

文章编号:1000-0550(1999)增-0723-05

鄂尔多斯盆地北部伊盟地区山西组 碎屑岩储层特征分析

陈孟晋¹ 刘锐娥¹ 孙粉锦¹ 拜文华²

1(中国地质大学能源系 北京 100083) 2(石油勘探开发科学研究分院天然气所 河北廊坊 065007)

摘要 伊盟地区早二叠世早期山西组发育的冲积扇的扇中砂、砾质辫状河道砂体、曲流点坝及三角洲平原分流河道砂体是本区的主要储集砂体。砂岩主要为富杂基、富岩屑的石英砂岩及岩屑砂岩。储层总体上具有低孔低渗、非均质性强、次生孔隙占主导地位的特点,并按照曲流点砂坝、分流河道、砂、砾质辫状河道沉积的次序储层物性依次变差。依据孔喉分布特点将山西组碎屑岩储层归为为四种类型:中孔低渗型、低孔低渗型、致密型和超致密型,它们的物性依次由好变坏。其中中孔低渗型储层以溶蚀孔和残余粒间孔为主,多发育于南部三角洲平原分流河道砂体及北部的曲流点坝中,为伊盟地区的主要储集层;低孔低渗型储层以晶间孔为主,多发育于冲积扇扇中砂、砾质辫状河道砂体中,在有局部构造存在的条件下可能形成构造背景下的岩性气藏;致密型储层以微孔、微缝为主,仅局部地区见油气显示;超致密型储层,基本上无勘探意义。

关键词 伊盟地区 山西组 碎屑岩储层 微相、微观特征 控制因素分析

第一作者简介 陈孟晋 男 1964年出生 高工 中国地质大学在职博士 沉积储层

中图分类号 P618.130.2⁺¹ **文献标识码** A

伊盟地区早二叠世早期山西组主要为是一套冲积扇—低弯度曲流河沉积。冲积扇主要发育于杭锦旗状河道砂体、三角洲平原分流河道砂体及曲流点砂坝等。

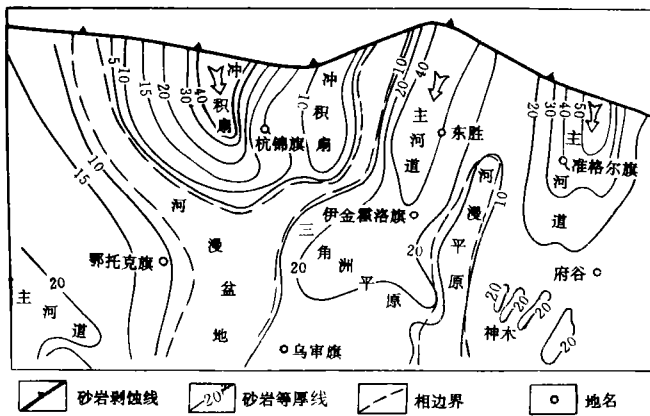


图1 伊盟地区早二叠世早期(P_{1s})岩相古地理图

Fig. 1 Lithofacies paleogeographic map of early Early-Permian (P_{1s}) of Yi-Meng area

地区,这些扇体呈舌形向南延伸;而东部东胜地区则发育两条北北东向的近源砂质曲流河,河流向南演化为三角洲相的沉积,其中发育了多种类型的储集砂体,而具有勘探意义的储集砂体为冲积扇扇中辫

1 微相特征

不同沉积微相反映了岩性垂向上的不同组合关系及沉积结构单元的差异。不同沉积方式的沉积物其储集性不同,层内非均质性基本特征也存在较大差异^[1,3]。

通过对伊盟地区数10口井岩心的观察、描述及测井曲线综合分析,将研究区山西组地层中沉积体系及沉积相类型进行了归纳划分(表1),其中具有勘探意义的沉积微相主要有下面几种:

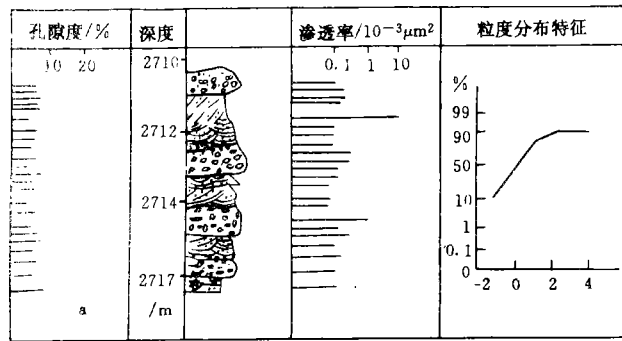
1.1 扇中砂、砾质辫状河道沉积

主要为筛积和垂向加积作用,分选差、泥质含量高,以含砾粗中砂岩为主,粗粒沉积物大于80%,砾石多呈棱角状,砂岩累积概率曲线多呈2~3段式,常见的沉积构造有大型槽状交错层理,板状交错层理。垂向上具有不明显的正韵律,孔隙度、渗透率在垂向上无明显韵律。测井曲线(SP)上表现为正向高一中值箱性特征(图2-a)。

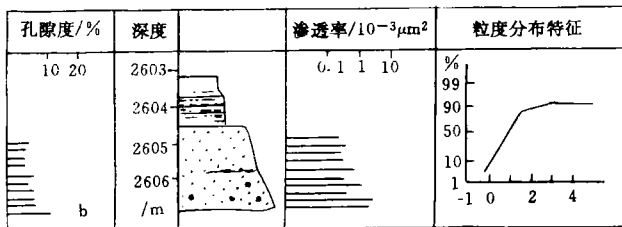
表1 沉积体系及沉积相类型表

Table 1 The classification of the depositional system and the sedimentary facies

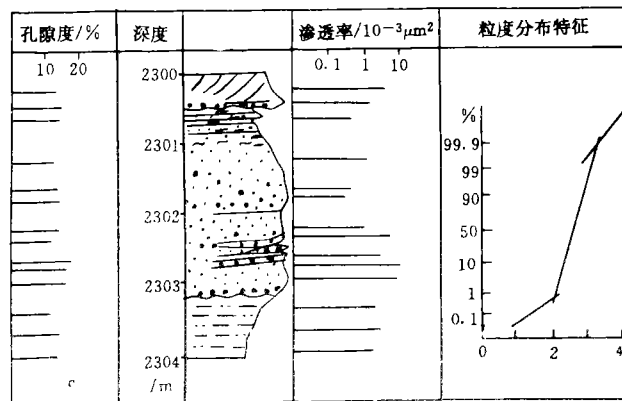
沉积体系	沉积相	亚相	微相
冲积体系	冲积扇	扇中、扇端	扇中辫状河道
河流体系	低弯度砂质 曲流河	近源砂质曲 流河	曲流点坝 天然堤 决口 扇 废弃河道
三角洲体系	细粒河流三 角洲	三角洲平原	分流河道 天然堤 决口扇



a 扇中砂/砾质辫状河道沉积(鄂2井)



b 分流河道沉积(神2井)



c 曲流点砂坝沉积(盟1井)

图2 不同微相的岩石组合及物性特征

Fig 2 Rock association and physical property of the differently micro-facies

1.2 分流河道沉积

主要为侧向加积、填积作用,砂岩颗粒相对较细,砾石含量很少,分选性较好,泥质含量低,底部可

见滞留沉积物,砂体累积概率曲线多呈两段式,层理基本不发育,以块状层理为主,局部见低角度板状层理。垂向上具有中等正韵律,其孔隙度、渗透率较高,物性相对较好。测井曲线(SP)上表现为正向中低值、锯齿状钟形特征(图2-b)。

1.3 曲流点坝沉积

主要为侧向加积作用,沉积物以中、粗粒为主,局部夹细砂,砂体底部出现河床滞留砾石,正粒序,常见低角度下切型板状交错层理,砂体累积概率曲线多呈1~2段式,分选中等,泥质含量较低,其孔隙度、渗透率最高,物性最好。测井曲线(SP)上表现为正向光滑钟形特征(图2-c)。

综上所述,伊盟地区山西组碎屑岩储层按照曲流点坝→分流河道→砂、砾质辫状河道的次序,物性依次变差。

2 微观特征

砂岩储层的微观非均质性研究主要在于揭示砂岩的岩性、物性、孔隙类型及其演化特征、粘土矿物和孔喉分布特征等^[2]。

2.1 岩石学特征

伊盟地区由于靠近北部物源区,砂岩中杂基和岩屑的含量较高,主要为一套富杂基、富岩屑的石英砂岩、岩屑砂岩和岩屑质石英砂岩,岩屑含量>10%,分选相对较差,且成分复杂,除钙质胶结外,高岭石、水云母、绿泥石、粘土等胶结物均有存在。

2.2 物性特征

伊盟地区山西组碎屑岩储层物性分布变化较大,有效孔隙度2.2%~11.2%,平均值为6.2%,渗透率 $0.06 \times 10^{-3} \sim 4.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。与美国及我国致密砂岩划分标准对比(表2)可见,本区的储层应属低渗透~致密储层。

2.3 孔隙类型及其演化特征

2.3.1 孔隙类型

伊盟地区山西组砂岩储层的孔隙类型为溶蚀孔、晶间孔、铸模孔、残余粒间孔和微裂缝等。其中,对天然气储集最为有利的是溶蚀孔和晶间孔。

溶蚀孔可分为粒间溶蚀孔和颗粒内溶孔。粒间溶蚀孔是在粒间失水收缩微缝或充填剩余粒间孔的基础上由于杂基、胶结物或铝硅酸盐颗粒等被溶而形成的孔隙;颗粒内溶孔则是通过砂岩中碎屑组分(喷出岩岩屑、片岩岩屑、粉砂岩岩屑及长石)的溶解而形成的。溶蚀孔孔径一般为50~1250 μm,最大

表2 致密储层划分标准对比

Table 2 The classification criteria about competent reservoir

我国中原、胜利油田划分			美国划分标准	
高渗透层	$\Phi=15\% \sim 25\%$ 以上	$K^*=10 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	一般 $K^* > 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	
低渗透层	$\Phi=12\% \sim 15\%$	$K=1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	近致密层	$K=0.1 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
致密层	$\Phi=10\% \sim 12\%$	$K=0.1 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	致密层	$K=0.005 \times 10^{-3} \sim 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
致密层	$\Phi=8\% \sim 10\%$	$K=0.02 \times 10^{-3} \sim 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	很致密层	$K=0.001 \times 10^{-3} \sim 0.005 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
致密层	$\Phi < 8\%$	$K < 0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	超致密层	$K < 0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

注: K^* 实验室测定地表渗透率, K 地下渗透率, 地下渗透率远小于地面渗透率因此两者不能直接对比

可达 $1\ 750\ \mu\text{m}$ 。

晶间孔的形成可以是粒间溶孔内充填的自生高岭石晶间隙, 也可以是通过不稳定矿物长石、火山岩岩屑、蒙皂石等蚀变成高岭石, 形成一些小的晶间微孔。孔径一般为 $10 \sim 50\ \mu\text{m}$ 左右。

2.3.2 孔隙演化

孔隙演化直接受控于储集岩的性质以及埋藏过程中所经历的成岩变化, 是地层中的砂岩、泥岩受上覆负荷以及其中的组成矿物和有机质与孔隙水相互作用的结果^[5]。

表3 伊盟地区山西组砂岩孔隙演化模式

Table 3 The model of the P1s formation sandstone porosity evolution of the P1s formation in Yi-Meng areas

成岩阶段	早成岩	晚成岩早期
镜煤反射率(R_o)	0.5	0.9
埋藏深度(H)	1100 m	2950 m
主要成岩事件	压实作用	溶解作用、胶结作用
砂岩孔隙度/%	38	9 → 6.2

砂岩中岩屑含量一般为 $10\% \sim 25\%$, 最大 41% , 岩屑成分中以火山岩岩屑为主, 还有少部分变质岩屑, 这些具有不稳定性的岩屑组分在早成岩阶段, 由于淡水、酸性水介质的作用, 大量蚀变成“泥”, 或被溶解, 同时, 泥化后的组分抗压能力变弱, 受机械压实作用的结果, 岩石的孔隙度急剧下降, 按 1992 Lundegard 公式计算压实作用使孔隙度减少了 29% , 即岩屑砂岩在埋藏达到 $1\ 100\ \text{m}$ 时的孔隙约为 9% 。进入晚成岩早期, 温度、压力不断增加, 有机质开始大量成熟, 干酪根脱羧产生的二氧化碳对地层中的钙质进行溶解后, 形成胶结物重结晶的晶间孔和晶间溶孔, 提高了岩石的孔隙度和渗透率。同

时, 本阶段也是胶结作用的主要发育时期, 大量次生石英的发育堵塞了孔隙和喉道, 对储层的孔隙发育起了一定的破坏作用, 因此, 当砂岩的埋深达到 $2\ 900\ \text{m}$ 时, 平均孔隙度约为 6.2% 。

2.4 孔喉分布特征

通过铸体薄片及图象分析, 伊盟地区山西组碎屑岩储层面孔率 $2.5\% \sim 15.1\%$, 平均为 6.9% ; 孔隙直径 $23.96 \sim 1\ 000\ \mu\text{m}$, 平均为 $116.54\ \mu\text{m}$; 孔隙分选系数 $0.320\ 3 \sim 0.700\ 1$, 平均为 0.543 , 孔隙分选中等。

从压汞资料所反映的孔隙结构参数来看, 研究层段的储集砂岩其毛细管压力曲线大多呈中偏细歪度, 孔喉分选较差, 曲线大多呈斜状, 平台段较短, 反映最大连通孔喉的集中程度不高, 岩石孔隙结构不均匀(图3)。

据扫描电镜及铸体薄片镜下观察, 填隙物成分主要为泥质、钙质及少量的硅质。在泥质及钙质填隙物较多的部位, 管束状喉道较发育; 在填隙物含量较少的部位, 发育孔隙缩颈型喉道; 机械压实程度较强或自生加大程度较高, 则发育片状喉道。由于填隙物分布的不均匀性, 机械压实作用的差异性、自生加大的局限性, 常常在薄片可见多种类型的喉道共存。

尽管研究层段的储层微观非均质性很强, 但不同类型的储层在孔隙和喉道组合类型上仍有一定的规律可循。其中中孔低渗型储层以溶蚀孔和残余粒间孔为主, 多发育于南部三角洲平原分流河道砂体及北部的曲流点坝中, 为伊盟地区的主要储集层; 低孔低渗型储层以晶间孔为主, 多发育于冲积扇中砂、砾质辫状河道砂体中, 在有圈闭配备的条件下可能形成构造背景下的岩性气藏; 致密型储层以晶间孔、粒间微孔为主, 仅局部地区见油气显示; 超致密型储层, 仅见晶间微孔, 基本无勘探意义。

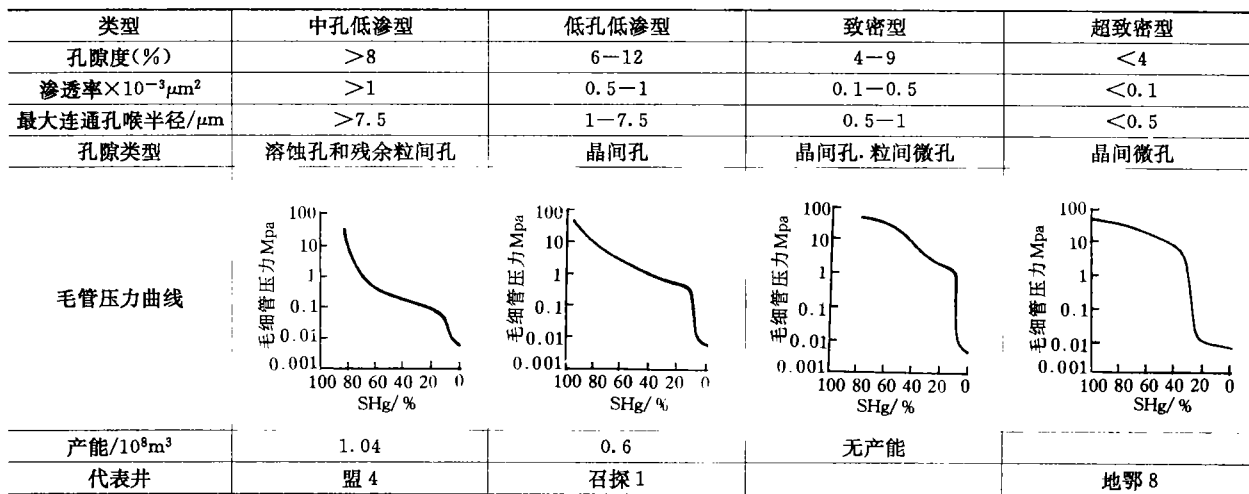


图 3 伊盟地区山西组砂岩储集岩类型图

Fig 3 Reservoir type of the sand rocks from P1s formation in Yi-Meng areas

2.5 粘土矿物特征

据扫描电镜及 X-衍射资料, 研究层段储层中粘土矿物类型主要为高岭石、伊利石、蒙脱石及伊蒙混层粘土矿物, 按其成因可归纳为以下几种: (1) 随陆源碎屑颗粒同生沉积下来的杂基; (2) 云母及泥岩岩屑等碎屑组份粘土矿物; (3) 由长石、火成岩屑等蚀变而成的蚀变粘土矿物; (4) 自生粘土矿物。其中 (1)、(4) 为粘土矿物的主要成因类型。

据薄片成分统计, 不同的岩石类型及不同储层类型粘土矿物含量有一定的差异。平面上北部储层因靠近物源区, 粘土矿物含量一般大于南部。扫描电镜下观察, 粘土矿物多以集合体形态出现充填于砂岩颗粒之间。高岭石呈书页状、蠕虫状充填式分布; 蒙脱石与伊/蒙混层粘土矿物呈蜂窝状、薄膜式和搭桥式分布; 而绿泥石则常呈针叶状、绒球状薄膜式分布。

3 储层发育的控制因素分析

碎屑岩储层的发育受多种因素的控制, 但本区储层的发育主要受沉积相带和成岩作用的控制^[4]。

3.1 沉积相带对储层的控制

不同沉积相带的储层, 其物性有明显的不同。如辫状河道砂体离物源较近, 砂岩的厚度较大, 粒度较粗, 以中一粗粒为主, 分选、磨圆较差, 分选系数 >1 , 岩屑含量相对较高, 多为岩屑石英砂岩, 物性相对较好。而席状砂分布于乌审旗及其以南, 离物源较远,

砂岩厚度较薄, 粒度相对变细, 分选、磨圆相对较好, 但泥质含量较高, 物性变差。

表 3 不同微相砂体储层物性表

Table 3 Porosity-permeability of sand reservoir of different micro-facies

砂体类型	$\Phi/\%$	$K/10^{-3}\mu\text{m}^2$
曲流点坝	7~9	0.5~4.32
辫状河道砂体	6~10	0.2~0.6
分流河道砂体	8	0.5~3.05
席状砂	4~8	0.15~1.2

3.2 成岩作用对储层的影响

成岩作用对储层的影响在本区主要表现在两个方面: 溶蚀或溶解不稳定组分产生次生孔隙, 胶结和某些自生矿物的充填堵塞孔隙并降低渗透率。因此在成岩过程中, 这两大因素谁优谁弱将会大大决定储层物性。

研究表明, 本区硅质胶结作用较强是形成低孔渗储层类型的主要因素。有四种产状对砂岩储集性构成伤害。(1) 石英次生加大缩小孔喉; (2) 硅质胶结物呈嵌晶式一连晶式胶结堵塞孔隙; (3) 微晶硅质物充填溶孔, 减少孔隙; (4) 自生石英挤压高岭石集合体, 使变小的孔喉难以再度开启。

总之, 在本区储层的好坏两种因素的影响程度在不同的地区侧重点不同, 但均有影响。

4 结论

(1) 伊盟地区山西组主要为一套冲积扇—低弯

度曲流河沉积,在其中冲积扇的扇中砂、砾质辫状河道、近缘砂质曲流河的曲流点坝和三角洲平原分流河道等砂体非常发育,构成了本区的主要储集砂体。

(2)山西组碎屑岩储层岩性复杂,主要为高杂基、富岩屑的石英砂岩及岩屑砂岩。砂岩储层具有低孔、低渗,非均质性强的特点。

(3)储集性与微相具有好的对应关系,即由分流河道→曲流点坝→砂、砾质辫状河道的次序物性依次变差。

(4)依据孔喉分布特点将山西组碎屑岩储层归为为四种类型,中孔低渗型、低孔低渗型、致密型和超致密型,它们的物性依次由好变坏。其中中孔低渗型储层以溶蚀孔和残余粒间孔为主,多发育于南部三角洲平原分流河道砂体及北部的曲流点坝中,为伊盟地区的主要储集层;低孔低渗型储层以晶间孔为主,多发育于冲积扇扇中砂、砾质辫状河道砂体

中,在有局部构造存在的条件下可能形成构造背景下的岩性气藏;致密型储层以微孔、微缝为主,仅局部地区见油气显示;超致密型储层,基本上无勘探意义。

(5)伊盟地区山西组砂岩储层的储集性受沉积环境和成岩作用双重控制。

参 考 文 献

- 1 裘亦楠. 油气储层评价技术[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
- 2 裘亦楠. 我国河道砂体储层沉积特征和非均质模式、碎屑岩沉积物研究[M]. 北京:石油工业出版社,1988.
- 3 于兴河,王德发,郑浚茂等. 华北地区二迭系岩相组合类型、剖面特点及沉积体系[J]. 沉积学报,1992,(1),27~35.
- 4 应凤祥. 我国天然气储层类型特征、控制因素及评价[R]. “八·五”攻关成果报告,1995.
- 5 Tillman R W, *et al*, eds. Reservoir Sedimentology[C]. SEPE 1987. 9.(40).

Reservoir Characters of Classic Rocks of the Shanxi Formation at Yi-Meng Area, Northern of Ordos Basin

CHEN Meng-Jin¹ LIU Rui-e¹ SUN Feng-jin¹ BAI Wen-hua²

¹(China University of Geosciences Beijing 100083)

²(Natural Gas Institute of Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC Langfang Hebei 065007)

Abstract

sandy-conglomerated braided channel of middle fan, the point-sandbar deposit of meandering river and the distributor channel sand of the delta-plain are the main sandstone reservoir of the shanxi formation at the Yi-Meng area. The sand bodies are consisted of quartz sandstone and lithic sandstone with abundant impurity and lithic fragment. It is characterized by the low porosity, low permeability, the heterogeneities and secondary pores predominantly. Their physical property are associated with its depositional micro-facies; the physical property of the point-sandbar deposit, the distributor channel deposit and sandy-conglomerated braided channel gradually become worse and worse. Based on the relationship between pore-throat types, the shanxi formation sandstone reservoir could be classified into four types. The reservoir of middle porosity and low permeability with solution pore and remainder intergranular porosity is distributed of the point-sandbar deposit and the distributor channel deposit are mainly objective formations of exploration in South Yi-Meng; The reservoir of low porosity and low permeability with intercrystal pore is distributed of the sandy-conglomerated braided channel and can consisted of the lithologic reservoir with tectonic setting; The compacted reservoir with micro-pore and micro-fracture scarcely are discovered oil and gas in the area; The exceed compacted reservoir with no pore and fracture are not discovered oil and gas in the area.

Key words Yi-Meng area Shanxi Formation classic rocks reservoir micro-facies and micro-physical property controlling factor