

文章编号: 1009-3850(2014)02-0072-07

塔里木盆地天山南缘区带古近系苏维依组沉积储层研究

孙美静^{1,2}, 刘 杰³

(1. 广州海洋地质调查局, 广东 广州 510760; 2. 中国地质大学(武汉), 湖北 武汉 430074; 3. 中海石油有限公司湛江分公司研究院, 广东 湛江 524097)

摘要: 根据钻井、测井与分析测试等资料,研究了塔里木盆地天山南缘区块北带苏维依组的沉积相带和储层特征。苏维依组分为下部底砂岩段和上部的膏泥岩段,在研究区主要发育辫状河三角洲和湖泊沉积体系。本区储层多为粉砂岩、细砂岩、中砂岩和含砾砂岩,主要岩石类型为长石石英砂岩和岩屑长石砂岩。孔隙类型主要是原生粒间孔、溶蚀孔,还有裂缝和微孔隙等。底砂岩段储层物性较好,总体属于中孔-中、低渗储层,非均质性较强,其中以三角洲前缘的分流河道和席状砂微相砂体物性最好。影响研究区储层物性的主要因素有沉积相带、成岩作用等,压实作用、溶蚀作用和胶结作用是对储层物性影响最大的成岩作用。

关键词: 储层; 沉积相; 苏维依组; 天山南地区

中图分类号: TE122.2+21

文献标识码: A

1 区域地质概况

天山南缘区带位于塔里木盆地塔北地区,油气资源丰富,其中古近系苏维依组是该区重要的含油气层段^[1]。天山南缘区带东部油气成藏条件优越,目前已发现多个大中型油气田。一系列的探井也都见到了良好的油气显示。但储层埋藏深、物性差、储层建产难度大等问题始终困扰着该区油气勘探的深入。本文以岩矿分析、铸体薄片分析、粘土矿物分析、岩心物性分析、测井物性等资料为依据,从储层发育的沉积相和成岩作用入手,探讨其对储层物性的影响。

天山南缘区带位于天山以南,近东西向展布,主体为阳霞凹陷,西部属库车坳陷东南缘,南部跨轮台凸起一部分。其北与依奇克里克构造带以断裂相接,南邻塔北隆起,西部和秋里塔格构造带相接,区内的东秋里塔格断裂、亚南断裂和沙雅-轮台断裂呈北东-西南向展布^[1-3](图1)。在凹陷北缘发现7个局部构造,多为低幅度的背斜、断鼻构造,圈

闭总面积 210.6 km²。

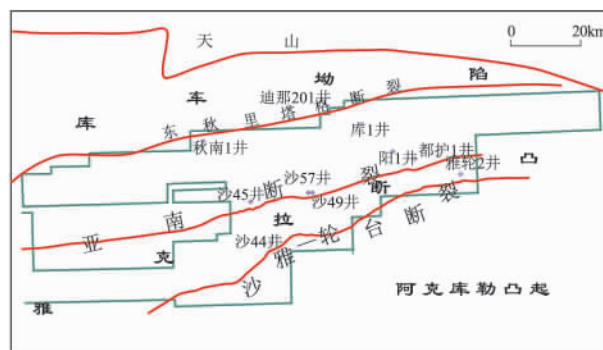


图1 塔里木盆地天山南地区区域构造图

Fig. 1 Structural division of southern Tianshan Mountains in Tarim Basin

2 地层及沉积相特征

2.1 地层发育特征

古近系苏维依组在研究区内厚度为 100 ~ 500m,可分为两个岩性段:下部的底砂岩段(E_3s^1)

收稿日期: 2014-01-16; 改回日期: 2014-01-26

作者简介: 孙美静(1986-),女,硕士,助理工程师,主要从事沉积盆地研究。E-mail: sunmeijing0411@163.com

和上部的膏泥岩段(E_3s^2)。底砂岩段钻厚 10 ~ 91m,发育厚层状细砂岩、中砂岩和含砾砂岩等粗粒沉积岩夹薄层状泥岩、粉砂质泥岩,自然伽马测井曲线值相对较低,多见板状交错层理,波状交错层理,平行层理等(图 2a、b);膏泥岩段钻厚 128 ~

422m(图 2c、d),为大套的棕红色泥岩、膏质泥岩、膏质粉砂岩等细粒沉积物,膏质泥岩、膏岩的自然伽马测井曲线呈高幅指状,声波时差曲线呈低值,与下段呈明显的分界变化,偶见生物扰动、潜穴、植物化石等。

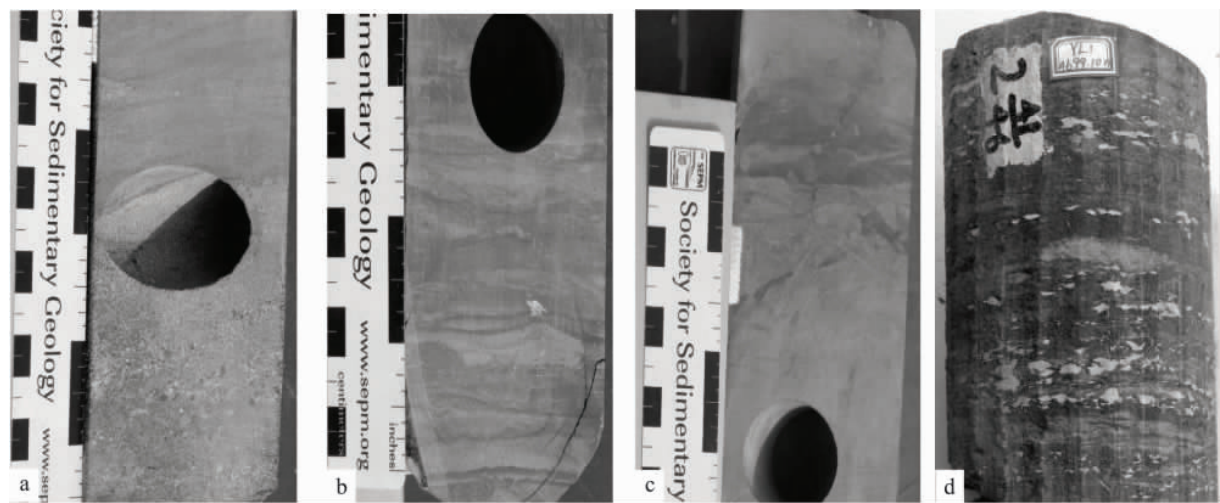


图 2 苏维依组岩心岩性和沉积构造特征

a. 棕褐色细砂岩和含砾粗砂岩,正粒序,库 1 井,5970.27m, E_3s^1 ; b. 棕红色粉砂岩,波状交错层理、水平层理,有潜穴库 1 井,5968.9m, E_3s^1 ; c. 棕红色粉砂岩,小波状交错层理,生物潜穴,库 1 井,5940.8m, E_3s^2 ; d. 棕红色膏质粉砂岩,水平层理,雅轮 1 井,4699.1m, E_3s^2

Fig.2 Representative sedimentary structures in the Suweiyi Formation

2.2 沉积相类型及特征

天山南区带古近系苏维依组以扇三角洲、辫状河三角洲、湖泊相沉积为主,局部发育浅水重力流相(表 1)。苏维依组沉积时期,本区气候干旱炎热,蒸发强烈,区块西部地区发育广泛的滨浅湖沉积,局部地区为蒸发盐湖相,北部靠近天山呈北陡南缓地形,来自天山物源碎屑物快速向南堆积,在区块北部外围发育扇三角洲相。本区东部物源丰富,发育辫状河三角洲沉积,其呈扇形向西推进,以辫状河三角洲平原为主,前面分布裙带状辫状河三角洲

前缘和前辫状河三角洲亚相(图 3)。总体上,北部和东部沉积物粒度较粗,中西部的湖泊相沉积物较细。北部和东北部砂体较厚,可达 150m,向西南方向逐渐减薄至 30m,并且从东向西含砂率也逐渐降低,由 90% 降为 10%。垂向上呈扇三角洲-辫状河三角洲-湖泊-辫状河三角洲-湖泊相序叠置沉积的特征,这是气候变化、水体震荡性变化的结果。本区苏维依组储集层主要沉积微相有:分流河道、分流间湾、席状砂、远沙坝和滨浅湖砂坝等^[4-7]。

表 1 天山南缘区块北带古近系苏维依组沉积相类型
Table 1 Sedimentary facies types in the Suweiyi Formation

层位	沉积体系与沉积相	亚 相	微 相	发育层段
苏维依组	湖泊	半深湖	半深湖泥	膏泥岩段
		滨浅湖	滨湖泥、滨湖浅滩、浅湖砂坝	膏泥岩段和底砂岩段
		浅水盐湖	盐岩、膏岩	膏泥岩段
	辫状河三角洲	三角洲前缘	分流河道、分流间湾、河口坝、席状砂、远沙坝	底砂岩段
		前三三角洲	前三三角洲泥	



图3 天山南缘区块北带苏维依组沉积相平面分布图

Fig. 3 Planar distribution of sedimentary facies in the Suweiyi Formation

3 储层特征

3.1 储层岩石学特征

根据大量岩心和薄片观察分析认为,古近系苏维依组储集岩主要有粉砂岩、细砂岩、中砂岩和含砾砂岩等,岩石类型以长石石英砂岩和岩屑长石砂岩为主,其次为岩屑石英砂岩。岩石成分中石英含量为30%~94%,平均75%;长石4%~55%,平均16%;岩屑2%~70%,平均10%(表2,图4)。在砂岩填隙物中,杂基成分主要为铁泥质和泥质,含量在3%~9%之间;胶结物主要有硅质、方解石、硬石膏等,含量一般为0.3%~18%,其中硅质胶结主要以石英加大边形式存在,硬石膏在砂岩中多呈斑块、条带状出现。本区碎屑颗粒总体呈次圆-次棱状,分选中等,呈点-线接触、孔隙式胶结和接触式胶结,总体上岩石成分成熟度较高、结构成熟度中等^[8-14]。

3.2 储层物性特征

储层的孔隙度和渗透率是能够反映储层储集

性能的重要参数。苏维依组底砂岩段储层的主要岩性为含砾砂岩、中砂岩和细砂岩(图5A),孔隙度主要分布在5%~20%之间,占样品总数的80%,平均孔隙度为12.1%;渗透率集中在 $(0.1 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,占总数的83%,平均值是 $18.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,本段储层物性总体属于中孔-低、中渗储层。

苏维依组膏泥岩段储层主要是粉砂岩、泥质粉砂岩,孔隙度小于5%样品的占总数的58%,孔隙度在5%~10%范围内的占样品总数的36%,平均为5.3%;渗透率集中在 $(0.1 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,占总数的52%,平均渗透率值是 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,该段总体属于特低孔-低渗储层(图5B)。

对比不同粒度的储层物性特征分析可知,苏维依组以细砂岩和中砂岩的物性较好,其平均孔隙度为13.1%,渗透率为 $23.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。纵向上,孔隙度和渗透率总体上都具有随深度增加而降低的趋势。底砂岩段孔隙度与渗透率相关系数为0.885,相关性较好,反映出该段储层孔隙类型以粒间孔隙为主,孔隙连通性也较好。

表2 天山南缘区带古近系苏维依组储层岩石类型

Table 2 Reservoir rock types in the Suweiyi Formation

井号	深度(m)	岩屑(%)	石英(%)	长石(%)	岩石类型
库1	5658~6037	6	79	15	长石石英砂岩
秋南1	6202~6478	10	70	20	岩屑长石砂岩
大古1	4878~4892	65	30	5	岩屑砂岩
都护1	5232~5238	10	75	15	岩屑长石砂岩
S49	4695~4893	5	80	15	长石石英砂岩

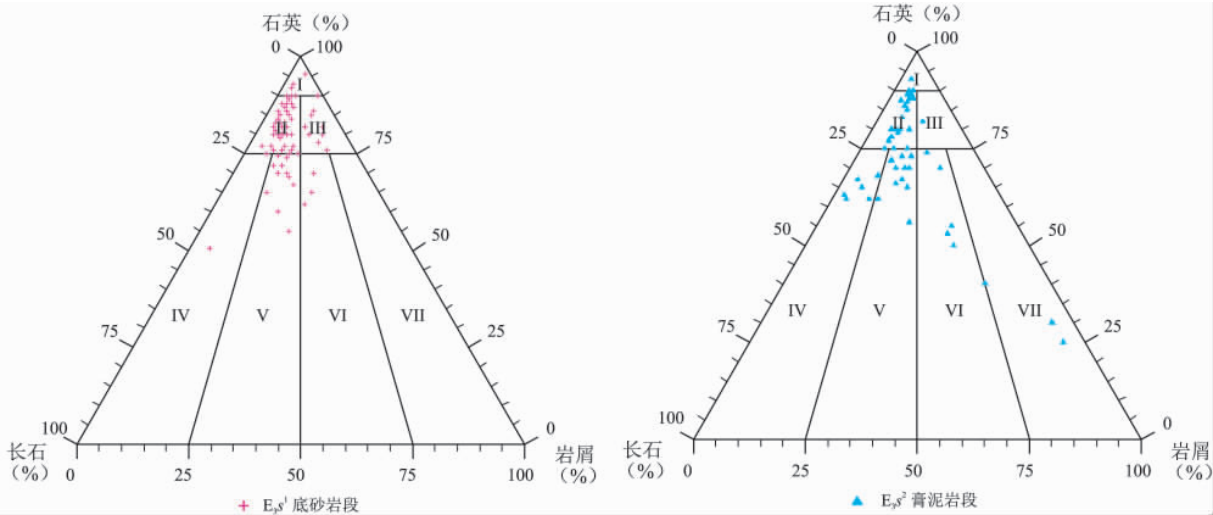


图4 天山南缘区块北带古近系苏维依组储层岩石类型三角图

I. 石英砂岩; II. 长石石英砂岩; III. 岩屑石英砂岩; IV. 长石砂岩; V. 岩屑长石砂岩; VI. 长石岩屑砂岩; VII. 岩屑砂岩

Fig.4 Triangular diagrams for the rock types in the Suweiyi Formation

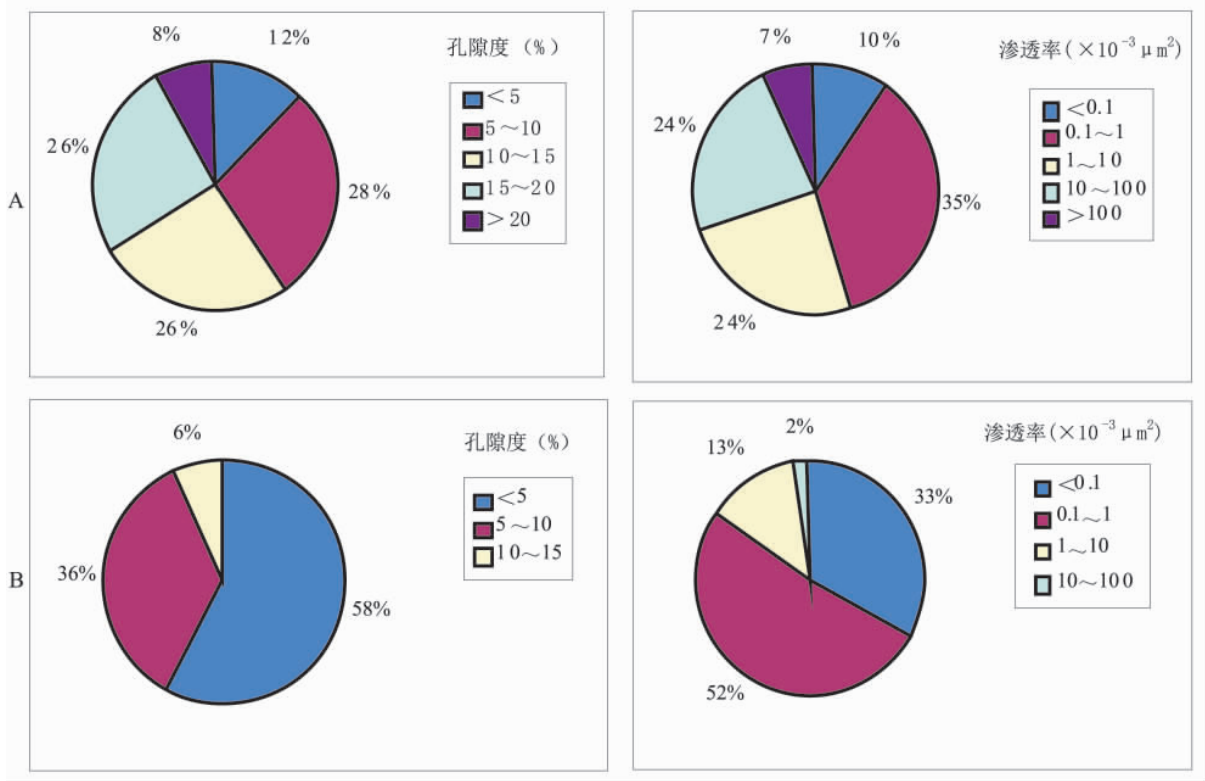


图5 苏维依组底砂岩段和膏泥岩段储层孔隙度与渗透率分布饼状图

Fig.5 Pie charts showing the distribution of the porosity and permeability of basal sandstones and gypsum mudstones in the Suweiyi Formation

3.3 储集空间特征

3.3.1 孔隙类型

天山南缘区块古近系苏维依组常见孔隙类型有残余粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔、各种微孔及裂缝等,其中以粒间孔和溶蚀孔隙为主。储层中的孔

隙常常以组合的形式出现,不同组合储层物性也有较大差异。苏维依组底砂岩段面孔率分布在 0.1%~18.1% 之间,平均 7.7%;苏维依组膏泥岩段主要为泥质、钙质、膏质胶结,使粒间孔径减小。

图6中,残余粒间孔隙分布广泛,是经过机械压

实和多种胶结后未被充填的孔隙,多呈不规则的多边形,孔径一般为 $50 \sim 80 \mu\text{m}$ 。本区储层粒间溶孔较发育,主要是长石、岩屑等颗粒边缘被溶解,孔隙边缘形态不规则呈港湾状、蚕蚀状(图 6a、图 6b),孔径大小一般为 $20 \sim 150 \mu\text{m}$ 之间,若溶蚀进一步加剧,石英也会遭受溶蚀,边缘呈参差状;粒内溶孔主要是长石、岩屑等不稳定矿物颗粒内部被溶蚀而形成,其中一部分是颗粒本身内部发生溶解,形成颗粒内孔隙;另外还有颗粒被交代后矿物颗粒发生局

部或全部被溶解,形成粒内溶蚀孔,其孔隙形态不规则,边缘多为港湾状、参差状,大小不一,一般为 $20 \sim 200 \mu\text{m}$ 。

岩石裂缝、颗粒的刚性破裂一般是由于构造、机械压实作用等形成的,区内可见岩石的构造缝内充填沥青(图 6d);亦有压实作用使脆性岩石颗粒表面出现多裂隙,与粒间孔隙连通,所以未被充填的裂缝有利于孔隙连通,提高渗透率,从而改善了储层物性。

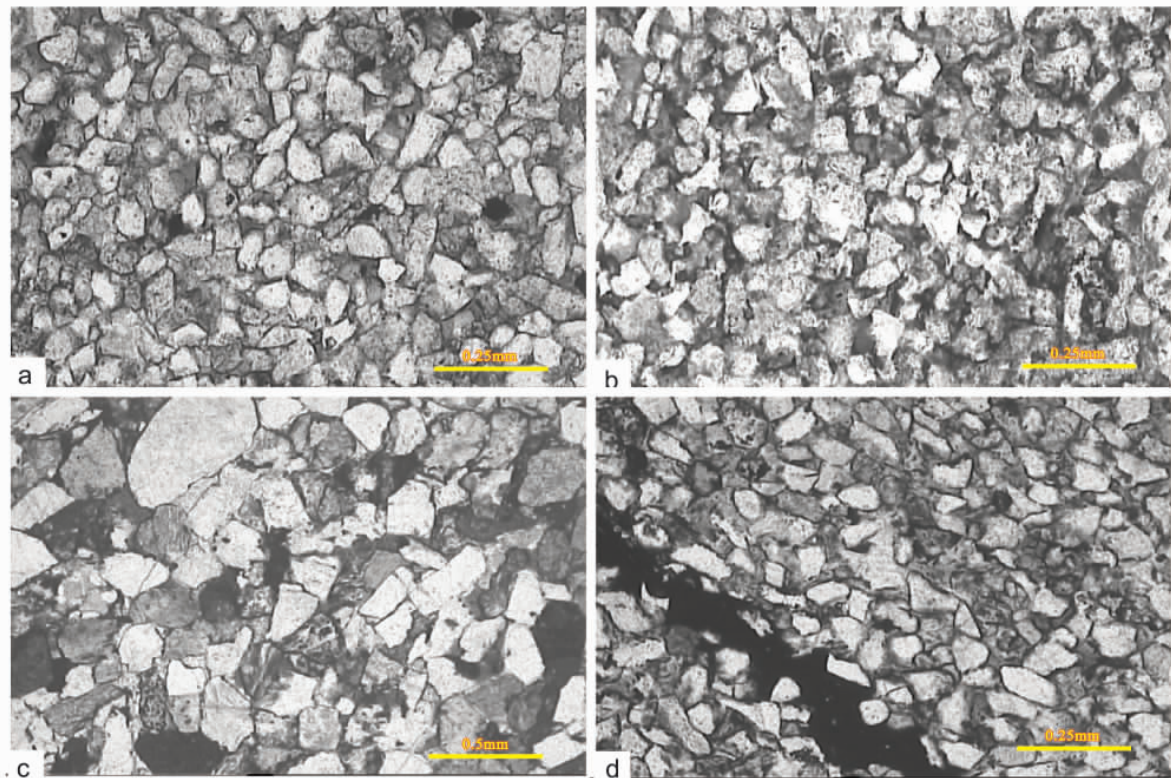


图 6 天山南缘区块北带古近系苏维依组岩石薄片

a. S49, 4860.71m, E_3s^1 , $\times 10(-)$, 细砂岩, 钙质胶结, 粒间孔和粒间溶孔较发育; b. S49, 4889.69m, E_3s^1 , $\times 10(-)$, 细砂岩, 钙质胶结, 粒间孔和粒间溶孔较发育; c. Ku 1, 5939.6m, E_3s^2 , $\times 5(+)$, 中砂岩, 粒间孔发育, 面孔率 5.9%; d. Ku 1, 6037.58m, E_3s^1 , $\times 10(-)$, 细砂岩, 大量粒间孔, 裂隙充填沥青, 钙质和铁泥质胶结, 面孔率 7.93%

Fig. 6 Photomicrographs of the rock types from the Suweiyi Formation

3.3.2 孔隙结构

库 1 井和雅轮 2 井储层的压汞资料分析表明(表 3), 储层排驱压力值分布在 $0.02 \sim 4.75 \text{MPa}$, 平均值为 1.2MPa ; 退汞效率集中在 $14.5\% \sim 60\%$ 之间, 平均为 37.2% ; 平均孔喉半径分布在 $0.09 \sim 3.32 \mu\text{m}$, 平均为 $0.52 \mu\text{m}$, 孔喉半径下限值平均为 $0.22 \mu\text{m}$, 总体为中、小孔; 可流动孔喉比例为 $11.42\% \sim 84.86\%$, 平均为 60.44% ; 分选系数为 $0.2 \sim 4$, 平均值为 2.7 。总体显示古近系苏维依组储层具有孔喉分选中-差, 局部较均匀, 中小孔细喉道的

特点。

3.4 储层物性控制因素分析

3.4.1 沉积相带

碎屑岩储层的物性与沉积作用关系密切, 不同相带的储集岩的岩石类型不同、填隙物含量不同, 其储集物性也存在一定的差别^[4]。分析认为, 天山南缘区块北带古近系苏维依组沉积相对储层物性的影响最为明显。本区储层主要为辫状河三角洲前缘的分流河道、分流间湾、席状砂和远沙坝等沉积微相砂体。

表 3 库 1 井和雅轮 2 井苏维依组孔隙结构相关特征参数统计表

Table 3 Statistics of the diagnostic parameters for the hydrocarbon reservoirs in the Suweiyi Formation

层段	库 1 井 E_{3s}^2	库 1 井 E_{3s}^1	雅轮 2 井 E_{3s}^1	E_{3s}
参数				
孔隙度(%)	5.33	8.24	10.63	8.11
渗透率($\times 10^{-3} \mu m^2$)	0.60	1.97	8.63	3.26
排驱压力(MPa)	1.23	1.38	0.77	1.19
中值压力(MPa)	4.20	5.08	9.79	6.02
退汞效率(%)	43.97	39.67	25.16	37.17
平均孔喉半径(μm)	0.54	0.51		0.52
孔喉半径下限值(μm)	0.17	0.19	0.35	0.22
可流动孔喉比例(%)	69.24	68.18	55.50	65.34
分选系数	2.44	2.49	2.83	2.56
样品数(个)	12	25	12	49

辫状河三角洲相主要分布在研究区东部和东北部,辫状河三角洲前缘沉积物搬运距离较远,碎屑颗粒分选磨圆较好,杂基含量较少。如表 4 分析认为,分流河道微相主要岩性是粉砂岩、细砂岩和含砾砂岩,孔隙度范围为 1.7%~22.6%,渗透率为 $(0.13 \sim 223) \times 10^{-3} \mu m^2$,平均值分别为 10.9% 和 $16.7 \times 10^{-3} \mu m^2$,总体属于中孔-高渗储层。席状砂微相主要岩性是细砂岩和粉砂岩,孔隙度和渗透率

的平均值分别为 9.2%、 $9.7 \times 10^{-3} \mu m^2$,总体属于低孔-中渗储层。辫状河三角洲前缘分流间湾、远沙坝微相砂体的岩性相对较细,以泥质粉砂岩、粉砂岩为主,孔隙度分别为 8.7%、5.3%,渗透率为 $1.2 \times 10^{-3} \mu m^2$ 和 $0.2 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。综合分析认为,本区以辫状河三角洲前缘的分流河道、席状砂砂体的物性较好,是有利的储层微相。

3.4.2 成岩作用

表 4 天山南缘区块北带古近系苏维依组不同沉积相带物性对比表

Table 4 Comparison of the porosity and permeability in individual sedimentary facies of the Suweiyi Formation

沉积微相	岩性	孔隙度(%)		渗透率($\times 10^{-3} \mu m^2$)		代表井段
		范围	平均值	范围	平均值	
辫状河三角洲前缘分流河道	细砂岩,含砾细砂岩,粉砂岩	1.7~22.6	10.9	0.13~223	16.66	沙 49 和库 1 井 E_{3s}^1
辫状河三角洲前缘分流间湾	泥质粉砂岩,泥质细砂岩	3.4~13	8.7	0.02~5.98	1.24	沙 49 井 E_{3s}^1
辫状河三角洲前缘席状砂	细砂岩,粉砂岩,泥质粉砂岩	1.1~20.3	9.2	0.21~172	9.73	沙 49 和库 1 井 E_{3s}^1
辫状河三角洲前缘远沙坝	细砂岩	0.9~11.1	5.3	0.005~0.91	0.17	库 1 井 E_{3s}^1

成岩作用是影响储层质量的另一重要因素。研究区储层的成岩作用以压实作用、溶蚀作用和胶结作用对储层物性的影响较为明显。

压实作用是影响储层物性最直接的因素,随着埋深的增加,压实作用增强,原生孔隙均匀而大量地减少。薄片可见岩屑等塑性颗粒的变形,石英等刚性颗粒表面出现渐愈合的压裂纹,说明岩石达到中等压实程度,对储集空间起破坏作用^[8]。

胶结作用对储层的影响表现为:一方面,早期的胶结作用一定程度上阻止了机械压实;另一方面其充填孔隙,堵塞孔喉,减少孔喉连通,对储层物性起破坏作用。根据岩石薄片、铸体薄片观察分析可知,本区的胶结物包括硅质矿物、硬石膏、方解石、粘土矿物等,它们充填了储层孔隙,使孔隙半径变小,连通性变差,导致储层孔渗降低。

溶蚀作用主要表现为长石、岩屑等矿物颗粒遭

受溶蚀,以及少量的石英颗粒被溶蚀,在压实、挤压和胶结作用后,发生溶蚀,一定程度上提高了砂岩储层的孔隙度、渗透率,改善了储层的储集性能。

4 结论

塔里木盆地天山南缘区块古近系苏维依组底砂岩段以辫状河三角洲沉积为主,其次为扇三角洲和滨浅湖沉积,膏质泥岩段主要产于滨浅湖、蒸发盐湖相。储集岩主要是粉砂岩、细砂岩,其次为中砂岩和含砾砂岩。本区岩石类型以长石石英砂岩和岩屑长石砂岩为主,孔隙类型以原生粒间孔和溶蚀孔为主,孔喉类型为细喉道、中小孔型,属于中孔、中低渗储层。沉积相带和成岩作用共同影响着研究区储层物性,其中沉积相带对储层物性的影响主要表现为以辫状河三角洲前缘的分流河道、席状砂沉积砂体的物性较好;压实作用是造成储层原生

孔隙大量丧失的主要原因,随着埋深的增加,原生孔隙均匀而大量地减少;胶结作用使得储层连通性变差,物性降低;而溶蚀作用产生的次生孔隙,一定程度上提高了储层孔渗,改善了储层质量。综合分析认为,本区苏维依组底砂岩段可作为储层,而上部膏质泥岩段为封盖性较好的盖层,二者组成较好的储盖组合。

参考文献:

- [1] 贾承造. 中国塔里木盆地构造特征与油气 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1997. 232-240.
- [2] 王家豪, 王华, 等. 库车前陆盆地东部白垩系-古近系层序地层及其构造响应研究 [M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 2006. 80-86.
- [3] 朱如凯, 郭宏莉, 高志勇, 等. 塔里木盆地北部地区中、新生界层序地层、沉积体系与储层特征 [M]. 北京: 地质出版社, 2009. 44-58.
- [4] 古永红. 库车坳陷东部下第三系沉积相特征及成岩作用研究 [D]. 成都: 西南石油学院, 2003.
- [5] 魏伟. 塔里木盆地东部沉积及成藏特征研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2006.
- [6] 康南昌. 塔里木盆地库车坳陷第三系盐岩相关构造及油气成藏特征 [D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2006.
- [7] 田军. 塔里木盆地库车坳陷白垩系—第三系沉积相及储层分布预测研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2005.
- [8] 旷红伟, 高振中, 翟永红, 等. 塔里木盆地库车坳陷第三系储层特征 [J]. 石油学报, 2003, 24(1): 25-30.
- [9] 刘春, 张惠良, 韩波, 等. 库车坳陷大北地区深部碎屑岩储层特征及控制因素 [J]. 天然气地球科学, 2009, 20(4): 204-512.
- [10] 朱如凯, 郭宏莉, 高志勇, 等. 塔里木盆地北部地区白垩系—古近系储集性与储层评价 [J]. 中国地质, 2007, 34(5): 837-841.
- [11] 颜文豪, 李建明, 王冬梅, 等. 库车坳陷迪那 2 气田地质特征与沉积储层研究 [J]. 天然气地球科学, 2009, 20(1): 86-93.
- [12] 谭秀成, 李凌, 曹剑, 等. 库车坳陷东部下第三系碎屑岩储层分异成因模式 [J]. 地球科学—中国地质大学学报, 2007, 32(1): 99-104.
- [13] 张丽娟, 李多丽, 孙玉善, 等. 库车坳陷西部古近系-白垩系沉积储层特征分析 [J]. 天然气地球科学, 2006, 17(3): 355-360.
- [14] JIAO YANGQUAN, YAN JIAXIN, LI SITIAN, et al. Architectural units and heterogeneity of channel Reservoirs in the Karamay Formation, outcrop area of Karamay oil field, Junggar basin, northwest China [J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(4): 529-545.
- [15] EHRENBURG S N. Preservation of anomalously high porosity in deeply buried sandstones by grain-coating chlorite: Examples from the Norwegian Continental Shelf [J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(7): 1260-1286.
- [16] WILKINSON M, DARBY D, HASZELDINE R S, et al. Secondary porosity Generation During Deep Burial Associated with Overpressure Leak-off, Fulmar Formation, UK Central Graben [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(5): 803-812.

Sedimentary facies and hydrocarbon reservoirs from the Palaeogene Suweiyi Formation in southern Tianshan Mountains, Tarim Basin, Xinjiang

SUN Mei-jing^{1,2}, LIU Jie³

(1. Guangzhou Bureau of Marine Geological Survey, Guangzhou 510760, Guangdong, China; 2. China University of Geosciences, Wuhan 430074, Hubei, China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Zhanjiang Branch, CNOOC, Zhanjiang 524097, Guangdong, China)

Abstract: Sedimentary facies and hydrocarbon reservoirs from the Palaeogene Suweiyi Formation in southern Tianshan Mountains, Tarim Basin, Xinjiang are examined on the basis of lithologic and physical properties of the hydrocarbon reservoirs. The Suweiyi Formation is separated into two parts: sandstone intervals in the lower part and gypsum mudstone intervals in the upper part, and composed of braided delta and lake depositional systems. The hydrocarbon reservoirs mostly consist of siltstone, fine-grained sandstone, medium-grained sandstone, and gravel-bearing sandstone, including feldspar quartz sandstone and lithic feldspar sandstone. The porosity types contain the primary intergranular pores and solution openings, and cracks and microcracks. On the whole, the basal sandstones especially the delta front distributary channel and sheet sandstones with excellent physical properties belong to the medium-porosity and medium-to low-permeability reservoirs with heavy heterogeneity. The main influencing factors include sedimentary facies and diagenesis in which compaction, dissolution and cementation are believed to be the main diagenetic effects.

Key words: reservoir; sedimentary facies; Suweiyi Formation; southern Tianshan Mountains