

文章编号: 0253-9985(2001)04-0372-06

赵凹油田安棚区深层系低渗致密砂岩储层特征*

王振奇^{1,2}, 侯国伟², 张昌民², 张尚锋², 樊中海³, 孙尚如³, 赵庆³, 王国鹏³, 付柘³

(1. 中国地质大学, 湖北武汉 430074; 2. 江汉石油学院地球科学系, 湖北荆州 434102;

3. 河南石油勘探局勘探开发研究院, 河南南阳 473132)

摘要: 泌阳凹陷赵凹油田安棚区深层系主要指埋深大于 3 000 m 的核三下段, 属扇三角洲沉积。岩芯描述和常规薄片、铸体薄片、扫描电镜 X-衍射分析及压汞资料研究表明, 安棚深层系的岩石类型主要为岩屑砂岩、长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩。快速堆积, 颗粒大小混杂, 分选差, 成分成熟度和结构成熟度低, 是导致深层系砂岩低渗的基础条件; 砂岩储层以扇三角洲前缘的水道砂和河口坝砂物性最好, 席状砂次之; 储层孔隙类型以次生溶孔和残余粒间孔为主, 孔隙小, 具两种孔隙介质, 喉道细小且不均匀, 孔喉分布状况差, 结构复杂, 为典型的特低孔特低渗储层; 成岩作用, 特别是压实作用和晚期碳酸盐胶结充填作用是影响储层微观非均质性和导致储层致密低渗的主要因素。

关键词: 砂岩储层; 特征; 成岩作用; 孔隙结构; 深层系; 泌阳凹陷

第一作者简介: 王振奇, 男, 38 岁, 副教授, 博士研究生, 储层地质

中图分类号: P618.130.2⁺1

文献标识码: A

安棚地区位于泌阳凹陷东南部, 构造位置属赵凹-安棚鼻状构造^[1]。深层系主要指埋深大于 3 000 m 的核桃园组三段下亚段(以下简称核三下段), 可进一步细分为 VII VIII IX 等 3 个油组共 51 个小层。

1 特征

1.1 岩石学

普通薄片和铸体薄片的镜下观察表明, 安棚深层系砂岩储层岩性上主要为岩屑砂岩、长石岩屑砂岩(包括次长石岩屑砂岩)、岩屑长石砂岩(包括次岩屑长石砂岩)、长石砂岩及少量的石英砂岩(图 1, 2)。总体上来看, 在岩屑砂岩和长石岩屑砂岩中石英含量较低, 长石含量较高, 以正长石为主, 次为斜长石。岩屑成分复杂, 火成岩、变质岩及沉积岩岩屑皆可见, 但以变质岩为主, 其次为火成岩, 而沉积岩岩屑较为少见, 甚至不发育。碎屑磨圆较差, 以棱角状和次棱角状为主。岩石分选较差, 从分选较好的石英砂岩到分选极差的含砾不等粒砂岩在砂岩中均可见, VII 油组砂岩平均分选系数为 2.24, VIII 油组砂岩平均分选系数为 2.23, IX 油组砂岩平均分选系数为 2.32。不同粒径的砾、砂、粉砂在岩

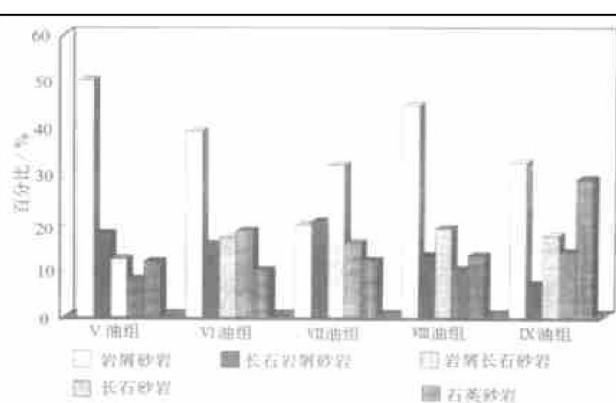


图1 安棚深层系 V-IX 油组砂岩类型统计直方图

Fig. 1 Histogram showing sandstone types of V-IX oil sets in Anpeng area

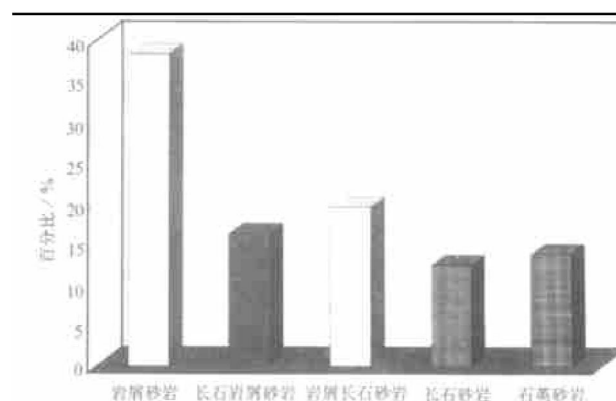


图2 安棚深层系不同岩石类型统计直方图

Fig. 2 Histogram showing rock types of deep sequences in Anpeng area

* 国家重点基础研究发展规划项目(G1999022507)和中石油青年创新基金项目联合资助

收稿日期: 2001-09-21

石中均有发育,但以含砾砂岩和砾岩为主。填隙物以碳酸盐为主,变化范围0~41%,平均含量为8.47%,泥质含量普遍较低,但在个别井的个别层段含量较高,岩性上逐渐过渡到杂砂岩和泥质砂岩,变化范围0~27%,平均含量为1.81%;胶结物结构以嵌晶结构和充填结构为主,自生加大等结构相对不发育;胶结类型以孔隙式胶结为主,少数由于胶结物含量较高而呈基底-孔隙式胶结。砂岩碎屑颗粒以线接触或凹凸接触,呈颗粒支撑结构。从上不难看出,本区核三下段储集岩的成分成熟度和结构成熟度均较低。

1.2 孔喉及孔隙组合

孔隙类型主要根据孔隙的成因、产状及几何形态进行划分^[2~3]。安棚深层系砂岩储层孔隙包括原生残余粒间孔和次生孔隙。其中次生孔隙在研究层段中较为发育,主要类型有粒间溶孔、组分内溶孔(包括粒内溶孔、胶结物内溶孔及交代物溶孔)、晶间孔及晶间溶孔和裂缝孔隙等。裂隙的数量一般不多,集中发育在研究区的中部和东南部,未被充填的裂隙对于改善岩石的渗透能力具有重要的意义。

喉道为连通孔隙的狭窄通道,其对储层的渗流能力起着决定性的影响。喉道的大小和形态主要取决于岩石的颗粒接触关系、胶结类型及颗粒的形状和大小。安棚深层系砂岩储层中常见的喉道类型有缩颈型喉道、片状或弯片状喉道、管束状喉道。

砂岩储层的储集空间虽由多种类型的孔隙组合而成,但往往以其中一种或几种类型的孔隙占主导地位。孔隙的组合类型不同,对储集层的储集物性及孔隙结构影响也不同。根据薄片观察,结合物性和压汞资料,研究层段砂岩的孔隙组合类型大致划分为次生溶孔型、残余粒间孔隙型、杂基内和晶间微孔隙型、次生溶孔与微孔复合型。

1.3 孔隙结构

孔隙结构系指岩石所具有的孔隙和喉道的几何形状、大小、分布及其相互连通关系。本次研究主要根据压汞资料、铸体薄片观察及铸体薄片图像分析等手段来研究储层孔隙结构,并通过压汞和铸体薄片图像分析的定量特征参数来表征。

储层喉道特征可通过毛管压力曲线分析资料的数项主要参数来表征。从排驱压力、最大进汞饱和度、平均孔喉半径、孔喉歪度、孔喉分布峰值、喉道半径均值等数项参数来看,均反映深层系砂岩储

层喉道整体偏微细,中喉道在整个储层中所占比重较小。总体上安棚深层系砂岩储层孔隙结构具有如下特征。

1.3.1 孔隙小,具两种孔隙介质

本区砂岩储层的孔隙最大直径为501.19 μm ,最小直径为12.59 μm ,大部分孔径介于12.59~63.10 μm 间,数目频率最高;平均孔隙直径为54.86 μm ,表明本区砂岩储层孔隙属小孔,有少部分为中孔,极少数为大孔,此为一种类型孔隙介质特点,该特点决定此类储层孔缝相对发育,反映了以有效孔隙为主的孔隙结构特点,为该区有效储层。另一类储层孔隙介质特点是基本无孔无缝,各项参数与前者有明显的差异,基本反映了填隙物(包括杂基及自生胶结物等)的晶间孔隙的孔隙结构特征。

1.3.2 喉道微细且不均匀

本区砂岩储层的喉道半径最大值为40.0 μm ,最小值为0.025 μm ,平均喉道半径为0.35 μm ,毛管压力曲线大部分表现为细歪度,表明本区砂岩储层主要为微细小喉道,极少数为细喉,属微渗和特低渗。

1.3.3 孔喉分布状况差

孔喉直径比平均为3.334,最大配位数为3,平均配位数为0.32,最大汞饱和度小,退汞效率低,孔喉相对分选系数普遍较大,平均为1.134,微观均值系数较小,平均为0.1976。这些都反映了原始沉积作用、后期压实作用、晚期溶蚀作用和胶结作用对孔隙结构的影响和改造,造成孔喉大小分布不均匀,孔喉分布状况差。

1.4 储层分类

综合考虑储层宏观储集物性特征参数(孔隙度和渗透率),微观孔隙结构特征参数(压汞参数、铸体薄片图像分析参数)及储层岩石学特征参数,可将安棚深层系砂岩储层划分为3类(表1,图3)。

(1) I类储层。毛管压力曲线排驱压力较低,小于0.25 MPa,最大进汞饱和度大于90%,中值毛管压力小于0.3 MPa,喉道半径分布峰值为2.5~7.35 μm (图3a),表明孔隙喉道相对较大,分选较好,为较好的储集层。

(2) II类储层。毛管压力曲线排驱压力介于0.25~1.0 MPa之间,最大进汞饱和度大于60%,中值毛管压力介于0.3~4.4 MPa间,喉道半径峰值为0.25~1.6 μm (图3b),表明喉道细小,分选较差,为较差储集层。

表 1 安棚深层系砂岩储层分类评价表
Table 1 assessment of deep seated sandstone
reservoirs in Anpeng anra

参 数	储 层 类 型		
	I 类	II类	III类
孔隙度/%	9.6~ 13.1 (10.68)	3.2~ 11.1 (7.17)	0.5~ 7.1 (3.45)
渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	13~ 85 (35.25)	0.28~ 6.8 (1.61)	0.02~ 1.73 (0.14)
排驱压力/MPa	0.04~ 0.1 (0.078)	0.25~ 0.97 (0.52)	0.5~ 20
中值毛 管压力/MPa	0.12~ 0.29 (0.21)	0.70~ 4.39 (1.62)	2.0~ ∞ (> 7.03)
最小非饱和 孔隙体积/%	5.76~ 6.39 (5.98)	1.6~ 38.5 (15.44)	0.93~ 86.31 (30.97)
不同大 小喉道 所控制 的孔隙 体积百 分数	$< 0.1\mu\text{m}$	2.96~ 6.05 (4.48)	4.43~ 18.32 (9.61)
	$0.1\sim 1\mu\text{m}$	15.52~ 27.69 (22.75)	38.07~ 82.48 (64.63)
	$< 1\sim 10\mu\text{m}$	58.75~ 71.82 (64.81)	0~ 32.32 (8.85)
	$> 10\mu\text{m}$	1.4~ 3.31 (1.99)	0~ 4.35 (1.47)
面孔率/%	10.64	2.05~ 4.89 (3.68)	0.03~ 3.97 (1.21)
平均孔宽/ μm	87.67	43.02~ 124.01 (77.68)	16.87~ 71.94 (35.56)
喉道类型	片状、弯片状	片状、管束状	管束状
孔隙组合类型	次生溶孔型、 残余粒间孔型	次生溶孔与 微孔复合型	微孔型
沉积微相	水道、河 口 坝主体	水道、河 口 坝侧缘、前 缘席状砂	水道间

注: 括号内为平均值

(3) II类储层。毛管压力曲线近直立(图 3c), 排驱压力一般大于 1.0 MPa, 最大汞饱和度一般小于 70%, 中值毛管压力普遍大于 7.0 MPa, 喉道半径峰值介于 0.063~ 0.25 μm 间, 表明孔喉特别微细, 分选极差, 储集性能差, 为非有效储集岩。

从样品统计来看, 有 5.97% 样品属于 I 类储层(低渗), 有 26.87% 样品属于 II类储层(特低渗), 有 67.16% 样品属于 III类储层(微渗)。

2 影响因素

2.1 沉积环境

沉积研究表明, 安棚深层系的沉积环境主要为扇三角洲的扇三角洲前缘亚相和前扇三角洲亚相, 发育的微相类型有近岸水道、远岸水道、河口坝、席状砂、河道间等微相。

沉积环境的差异导致岩石成分、结构、构造等存在较大的变化。从该区 11 口取芯井岩芯物性分析资料统计可看出(表 2), 不同成因砂体中, 以扇三角洲前缘的水下分流河道和河口坝砂体物性最好, 前缘席状砂次之。在扇三角洲沉积环境下, 水道微相形成时水动力条件较强, 属于高能环境, 泥和泥质粉砂岩等细粒物质不容易沉淀, 使得孔隙度和渗透率值较高。远岸水道砂体由于碎屑颗粒搬运

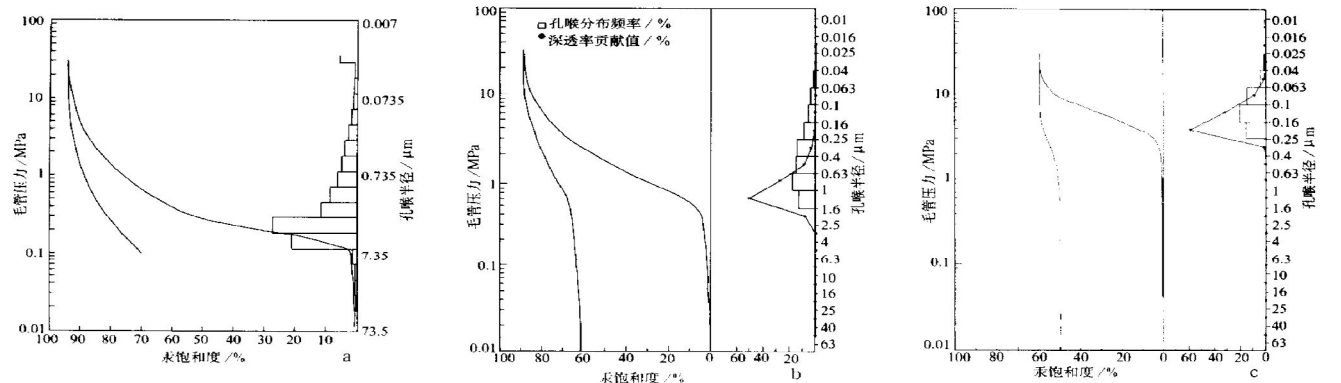


图 3 安棚深层系不同类型储层典型毛管压力曲线
Fig. 3 Curves showing capillary pressure of deep reservoirs in Anpeng area
a —I 类; b —II类; c —III类

表 2 各沉积环境下储层物性参数统计表

Table 2 Parameters of physical properties for reservoirs in different environments

物性参数	沉 积 微 相				
	近岸水道	远岸水道	席状砂	河口坝	河道间
孔隙度/%	1.13~ 13.22 (4.24) 样品数: 238	0.8~ 10.59 (5.45) 样品数: 96	0.27~ 10.78 (3.51) 样品数: 44	1.88~ 8.07 (3.59) 样品数: 13	1.19~ 3.44 (2.22) 样品数: 35
渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	0.019~ 103 (2.9) 样品数: 88	0.01~ 91 (1.46) 样品数: 86	0.011~ 9.82 (1.08) 样品数: 13	0.6~ 27 (7.28) 样品数: 6	0.5~ 0.9 (0.7) 样品数: 2

注: 总样品数: 426 块; 括号中为平均值

距离相对较远,碎屑颗粒得到一定程度的分选和磨圆,泥质沉积物得到一定的筛选,因此其物性要好于近岸水道砂体。河口坝砂体由于经过较长距离的搬运和湖浪的筛选,颗粒的分选和磨圆都较好,储层的储集物性增强。席状砂和河道间微相则由于沉积时水动力条件微弱,导致沉积的碎屑颗粒细小,虽分选较好,但泥质含量高且泥、砂频繁互层,所以物性较差,不是储层发育的有利相带。

扇三角洲近源堆积反映在岩性上为碎屑颗粒较粗,成分成熟度和结构成熟度较低。据岩芯分析资料统计表明,安棚深层系储层岩性较粗,含砾砂岩、粗砂岩、中砂岩和细砂岩样品占取样总数的89.6%。近岸水道沉积以砾岩和含砾砂岩为主,远岸水道沉积以含砾砂岩和粗、中、细砂岩为主,河口坝沉积以中、细砂岩为主,前缘席状砂沉积以粉砂岩为主。从图4中可看出,除粉砂岩外,其他类型砂岩的孔隙度均相对较高;含砾砂岩和粉砂岩的渗透率相对较低,中、细砂岩渗透率相对较高,这与沉积微相有较好的对应关系。从表3中可看出,细砂岩以上有荧光显示的岩样占82.3%,无显示的占17.7%;而细砂岩以下有油气显示的岩样只占40%,且物性明显变差。砂岩的含油性间接反映了储层的储集条件,同样与沉积微相有较好的对应关系。

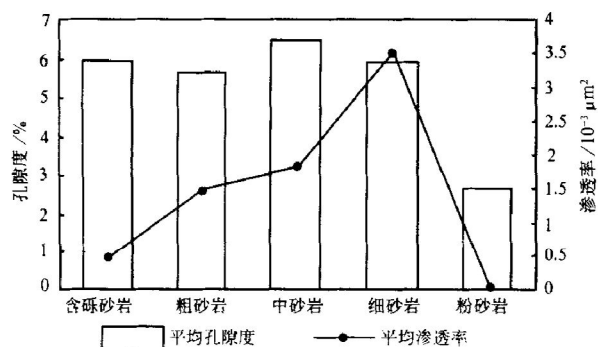


图4 安棚深层系岩性物性关系图

Fig. 4 Relationship between lithologic property and physical property of deep sequences in Anpeng area

表3 安棚深层系岩性及含油性统计表

Table 3 Statistics of deep lithologic units and oil-bearing indication in Anpeng area

岩性	样品数/个	荧光显示样品数/个	荧光显示百分比/%	无显示样品数/个	无显示百分比/%
含砾砂岩	22	17	78.9	5	21.1
粗砂岩	26	22	85.7	4	14.3
中砂岩	23	19	83.3	4	16.7
细砂岩	58	47	81.6	11	18.4
粉砂岩	15	6	40.0	9	60.0

根据研究区高分辨率层序地层划分,中期基准面旋回可以分为对称性旋回和非对称性旋回两种类型。对称性旋回从相序变化来看,由下到上依次为河口坝、席状砂、前扇三角洲、席状砂、河道,旋回的转换处为前扇三角洲泥岩。储集物性与之对应从下到上依次由好变差又变好。非对称性旋回又可分为以上升为主的类型和以下降为主的类型。在由多个水下分流河道砂体叠置而形成的中期上升半旋回中,有效可容纳空间位置向陆地方向迁移,空间向陆增大,在近物源的环境中沉积物的体积增大。旋回上升初期的可容纳空间较小,沉积物没有经过充分的搬运和改造,沉积了一套近源堆积(近岸河道沉积)砂体,表现为分流河道沉积规模较大,沉积物粒度较粗^[6,7,*],结构和成分成熟度较差,反映在物性上相对较差;随着基准面的上升,可容空间增大且向陆地方向迁移,相对而言沉积了一套远源堆积(远岸河道、河口坝、席状砂)砂体,反映在砂体沉积规模上逐渐减小,沉积物粒度逐渐变细,结构和成分成熟度相对变好,砂体物性也随之相对变好。

2.2 成岩作用

安棚深层系砂岩储层所经历的成岩作用主要有压实作用、胶结作用、溶解作用和交代作用等^[3,4,8]。

2.2.1 压实作用

安棚深层系砂岩曾经历过较为严重的机械压实作用和化学压溶作用。胶结物主要形成于机械压实作用之后或主要机械压实作用后期,受压实作用的影响不强烈。原始孔隙度受机械压实作用和化学压溶作用影响而大幅度下降。由于沉积物组分、分选、粒度等非均质性,导致压实程度和孔隙分布的非均质性。

2.2.2 胶结作用

研究层段储集岩的胶结作用主要有碳酸盐胶结、硅质胶结及自生粘土矿物胶结。碳酸盐胶结物的形成具有多期性,早期形成的泥微晶方解石不甚发育;方解石胶结物主要形成于机械压实作用后期或机械压实作用之后,即早成岩阶段,特别是B亚

* Cross T A. High resolution stratigraphic correlation from the perspectives of base level cycles and sediment accommodation. In Dolson J, ed. Unconformity related hydrocarbon exploration and accumulation in clastic and carbonate setting. Short Course Notes, rocky mountain Association of Geologists, 1991. 28~ 14

期;铁白云石和含铁方解石胶结物主要形成于晚成岩阶段B亚期,充填于残余粒间孔和次生溶孔内。碳酸盐胶结物堵塞砂岩孔隙,使砂岩孔、渗性变差。同时,早期形成的碳酸盐胶结物可以起支撑作用,抑制岩石进入强压实阶段,也为后期溶蚀作用即次生溶孔的形成奠定了一定的物质基础。石英和长石胶结物最常见的胶结方式是石英或长石颗粒的次生加大。但次生加大现象并不十分发育,这主要与研究层段整体埋藏深、压实作用强及石英与长石含量相对较低有关。石英和长石的自生加大充填孔隙并经常堵塞喉道,对储层的孔、渗性能起着一定的破坏作用。自生粘土矿物胶结物常见有绿泥石、伊利石及伊蒙混层矿物,少见蒙脱石和高岭石。自生粘土矿物的主要产状有孔隙衬边和孔隙充填两种,但不论何种产状,粘土矿物胶结物的形成不仅减少了岩石的孔隙空间,而且常使喉道变得迂回曲折,甚至堵塞喉道而使渗透率大大降低。

2.2.3 溶解作用

砂岩储层常经受不同程度的溶解作用改造,形成了多种类型的次生孔隙,对改善砂岩储层的储集性能起到了积极作用。被溶解的物质主要是碳酸盐胶结物及长石、岩屑等不稳定颗粒。被溶解的碳酸盐矿物主要是方解石和部分白云石,且溶解程度不同,有的见方解石胶结物边缘被溶,有的则见方解石胶结物大部分被溶,仅在孔隙中零星分布方解石碎片及斑块。颗粒的溶解表现为长石、岩屑等不稳定颗粒直接溶解形成粒内溶孔;另一种是石英、长石及岩屑等颗粒边缘先为碳酸盐矿物交代,后来交代物发生溶解而使颗粒间接被溶形成扩大的次生粒间孔。颗粒的溶解程度常不一致,有的只发生轻微溶解,有的则大量溶解形成蜂窝状孔,有的则完全被溶形成铸模孔。

2.2.4 交代作用

安棚深层系砂岩中常见的交代作用有:碳酸盐矿物交代碎屑颗粒,粘土矿物交代碎屑颗粒及不同成分的碳酸盐矿物间的相互交代。交代作用一是使碳酸盐矿物含量增加,即岩石内易溶成分的丰度增大,这为后期溶蚀作用的发生,次生粒间溶孔及粒内溶孔的形成奠定了良好的物质基础;二是可形成交代矿物的晶间孔,对改善砂岩储层的储集性能起着积极的作用。

3 孔隙演化

砂质沉积物的原始孔隙度与颗粒的大小及分选系数密切相关,Scheren^[9]据此建立了潮湿地表环境下原始孔隙度与分选系数之间的函数关系

$$\text{原始孔隙度} = 20.91 + 22.9 / \text{分选系数}$$

根据研究区371块砂岩样品粒度分析资料统计,安棚深层系砂岩储层的分选系数平均为2.31,按上式可计算出本区研究层段储集岩的平均原始孔隙度为31%左右。

研究层段砂岩储层目前的平均孔隙度为4.36%。砂岩储层从原始沉积时31%的平均孔隙度经过漫长而复杂的成岩作用改造,降低到目前4.36%的平均孔隙度,其孔隙演化过程归纳起来大致可分为以下4个阶段。

(1)机械压实和压溶孔隙缩小期。主要发生于早成岩阶段尤其是A亚期。机械压实作用使原始孔隙大量、均匀而且是不可逆地减少。据估算,被机械压实作用和压溶作用所消除的原始孔隙度约为16.37%左右。

(2)胶结充填孔隙缩小期。主要发生于早成岩B亚期。由于碳酸盐胶结物、硅质胶结物及自生粘土矿物的大量形成并充填于原生残余粒间孔隙中,使储层的原始孔隙度进一步降低,达到了孔隙演化史的最低值。据薄片观察估计,硅质胶结和碳酸盐胶结作用使原始孔隙度平均减少约10.83%,自生粘土矿物胶结作用使原始孔隙度平均减少了约1.8%。

(3)溶解作用次生孔隙发育期。主要发育于晚成岩A亚期,在早成岩作用期发生压实、胶结等作用后,可保存的原生孔隙最多只有2%左右。随着有机质热演化生烃,碳酸盐胶结物及长石、岩屑等不稳定成分产生溶解作用,形成一些粒间溶孔、组分内溶孔等次生孔隙;另一方面,由于上覆地层重荷的作用,使岩石破裂而产生构造裂缝,改善了储层的储集空间。据薄片观察估计,研究层段的砂岩储层由于溶解作用形成的次生孔隙体积平均为8.36%。

(4)晚期胶结孔隙缩小期。主要发生于晚成岩阶段的B亚期。由于含铁方解石和铁白云石的晚期胶结充填作用,使孔隙减小了约6%左右。

参 考 文 献

- 京: 石油工业出版社, 1992
- 2 罗蛰潭, 王允诚. 油气储集层的孔隙结构[M]. 北京: 科学出版社, 1986. 198~ 206
 - 3 裘怿楠, 薛叔浩. 油气储层评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994. 53~ 66
 - 4 裘怿楠, 薛叔浩, 应凤祥. 中国陆相油气储集层. 北京: 石油工业出版社, 1997. 149~ 217
 - 5 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997. 33~ 74
 - 6 邓宏文. 美国层序地层研究中的新学派——高分辨率层序地层学[J]. 石油与天然气地质, 1995, 16(2): 89~ 97
 - 7 郑荣才, 尹世民, 彭军. 基准面旋回结构与叠加样式的沉积动力学分析[J]. 沉积学报, 2000, 18(3): 369~ 375
 - 8 Sullivan K B, McBride E F. Diagenesis of sandstones at shale contacts and diagenetic heterogeneity, Frio Formation, Texas[J]. AAPG Bull, 1991, 75(1): 121~ 138
 - 9 Scheren M. Parameter influencing porosity in sandstone— a model for sandstone porosity prediction[J]. AAPG Bull, 1987, 71(4): 485~ 491

RESERVIOR CHARACTERISTICS OF LOW PERMEABLE SANDSTONES IN DEEP LEVEL FROM ANPENG AREA, ZHAOAO OILFIELD

Wang Zhenqi^{1,2} Hou Guowei² Zhang Changmin² Zhang Shangfeng²

Fan Zhonghai³ Sun Shangru³ Zhao Qing³ Wang Guopeng³ Fu Ze³

(1. China University of Geosciences, Wuhan, Hubei; 2. Department of Geoscience, Jiangnan Petroleum Institute, Jingzhou, Hubei; 3. Research Institute of Exploration and Evvelopment, Henan Petroleum Exploration Bureau, SINOPEC, Nanyang, Henan)

Abstract: Anpeng deep strata series are usually buried deeper than 3 000 m, and belong to the lower part of the third member of Hetaoyuan Formation fan-delta sedimentary system. The difference of sedimentary environment resulted in serious heterogeneity of the sandstone reservoirs. Core descriptions, conventional thin section, injecting thin sections, SEM observations, X-ray analysis of clay minerals, mercury injection data and pattern analysis of pore structures show that the major rock types are lithic sandstone, feldspathic litharenite and lithic arkose. Also it is found that, in the sandstone, the subaqueous distributary channel sandbodies and the mouth bar sandbodies have the best physical properties. Rapid accumulation, miscellaneous grain size, low maturity of texture and composition are the predetermination condition of low permeability. The main type of pores is the secondary porosity. The reservoirs are poor in pore throat distribution, complex in structure, small in throat and their evident character is heterogeneity. They are the typical compacted low permeable reservoirs. The diagenesis, especially the compaction and the later carbonate cementation are the key factors affecting the microheterogeneity of the reservoirs and leading the reservoirs to be compacted and low permeable.

Key words: sandstone reservoir; characteristics; pore structure; diagenesis; deep sequence; Biyang Depression