

塔里木盆地天山南地区古近系 储层特征及其控制因素

孙美静¹, 刘杰², 程国秀¹, 石鸿翠¹

(1.中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室,湖北武汉
430074; 2.中海石油有限公司湛江分公司,广东湛江 524097)

摘要:根据钻井、测井与分析测试资料,对塔里木盆地天山南地区古近系储层特征及其控制因素进行了研究。天山南地区古近系岩石类型以长石石英砂岩和岩屑长石砂岩为主,铁泥质、钙质和石膏等填隙物含量高,分选、磨圆中等,具有成分成熟度高、结构成熟度中等的特点。砂岩储层孔隙类型主要有粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔、微孔及裂缝等,其中以溶蚀孔隙为主,粒间孔次之。孔隙度主要为4.5%~17.5%,渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,总体属于细孔喉的特低孔—特低渗透储层。影响研究区储层物性的主要因素有沉积相和成岩作用等,其中辫状河三角洲前缘的分流河道和席状砂储层物性好,是有利的油气储集相带,胶结作用和溶蚀作用是影响天山南地区古近系储层发育的最主要成岩作用。

关键词:古近系 储层特征 控制因素 天山南地区 塔里木盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2013)04-0033-04

塔里木盆地塔北地区油气资源丰富,古近系是该区重要的含油气目的层段^[1-6]。塔北天山南地区东部油气成藏条件优越,目前已发现多个大中型油气田,近期部署的一系列探井也都见到了良好的油气显示。但储层物性差、埋藏深、建产难度大等问题始终困扰着研究区油气勘探的深入。前人研究认为沉积相、成岩作用及构造因素共同控制了储层的发育^[1-6]。笔者以岩矿分析、铸体薄片分析、粘土矿物分析、岩心物性分析和测井物性等资料为依据,对天山南地区的储层特征进行分析;从储层发育的沉积相和成岩作用入手,探讨其对储层质量的控制,以期对研究区油气勘探开发提供依据。

1 区域地质概况

天山南地区北部属库车坳陷南缘,南部为阿克库勒凸起,西部跨沙西凸起一部分,区块主体位于沙雅隆起雅克拉断凸上,研究区东秋里塔格断裂、亚南断裂和沙雅—轮台断裂呈北东—西南向展布。天山南地区古近系广泛发育,自下而上可分为古新统一始新统库姆格列木群和渐新统苏维依组,总体为一套陆相沉积。在库姆格列木群沉积时期,

从西部向中—东部地区发生广泛的海侵,形成了一套海相碳酸盐岩及碎屑岩沉积^[7]。沉积相类型多样,包括扇三角洲、辫状河三角洲、湖泊、潮坪—泻湖等。

2 储层特征

2.1 岩石学特征

对深部储层而言,孔隙的发育状况与储层的岩石成分和结构密切相关,砂岩的骨架组分和杂基组分是直接参与成岩演化的物质基础^[8]。根据岩心、薄片观察和钻井数据等资料研究表明,天山南地区古近系储层岩性主要为棕褐色含砾砂岩、粗砂岩、中砂岩、细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩与泥岩呈不等厚互层,其中中西部地区发育膏盐岩和碳酸盐岩。岩石类型以长石石英砂岩、岩屑长石砂岩为主,其次为长石岩屑砂岩(图1)。碎屑岩石组分中,石英含量较高,主要为50%~85%,平均为68%;长石含量一般为10%~35%,平均为16%;岩屑含量为1%~30%,平均为10%。碎屑颗粒呈次圆—一次棱状,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。

收稿日期:2013-05-21。

作者简介:孙美静,女,在读硕士研究生,从事沉积学和储层方面的研究。联系电话:15926388195, E-mail: sunmeijing0411@163.com。

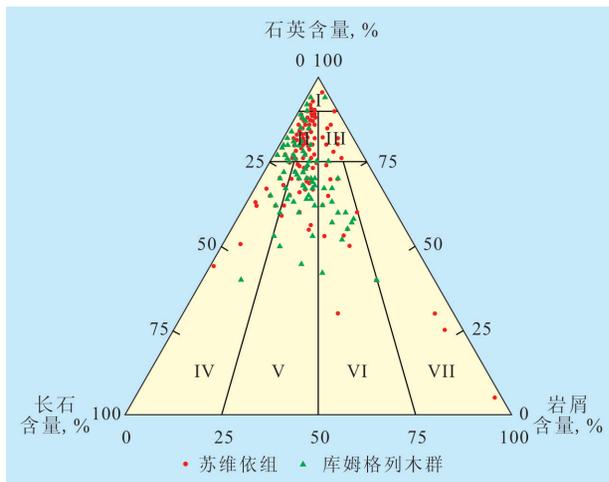


图1 天山南地区古近系岩石类型

天山南地区古近系砂岩结构组分中,填隙物含量较高,为3%~20%(表1),区域分布不均匀。粘土杂基含量取决于沉积环境的水动力条件,与砂岩的结构成熟度密切相关^[1]。如研究区内辫状河三角洲前缘分流河道砂体、席状砂砂体和远砂坝砂体等,

粘土杂基含量一般较低,为3%~9%;强蒸发环境的滨浅湖、泻湖相的胶结物含量较高,一般为0.3%~18%,成分以硬石膏为主,少量方解石、高岭石。

2.2 物性特征

统计分析8口钻井的物性资料,苏维依组孔隙度主要为7.5%~17.5%,平均为12.8%;渗透率多为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $1.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,总体属于特低孔—特低渗透储层。库姆格列木群孔隙度多为4.5%~13%,平均为7.4%;渗透率一般为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,总体属于特低孔—低渗透储层。

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。苏维依组储层在4 800~5 000 m孔隙度为5%~25%,渗透率为 $0.05 \times 10^{-3} \sim 150 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,变化范围较大;库姆格列木群储层孔隙度普遍为5%~15%,渗透率为 $0.05 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。库姆格列木群比苏维依组储层受压实作用影响大,总体都属于低孔—低渗透储层(图2)。

表1 天山南地区古近系砂岩取心薄片岩石学特征与物性特征

井号	深度/m	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	岩石成分含量/%			成分成熟度	填隙物含量/%			岩石类型	沉积相
				岩屑	石英	长石		(铁)泥质	灰质	(硬)石膏		
库1	5 939.25	8.9	1.54	6	80	14	4	3.3		3.6	长石石英细砂岩	席状砂
	5 942.25	1.7	0.13	10	75	15	3	3.6	5.1		长石石英细砂岩	分流河道
	6 082.35	4	8.6	20	70	10	2.33	2	7		中粗砂岩	三角洲前缘
	6 087.57	4.4	2.93	20	67	13	2.03	2.5	6.5		细砾岩	三角洲前缘
沙49	4 861.6	15.2	11.9	9	79	12	3.8	3.5		4.25	泥质粉—细砂岩	席状砂
	4 867.78	9.2	1.24	10	78	12	3.5	4.25		3.07	粉—细砂岩	分流间湾
	4 868.51	7.6	1.51	4	60	36	1.5	4.6		4.3	泥质粉—细砂岩	分流间湾

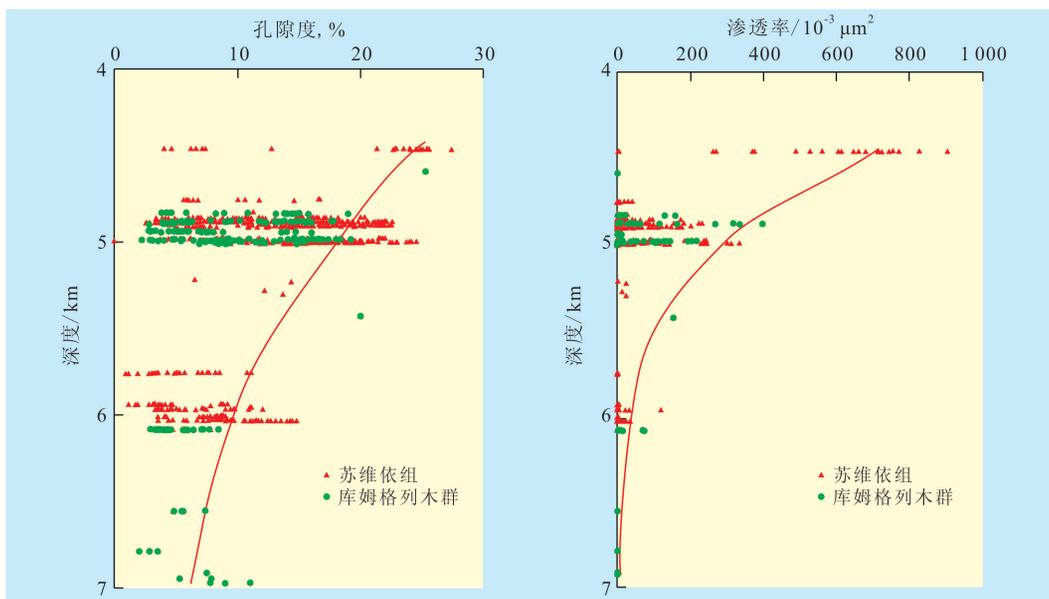


图2 天山南地区古近系孔隙度、渗透率与深度的关系

2.3 孔隙结构特征

储层的微观非均质性在很大程度上受孔喉结构特征影响^[9],如孔隙结构反映了岩石的储集能力,而喉道的形状、大小则控制着孔隙的储集和渗透能力等。砂岩的孔隙和喉道的大小及形态主要取决于颗粒的接触类型和胶结类型,砂岩颗粒本身的形状、大小、圆度和球度也对孔隙和喉道的形状有直接影响。压汞资料分析表明,天山南地区储层排驱压力为0.02~4.75 MPa,平均为0.91 MPa;退汞效率主要为35.4%~60%,平均为42.1%;平均孔喉半径为0.09~3.32 μm ,平均为0.61 μm ;分选系数为0.2~4,平均为2.7。总体显示古近系储层的排驱压力较高、孔喉半径小、细孔喉、分选中等。

2.4 孔隙类型及特征

研究区古近系储层孔隙类型较多,包括粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔、各种微孔及裂缝等,其中以溶蚀孔隙为主,粒间孔次之。面孔率为1.5%~9.7%,平均为4.9%。以库1井的典型铸体薄片为例,粒间溶孔较发育,主要是长石和岩屑等颗粒边缘被溶解而形成,这类孔隙形状不规则,呈港湾状,一般小于0.1 mm,进一步地溶蚀常使石英呈蚕蚀状、参差状,使得粒间溶孔扩大;粒内溶孔主要为长石、岩屑等颗粒内部被溶蚀而形成,孔隙形态也不规则,大小不一;粒间孔隙一般较小,以0.1 mm以下居多,面孔率一般为2%;裂缝的出现一般与颗粒的刚性破裂有关,其有利于孔隙连通,改善储层物性。

3 储层控制因素

3.1 沉积相

碎屑岩储层物性与沉积作用关系密切,不同相带的储集岩类型不同、填隙物含量不同,储集物性也存在一定的差别^[10]。天山南地区古近系主要发育辫状河三角洲前缘的分流河道、分流间湾、席状砂、远砂坝和潮坪、泻湖等沉积相。孔隙度主要为0.9%~17.7%,渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 26.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。各沉积相物性对比表明,辫状河三角洲前缘的分流河道储层物性最好,以中、粗砂岩为主,填隙物含量较低,孔隙度平均为8.96%,渗透率平均为 $4.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;席状砂储层物性较好,沉积物搬运距离远,分选好,杂基含量少,成分成熟度较高,岩性主要为细砂岩,孔隙度平均为8.28%,渗透率平均为 $4.53 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;分流间湾储层的岩性为粉砂岩、细砂岩与泥岩互层,杂基含量高,渗透性较差,孔隙度平均为7.49%,渗透率平均为 $0.76 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;远砂坝沉积物

颗粒较细,为粉砂岩和泥岩互层,孔隙度平均为5.33%,渗透率平均为 $0.17 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;泻湖为厚层泥岩、膏岩夹薄层的粉砂岩,孔隙度平均为4.57%,渗透率平均为 $0.36 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;后二者的储层物性相对较差。对比分析表明辫状河三角洲前缘储层物性较好,是有利的油气储集相带。

3.2 成岩作用

天山南地区古近系储层的成岩作用主要以压实作用、胶结作用和溶蚀作用对储层物性的影响最为明显。

压实作用 古近系储层石英、长石等刚性颗粒含量高,岩屑等塑性颗粒含量低,加之方解石、硬石膏早期胶结作用强,压实作用在研究区表现为中等压实。在镜下薄片观察到碎屑颗粒多呈点、点一线接触,自上而下压实作用增强。还可见到脆性石英颗粒表面出现压裂纹。

胶结作用 硅质胶结主要是石英次生加大,且以II级为主,偶见III级。碳酸盐胶结在研究区中西部地区分布较广,主要为钙质、膏质和方解石胶结,局部层段还有沥青充填。粘土矿物中伊利石、绿泥石含量较高,出现少量伊/蒙混层。岩石薄片统计结果表明,储层成岩特征在不同区域及不同沉积环境中表现出差异性,研究区北部古近系以方解石—硬石膏胶结为主,南部以方解石胶结为主;库姆格列木群伊/蒙混层含量相对较高,苏维依组北部伊利石含量高,南部伊/蒙混层含量高。研究区总体处于晚成岩A1—A2阶段。

溶蚀作用 天山南地区砂岩储层的溶蚀作用较普遍,主要表现为长石和岩屑的溶蚀,形成晶内溶孔及颗粒边缘溶蚀,还有少量的石英颗粒溶蚀。

成岩作用是影响储层质量的另一重要因素。古近系储层埋藏较深,石英、长石等刚性颗粒含量较多,压实作用中等,保存有一定的粒间孔隙。石英颗粒出现石英加大边,使渗透率大大降低。碳酸盐及泥质胶结物含量较高时,如果没有后期溶蚀作用发生,主要对碎屑颗粒起粘结作用,且充填孔隙与喉道,使物性降低^[11]。库姆格列木群海侵造成的大量硬石膏和方解石胶结物充填了古近系储层的孔隙,导致储层物性变差,但后期的溶蚀作用很大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。库1井和沙49井古近系储层取心段碳酸盐含量与孔隙度、渗透率的关系,反映出碳酸盐含量主要为3%~15%,平均约为5%;随着碳酸盐胶结物含量升高,岩石的孔隙度和渗透率总体均呈下降趋势。

4 结论

天山南地区古近系储层岩石类型主要为长石英砂岩及岩屑长石砂岩,成分成熟度较高,结构成熟度中等。储层孔隙类型以溶蚀孔为主,次之为粒间孔、裂缝和微孔隙。孔隙度主要为4.5%~17.5%,渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储层平均孔隙半径为 $0.61 \mu\text{m}$,总体上属于特低孔隙度、特低渗透率、细孔隙储层,储层物性较差。

储层主要受沉积相带和成岩作用控制,储层成岩阶段总体达晚成岩A期。辫状河三角洲前缘的分流河道与席状砂微相的储层物性相对较好,为特低孔—中渗透的有利储层。成岩作用中对储层的储集性能有影响的主要是压实作用、胶结作用和溶蚀作用。其中溶蚀作用发育,产生次生孔隙,改善了储层孔隙结构,这是储层物性变好的重要原因。

致谢:文章编写过程中得到中国地质大学(武汉)周江羽教授的认真指导,特此致谢!

参考文献:

[1] 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.

- [2] 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.
- [3] 卢红霞,陈振林,高振峰,等.碎屑岩储层成岩作用的影响因素[J].油气地质与采收率,2009,16(4):53-55.
- [4] 沈扬,马玉杰,赵力彬,等.库车坳陷东部古近系—白垩系储层控制因素及有利勘探区[J].石油与天然气地质,2009,30(2):137-142.
- [5] 张哨楠,刘家铎,田景春,等.塔里木盆地东河塘组砂岩储层发育的影响因素[J].成都理工大学学报:自然科学版,2004,31(6):658-662.
- [6] 刘惠民,黄双泉.民丰洼陷沙三段储层特征与物性影响因素[J].油气地质与采收率,2009,16(4):9-11.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] 王健,操应长,刘惠民,等.东营凹陷南坡沙四段上亚段滩坝砂岩储层孔隙结构特征及有效性[J].油气地质与采收率,2011,18(4):21-24.
- [10] 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.
- [11] 刘得文,陈国俊,吕成福,等.柴达木盆地乌南油田 N_1 、 N_2 碎屑岩储层特征及其影响因素分析[J].沉积学报,2009,27(4):657-665.

编辑 经雅丽

(上接第32页)

参考文献:

- [1] 宋传春.准噶尔盆地排2井油层“亮点”地震响应及其识别[J].中国石油勘探,2007,12(4):49-52.
- [2] 董臣强,王军.准噶尔盆地车排子地区新近系沙湾组一砂组油层地震特征分析[J].石油地球物理勘探,2007,42(4):445-447.
- [3] 赵晓东,向奎,叶光辉,等.准噶尔盆地车排子地区新近系沙湾组层序地层格架分析[J].科技导报,2010,28(12):89-94.
- [4] 余琪祥.车排子凸起井下高GR砂岩分布特征与轴矿勘探前景[J].新疆地质,2008,26(3):284-287.
- [5] 王永诗,郝雪峰.断陷盆地油气成藏作用面及其石油地质意义——以济阳坳陷东营凹陷为例[J].油气地质与采收率,2013,20(1):1-5.
- [6] 汤良杰,崔敏.中上扬子区关键构造变革期、构造变形样式与油气保存[J].石油实验地质,2011,33(1):12-16.
- [7] 李政,张林晔,沈忠民,等.准噶尔盆地车排子凸起轻质油母源及充注方向[J].石油实验地质,2011,33(4):419-423.
- [8] 李国栋,严科,宁士华.水下游河道储层内部结构表征——以胜坨油田沙二段8¹层为例[J].油气地质与采收率,2013,20

(1):28-31.

- [9] Jones S J, Frostick L E, Astin T R. Braided stream and flood plain architecture: the Rio Vero Formation, Spanish Pyrenees [J]. Sedimentary Geology, 2011, 139(3/4): 229-260.
- [10] 张金亮,谢俊.储层沉积相[M].北京:石油工业出版社,2008:34-50.
- [11] Sun Xiaofang, Jin Zhenkui, Wang Zhaofeng, et al. Braided river and distribution patterns of sand bodies of Jurassic Badaowan formation in Block T13 of Junggar basin [J]. Mining Science and Technology, 2010, 20(3): 446-452.
- [12] Sharma M, Sharma S, Shukla K U, et al. Sandstone body architecture and stratigraphic trend in the middle Siwalik succession of the Jammu area, India [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2002, 20(7): 817-828.
- [13] 宋国奇,刘鑫金,刘惠民.东营凹陷北部陡坡带砂砾岩体成岩圈闭成因及主控因素[J].油气地质与采收率,2012,19(6):37-41.
- [14] 杨勇,陈世悦,王桂萍.准噶尔盆地车排子地区古近系沉积相研究[J].油气地质与采收率,2011,18(3):5-9.

编辑 邹澍滢