗储层;沉积作用;成岩作用;主控因素

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

0 引言

海上油气田开发投资大、风险高,一般规模小、丰度低的低渗透储量较难动用。2008年,海上低渗透原油产量为 $150 \times 10^4 \text{ m}^3$,天然气产量为 $4.1 \times 10^8 \text{ m}^3$,分别占总产量的 4.3%和 3.8%,远低于全国的平均水平^[1-4]。因此,加强海上低渗透油气田低渗透特征及主控因素研究,有利于低渗透储量的动用,促进低渗透油田采收率的提高,对海上石油持续稳定增产至关重要。

目前发现的海上低渗透油田都为砂岩储层,根据沉积类型可以分为海相低渗透砂岩油藏、长流程辫状河三角洲和扇三角洲低渗透砂岩油藏以及短流程扇三角洲和冲积扇低渗透砂岩油藏 3 种类型^[1-4]。文昌低渗透油田群储层属于长流程扇三角洲沉积类型,油藏埋深较深,一般在 3 000~4 000 m,以文昌 A 凹陷为例,从储层的岩性、物性以及孔隙结构特征等方面着手,深刻认识低渗储层的特征,并进一步研究沉积、成岩作用对低渗储层的影响,希望为此类低渗储量评价和低渗油气田的开发提供帮助。

1 工区概况

文昌 A 凹陷位于珠江口盆地珠三拗陷的东南

部,其面积 3 350 km²,北部接阳江低凸起,南部、东南部以珠三南断裂为界,与神狐隆起相邻(图 1)。

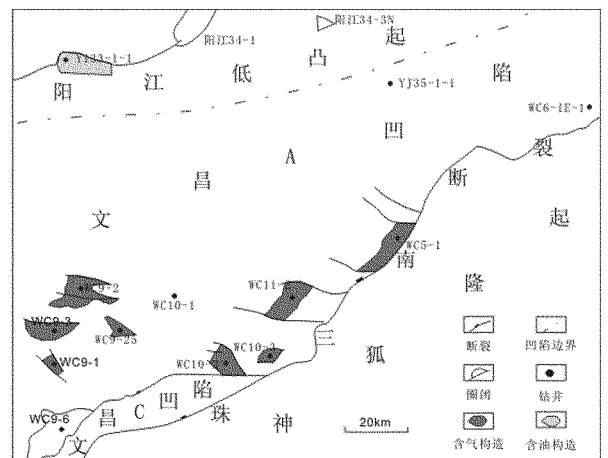


图 1 文昌 A 凹陷构造位置图

经过勘探,目前已发现文昌 10-3、文昌 9-2、文昌 9-3、文昌 10-3W、文昌 11-2 等油气田。该区油气主要储层是古近纪珠海组,储层的孔隙度为 6.4%~15.5%,渗透率小于 $22.33 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低—特低渗储层,因此,有必要对该区低渗储层特征及主控因素进行研究。

2 储层岩石学特征及储集空间类型

* 收稿日期:2013-03-29;修订日期:2013-05-28;编辑:王秀元

作者简介:范洪军(1977—),男,黑龙江哈尔滨人,工程师,主要从事油田开发地质研究工作;E-mail:fanhj@cnooc.com.cn。

2.1 岩石学特征

244 件样品统计分析表明,珠海组砂岩从细砂岩—含砾粗砂岩均有分布,主要为细砂岩。岩石类型以长石石英砂岩为主,另有部分石英砂岩、长石砂岩,少量岩屑石英砂岩和岩屑长石石英砂岩,碎屑组分以石英为主(47.9%~59.0%),次为长石(13.0%~20.8%)、岩屑(6.2%~8.3%)。粗、细砂岩成分成熟度指数平均分别为 1.98,2.10~2.92,成分成熟度中—差。碎屑颗粒呈次圆—次棱状,分选中等—为主。颗粒间线接触为主,次为点—线和凹凸接触,

颗粒支撑结构。

2.2 储集空间类型

储集空间类型按成因可划分为原生孔隙、次生孔隙和微裂缝 3 大类。根据多口井取心资料和薄片资料分析,该区珠海组储层主要发育原生孔隙,其次是次生孔隙,微裂缝十分少见^[5,6]。

(1)原生孔隙:珠海组储层以发育剩余粒间孔为主,孔径大于 10 μm,大部分为 10~100 μm,个别可以达到 150 μm,剩余粒间孔占孔隙总体积的 80%,是该区储层最重要的孔隙类型(图 2)。

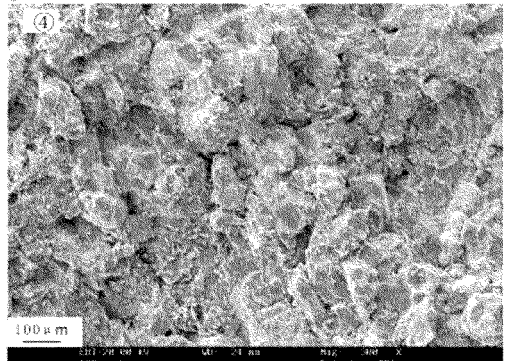
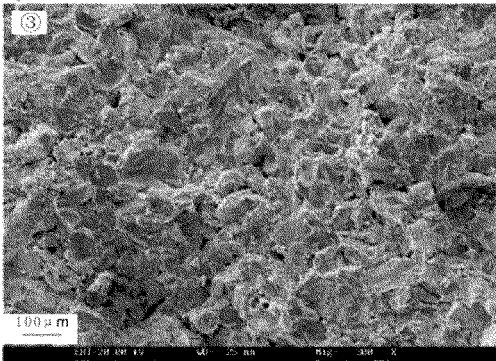
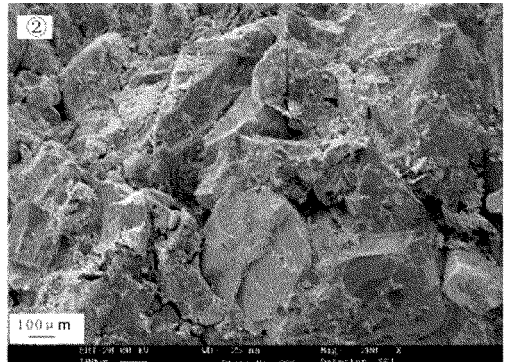
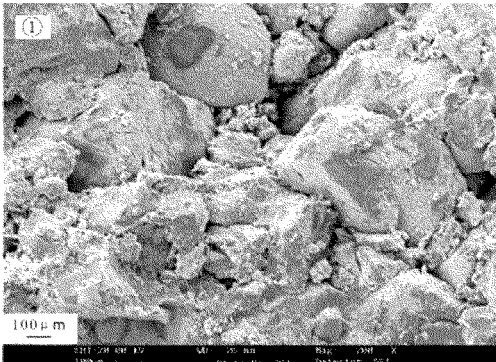


图 2 文昌 A 凹陷珠海组储层原生剩余粒间孔隙扫描电镜图

(2)次生孔隙:次生孔隙主要为粒间溶孔、粒内溶孔。根据薄片资料分析,粒间溶孔占孔隙总体积的 10%左右,粒内溶孔占孔隙总体积的 6%。次生孔隙不是广泛发育,所占比例较低(图 3)。

8.4%~16.79%,平均为 11.53%;渗透率为(0.1~72.51)×10⁻³ μm²,平均为 6.06×10⁻³ μm²。孔隙度与渗透率的正相关性较好,测井二次解释结果表明,珠海组储层平均孔隙度为 10.1%,平均渗透率为 1×10⁻³ μm²,各段砂岩储层物性随埋深增大而变差,均属于中—低孔、低—特低渗储层。

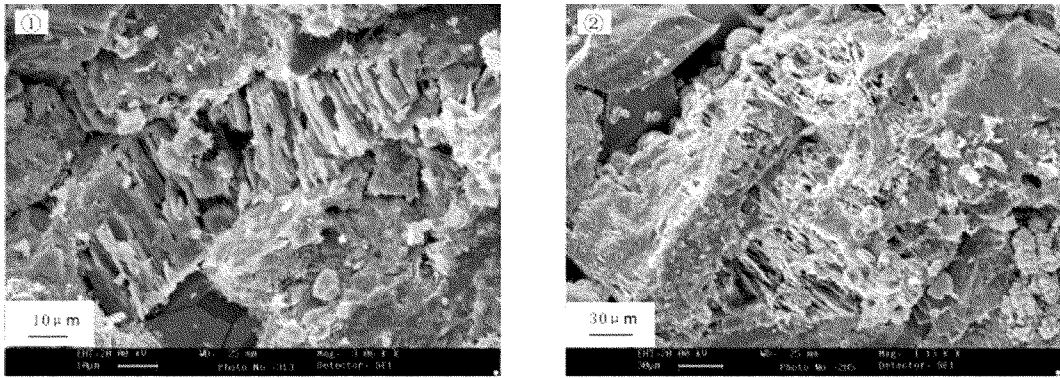
3 储层物性和孔隙结构特征

3.1 物性特征

根据 156 个岩样覆压实测数据分析,孔隙度为

3.2 孔隙结构特征

据 49 个压汞分析数据统计,珠海组储层排驱压



①长石淋滤,粒间丝状伊利石

②长石淋滤,粒间绒球状绿泥石,方解石胶结物

图 3 文昌 A 凹陷珠海组储层次生溶蚀孔隙扫描电镜图

力为 0.01~1.81 MPa,平均为 0.55 MPa;中值压力为 0.14~80.81 MPa,平均为 9.07 MPa,一般粗砂岩表现为低值,中—细砂岩均为中高值,表明储层砂岩粒度越细,其吼道较小;最大孔喉半径为 0.41~100.66 μm,平均值为 5.66 μm;中值孔喉半径为 0.01~5.11 μm,平均值为 0.40 μm,最大孔喉半径

和中值孔喉半径都较小,表明储层以细喉为主;孔喉半径的分选系数为 2.17~5.04,平均值为 2.96,说明孔喉分选性较好;孔喉半径的歪度为 1.26~1.99,平均值为 1.64,为细歪度,说明了储集性较差;根据铸体薄片观察分析,孔喉类型为中孔微喉,喉道为缩颈型(图 4),说明储层孔隙连通性差。

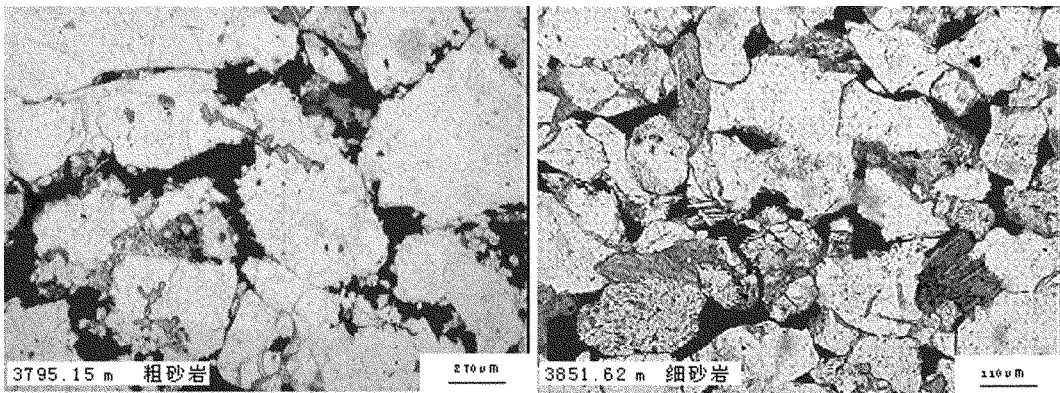


图 4 文昌 A 凹陷珠海组储层铸体薄片图

根据分析样品压贡曲线类型和孔喉特点,将该井珠海组砂岩孔隙结构特征分为 3 种类型(图 5)。I 类:中孔中渗组合—中孔细喉型。II 类:中孔低渗组合—中孔细微喉型。III 类:低孔特低渗组合—小孔微喉型。

4 储层低渗成因分析

一般而言,碎屑岩储层物性主要受沉积、成岩、构造三大因素的控制,但各种因素影响储层物性的程度和方式不尽相同^[7-11]。该区砂岩储层物性主要

受沉积和成岩作用因素控制,构造作用较弱。

4.1 沉积作用

沉积作用宏观上决定着沉积相带的分布规律,微观上还决定着储层砂岩粒度的大小,岩石的成分、结构成熟度高低、填隙物含量多少,从而影响着储层储集性能的好坏,控制着储层原始孔隙度和渗透率,因此沉积作用是低渗储层形成的先天因素。

(1) 沉积相影响

岩心描述表明,该区珠海组属于海湾沉积环境,储层主要是潮坪、潮汐影响的扇三角洲、临滨砂坝沉

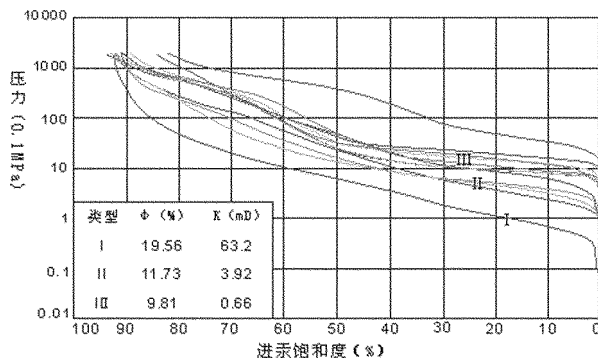


图 5 文昌 A 凹陷珠海组储层压贡曲线特征图

积类型。不同沉积类型储层的水动力条件，决定了沉积砂岩的粒度、厚度、泥质含量的不同，影响着储层的连通性、孔隙和吼道大小，从而决定了储层物性的大小(表 1)。如潮坪砂体沉积类型主要是砂坪和潮道，砂岩粒度以细砂岩、中粗砂岩为主，砂砾岩次之，储层单层厚度大于 7 m，潮坪砂体沉积类型储层明显要好于潮汐影响的扇三角洲砂体和中下临滨砂坝、障壁砂坝类型储层。另外，由于储层砂体单层厚度小，相对隔夹层增厚，一方面使储层内流体不易排出，另外地下酸性流体难于进入储层，从而抑制了溶蚀作用的进行^[12]。

表 1 不同沉积类型物性特征

沉积类型	单层厚度 m	岩性	孔隙度 %	渗透率 mD	平均吼道半径 μm
砂坪、潮道	>7	细砂岩、中-粗砂岩	>14	>10	>0.7
潮汐影响三角洲前缘	6~1.5	细砂岩	12~9.5	5~0.6	0.5~0.2
中-下临滨砂坝、障壁砂坝	7~1.5	细砂岩	14~9.5	10~0.6	0.7~0.2
障壁砂坝	1.5~0.5	含泥质粉细砂岩	9.5~8.5	0.6~0.1	0.2~0.1

(2) 粒度影响

一般砂岩的孔隙度和渗透率随粒径的减小而降低，统计表明，储层砂岩的渗透率与粒度中值具有明显的正相关关系。根据岩心常规分析数据进行不同岩性的储层孔渗关系研究，同样的孔隙度条件下，岩性粒度粗的砂砾岩、含砾砂岩储层渗透率要好于细砂岩储层，体现了粒度粗的砂岩储层吼道对渗透率的贡献较大(图 6)，虽然粒度越细杂基含量越高，微孔隙越发育^[12,13]，但这些微孔对有效孔隙度和渗透率的贡献小，因此粒度偏细是该区低渗透形成的一个重要因素。

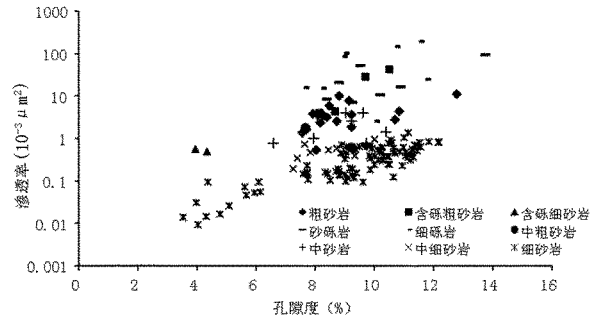


图 6 珠海组储层不同岩性孔渗关系图

4.2 成岩作用

研究区目的层石英自生加大Ⅲ级、镜煤反射率 R_0 为 1.1%、伊/蒙混层粘土 I/S 比值为 10% 左右、次生孔隙较发育等指标，按照碎屑岩成岩阶段划分标准^[14]，深度 2 800 m 处为早成岩 B 期与中成岩阶段 A 期的界限，在 3 850 m 处为中成岩阶段 B 期的顶界。通过对比珠海组各段地层埋深，认为珠海一段和珠海二段上部砂岩处于中成岩阶段的 A 期，珠海二段下部和珠海三段砂岩处于中成岩阶段的 B 期。

(1) 压实作用

随着埋深增加，机械压实作用逐渐加强，自珠海一段至三段，碎屑颗粒由点一线向线和凹凸接触变化，并伴随有轻微的压溶现象。压实强度定量分析表明，自珠海一段至三段，压实强度系数由 0.41 增加至 0.71。根据砂岩粒间体积演化分析，压实率为 73%~91% (含化学压实补偿)，压实作用损失孔隙 15.7%~23.6%，是珠海组砂岩原始孔隙损失的主控因素。

(2) 胶结作用

胶结物主要包括菱铁矿、白云石、方解石、石英加大以及自生矿物(包括海绿石、黄铁矿、高岭石)，该区以海绿石最为常见，平均含量为 0.5%~7.2%。各自生矿物和胶结物含量分布在 0.18%~11.3% 之间，细砂岩中的胶结物和自生矿物含量高于粗砂岩。胶结强度系数 0.14~0.31，胶结损失孔隙 4.2%~14.9%，因此胶结作用是影响珠海组砂岩低渗的次要因素。

(3) 溶蚀作用

溶蚀作用是储层次生孔隙形成的主要机理，其中包括杂基溶蚀，胶结物溶蚀及颗粒溶蚀^[8]。对具有溶蚀特征的样品研究表明，珠海组砂岩经历了菱

铁矿溶解及长石、岩屑、粘土等铝硅酸盐矿物的溶蚀作用,长石粒内溶孔发育,该区还发育有少量粒间溶孔和海绿石溶孔。根据大量样品的孔隙类型定量研究,珠海组长石、岩屑溶解可贡献 1.3%~4.8% 的孔隙,对储层低渗透特征有所改善。对 62 个样品统计,具有溶蚀作用的样品仅有 5 个,仅占 8%,可见该区珠海组储层溶蚀作用并不是普遍发育,因此溶蚀作用是低渗储层的另一个主要因素。

(4) 综合分析

根据岩石压实与胶结对孔隙相对影响评价,压实作用损失孔隙 15.7%~23.6%,胶结损失孔隙 4.2%~14.9%,显示成岩压实作用是该区储层孔隙减少的主要因素,胶结作用是珠海组砂岩原始孔隙损失的次要因素。溶蚀作用产生的次生孔对砂岩孔隙因压实减孔有一定的补偿作用。

5 结论

(1)文昌 A 凹陷珠海组储层砂岩从细砂岩—含砾粗砂岩均有分布,主要为细砂岩,岩石类型以长石英砂岩为主,中—下等成熟度,砂岩颗粒间线接触为主,次为点—线和凹凸接触。

(2)珠海组储层储集空间以原生剩余粒间孔为主,占总孔隙体积的 80%,次生溶孔次之,占总孔隙体积的 16%。储层孔隙结构较差,多以 II 类和 III 类为主,由此决定了该区储层具有低孔低渗和低产能的特点。储层砂岩孔隙度平均为 11.53%;渗透率平均为 $6.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于中—低孔、低—特低渗储层。

(3)该区珠海组储层为潮坪、潮汐影响的扇三角洲、滨岸砂坝沉积,潮坪沉积类型的储层明显要好于扇三角洲砂体和 中下临滨砂坝、障壁砂坝。

(4)该区珠海组储层处于中成岩 A—B 期,随着埋深增加,机械压实作用逐渐加强。压实作用损失孔隙 15.7%~23.6%,胶结损失孔隙 4.2%~

14.9%。成岩压实作用是该区储层孔隙减少的主控因素,胶结作用是珠海组砂岩原始孔隙损失的次要因素,溶蚀作用产生的次生孔对砂岩孔隙有一定的补偿作用,但是溶蚀作用不是广泛发育,是储层低渗的另一个重要因素。

参考文献:

- [1] 曾祥林,梁丹,孙福街.海上低渗透油田开发特征及开发技术对策[J].特种油气藏,2011,18(2):66-67.
- [2] 皇保家,李俊良,李里,等.文昌 A 凹陷油气成藏特征与分布规律探讨[J].中国海上油气,2007,19(6):263-264.
- [3] 庞雄,何敏,朱俊章,等.珠二拗陷湖相烃源岩形成条件分析[J].中国海上油气,2009,21(2):86-88.
- [4] 李志明,杨磊,张金庆,等.海上低渗透油田特点及开发策略探讨[J].山东国土资源,2011,27(4):18-21.
- [5] 董贵能.涠西南凹陷流一段扇三角洲沉积特征及其对隐蔽油气藏形成的控制作用[J].中国海上油气,2008,20(5):298-301.
- [6] 谭爱民,李彦强,门海英,等.东营郑南斜坡带砂砾岩体储层微观特征[J].山东国土资源,2006,22(3):45-48.
- [7] 苏崇华.低阻低渗油藏薄油层测井识别技术及其应用[J].中国海上油气,2009,21(5):320-323.
- [8] 甘军,张迎朝,邓勇,等.珠江口盆地西部文昌 A 凹陷古近系天然气富集主控因素与勘探方向[J].中国海上油气,2009,21(6):367-371.
- [9] 傅宁,丁放,何仕斌,等.珠江口盆地恩平凹陷烃源岩评价及油气成藏特征分析[J].中国海上油气,2007,19(5):295-299.
- [10] 周锋德,姚光庆,赵彦超.鄂尔多斯北部大牛地气田储层特低渗成因分析[J].海洋石油,2003,23(2):27-31.
- [11] 许风光,马国新,陈明,等.平湖油气田低渗透储层测井评价研究[J].海洋石油,2010,30(3):78-83.
- [12] 王道富.鄂尔多斯盆地特低渗透油田开发[M].北京:石油工业出版社,2007:56-60.
- [13] 赵俊峰,纪友亮.低孔低渗气层测井识别与评价方法研究[J].海洋石油,2008,28(3):96-108.
- [14] 王夕宾,钟建华.濮城油田南区沙二上 4-7 砂层组低渗储层特征及成因分析[J].中国石油大学学报(自然科学版),2006,30(6):19-23.

Analysis on Main Controlling Factors of Low Permeability Reservoir in Zhuhai Formation in Wenchang A Sag

FAN Hongjun, WANG Hui, YANG Xipu
(CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China)

Abstract: The reservoir of Zhuhai formation is the low-extra low permeability in Wenchang A sag. Due to low permeability reservoir, its sand rocks are dense with complex pore structures, which have restricted

the improvement of the capacity and recovery of oil and gas fields. Through analysis on logs, scanning electron microscope, grain size and mercury penetration, main controlling factors of the low - extra low permeability reservoir of Zhuhai formation have been synthetically studied in Wenchang A Sag. It is showed that the pores of reservoir are mainly original residual intergranular pores, and secondarily are secondary dissolved pores. The compaction reduced about 15.7% ~ 23.6% of porosity, while the cementation reduced about 4.2% ~ 14.9% porosity. The compaction and cementation of the diagenesis are the main controlling factors. The deposition controls the thickness, sand grain size and shale content of the reservoir, and decides the sizes of primary pores. It is the basic controlling factor of low permeability of the reservoir. It is also an important factor for forming low - permeability reservoir, and the denudation is not widely developed.

Key words: Wenchang A sag; low - extra low permeability reservoir; deposition; diagenesis; main controlling factors