

塔里木盆地主要气藏储层特征

杨 帆* 孙玉善

(塔里木石油勘探开发指挥部勘探研究中心)

杨帆等. 塔里木盆地主要气藏储层特征. 天然气工业, 1999; 19(2): 43~49

摘 要 塔里木盆地的天然气主要富集在第三系、白垩系、侏罗系、三叠系、奥陶系五个层系中, 其主要气藏的储层特征如下。奥陶系主要发育风化壳型储层和内幕型储层, 前者主要位于奥陶系顶部碳酸盐岩中, 储层类型以裂缝和裂缝—孔洞型为主; 后者在塔中地区极为发育, 地层中构造缝虽不发育, 却可见到大型溶蚀孔洞。三叠系主要发育扇三角洲—湖相储层, 它主要分布在塔北地区, 储集空间以原生孔隙为主。侏罗系主要发育三角洲—河流相储层, 主要集中在塔北地区东河 1 号构造及库车坳陷依南构造带上, 影响该套储层好坏的因素有两个方面: 其一是沉积环境, 其二是裂缝, 这是侏罗系储层形成工业油气藏的关键因素。白垩系主要发育了三角洲前缘相—扇三角洲平原相储层, 主要分布在克拉苏构造带, 储集空间类型以原生的粒间孔为主。第三系主要发育了冲积扇—洪泛平原相储层, 主要分布在轮台断隆构造带, 即目前塔里木盆地凝析气储量最大的构造带。

关键词 塔里木盆地 天然气 储集层 碳酸盐岩 碎屑岩 特征

近年来, 塔里木盆地天然气勘探取得了重大进展, 到目前为止, 探明的天然气储量约占油气总储量的一半, 且主要富集在轮台断隆带的第三系、库车坳陷克拉苏构造带的白垩系、东河塘地区东河 1 号构

造及库车坳陷依南构造带的侏罗系、解放渠东—吉拉克地区的三叠系及塔北、塔中、巴楚地区的奥陶系。除了具有充足的气源, 良好的区域盖层外, 优质的储层也是形成这些高产天然气藏的重要因素。现

井侏罗系煤系烃源岩的热解产物轻烃同位素($\delta^{13}\text{C}_{\text{C}_2}$ 为 -25.2% , $\delta^{13}\text{C}_{\text{C}_3}$ 为 -25.31% ~ -24.2%)比较接近, 说明它们之间具有较好的亲缘关系。柯克亚地区天然气碳同位素, 尤其是重烃碳同位素均比库车和塔北地区的偏轻, 这种差异主要是由于母质类型不同所致。柯克亚地区侏罗系的母质类型主要为偏腐殖型, 而库车坳陷的三叠—侏罗系的母质主要为腐殖型。另外, 从轻烃碳同位素分析, 柯克亚地区天然气的 $\delta^{13}\text{C}_{\text{C}_2}$ 为 -24.65% ~ -23.43% , $\delta^{13}\text{C}_{\text{C}_3}$ 为 -24.56% ~ -23.54% , 与库车坳陷侏罗系煤系烃源岩的热解产物具有相似的特征, 这进一步验证了柯克亚地区天然气与侏罗系的关系更密切。

结 论

(1) 塔里木盆地有机成因天然气可分为海、陆相两类, 海相气分布于克拉通盆地中的塔北、塔中及巴楚等地区的中生界及古生界储集层中, 气源主要来

自寒武—奥陶系; 陆相气分布于前陆盆地的库车、轮台断隆以及柯克亚等地区的上、下第三系及白垩系等储集层中, 气源主要来自三叠—侏罗系腐殖—偏腐殖型烃源岩。

(2) 海相气根据其母质类型的差异又分为腐泥型和偏腐殖型两类, 腐泥型气主要分布于轮南—吉拉克、英买力—东河塘、塔中主垒带及巴楚的鸟山、古董山等, 气源主要来自寒武系—下奥陶统; 偏腐殖型气主要分布于塔中北斜坡、巴楚及塔北隆起的部分区域中, 气源主要来自中上奥陶统。

参 考 文 献

- 1 戴金星等. 中国天然气地质学. 北京: 石油工业出版社, 1992
- 2 黄汝昌等. 塔里木盆地天然气地球化学特征. 成都: 原成都科技大学出版社, 1995

(收稿日期 1998-07-21 编辑 黄君权)

* 杨帆, 女, 1969 年生, 工程师; 1991 年毕业于大庆石油学院石油地质专业, 现从事沉积储层研究。地址: (841000) 新疆库尔勒市 123 信箱, 电话: (0996) 2171595。

将塔里木盆地主要气藏的几套优质储层特征分述如下。

奥陶系主要发育风化壳型和内幕型储层

根据储层与不整合面之间的关系,奥陶系碳酸盐岩储集体可划分为风化壳型和内幕型。轮南和巴楚潜山气藏储集体为风化壳型,塔中地区除塔中I号古潜山凝析气藏储集体为风化壳型外,其余气藏储层皆为内幕型。

1. 风化壳型储层特征

轮南及巴楚地区奥陶系沉积之后,在晚加里东期至早海西期曾被抬升并遭受风化剥蚀。在构造抬升、暴露期间,奥陶系地层还受到了强烈区域性构造岩溶作用,岩溶主要形成于早海西运动期间,发育于不整合面之下约300 m厚的范围内。

轮南、巴楚地区的碳酸盐岩储集层主要为粒屑云岩、粉晶云岩、细晶云岩、粗晶云岩、藻云岩、亮晶砂屑灰岩、亮晶藻砂屑灰岩、亮晶鲕粒灰岩、亮晶藻球粒灰岩等。储层类型以裂缝和裂缝—孔洞型为主,具极强的宏观和微观非均质性。在储层成因上可分为两种类型:一种类型主要有风化壳岩溶作用而形成;另一种类型为构造岩溶所形成。通常,风化壳岩溶为构造岩溶的形成奠定了重要基础,并且构造岩溶往往追踪风化壳岩溶。

(1) 受风化壳岩溶作用控制的储层

该类储层主要位于奥陶系顶部碳酸盐岩中,风化壳岩溶作用形成的有效储集空间类型主要为半充填或未充填的各种溶蚀孔洞、裂缝、溶缝、砾间孔及砾间溶孔、晶间溶孔和粒间溶孔等类型。

在垂向岩溶剖面中,地表淡水主要沿着岩层中的垂直裂隙(包括风化壳裂隙和构造裂隙)向下渗流。其产物主要表现为溶蚀扩大的高角度裂缝和长轴为垂向的孔洞。

水平潜流岩溶中未充填或半充填的溶洞可形成良好的裂缝—孔洞型储层。另一个主要的有利储集层段发育于溶洞的洞顶破裂带中,以密集的破裂缝发育为特征。它在纵横向上可组成一个较连续的储集体,厚度可达十几米至二十余米。在溶洞的地下暗河充填相中,洞穴充填物的粒间孔隙较为发育,孔隙度可达1.7%~22.4%,但水平渗透率较低,表现为低孔低渗的特征。它与洞顶破裂带可一起组成洞顶破裂—洞穴充填相带储集段。

(2) 受构造期后岩溶作用控制的储层

这类储层主要发育于早海西岩溶作用之后至喜山期。储集空间类型以溶扩构造缝为主,其次为小型溶蚀孔洞、粒间溶孔和方解石晶间溶孔。有效裂缝类型主要为高角度缝,斜交缝和网状缝。溶蚀孔洞多沿裂缝分布,呈串珠状,可见少量的方解石充填物,孔隙保存条件较好,孔隙度一般小于2%。储层类型以裂缝型为主。当孔隙、孔洞发育时,可形成孔隙—裂缝型和孔洞—裂缝型储层。例如巴楚地区玛4井2 026.25~2 041.2 m 鲕滩相灰岩,高角度缝和串珠状溶蚀孔洞极为发育,为孔洞—裂缝型储层。对2 031.34~2 140 m 进行中途测试后,7 mm 油嘴日产天然气 $12.9 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

2. 内幕型储层

内幕型储层在塔中地区极为发育。1997年获高产气流的塔中44、45、161井与塔中162井均为内幕型储层。储集岩类型包括亮晶藻砂屑灰岩、亮晶藻球粒灰岩、亮晶藻团块灰岩、亮晶生屑灰岩、亮晶鲕粒灰岩。储层类型属孔—洞—缝型。例如塔中44井碳酸盐储层属中上奥陶统,其顶部为深灰色泥岩(黑被子)所覆盖,因此不见风化壳溶蚀作用,其中的孔隙为滩相和丘相的基质孔隙。而缝洞的溶蚀作用见有两期:一是早期溶蚀作用(层间岩溶),二是构造期后的溶蚀(刘效增等)。

该井的4 838.06~4 854.20 m 井段由灰泥丘相向上过渡为浅滩相,并有早期暴露和层间岩溶特征,在这段地层中构造缝虽不发育,但可见到大型溶蚀孔洞,这些孔洞一般是沿原生的微晶凝块构成的生物建隆孔洞发生溶蚀扩大形成的。在该段灰泥丘相中分析了19块样品的全直径岩心物性,其孔隙度平均值1.32%,最大值2.32%;垂直渗透率平均值 $3.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大值 $24.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;侧向1渗透率平均值 $37.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大值 $318 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;侧向2渗透率平均值 $8.67 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大值 $72.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;径向渗透率平均值 $69.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大值 $448 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图1)。

根据碳酸盐岩评价标准,4 838.06~4 854.20 m 为I~II类储层,灰泥丘相作为储层在国内外少见。经测试在4 822~4 832 m 井段获得日产天然气 $15.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

构造溶蚀特征在塔中44井中的碳酸盐岩储层中到处可见,特别是在4 879.02~4 888.31 m 井段的生物滩相,见有多期构造缝,沿缝有溶蚀扩大现象且发育溶蚀孔洞。溶洞分布较均匀,并沿裂缝和较大生屑周围最为密集。这说明构造期溶蚀作用选择

灰泥丘的生物建隆和滩相的粒间孔发生,而粒间孔又与构造缝、微裂缝连系一起,形成孔、洞、缝网络。在该段共分析了 13 块全直径岩心物性,孔隙度平均 2.35%,最大值 3.2%;垂直渗透率平均 $1.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大值 $5.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;侧向 1 渗透率平均 $12.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大值 $82.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;侧向 2 渗透率平均值 $2.78 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大值 $9.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;径向渗透率平均值 $22.58 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大值 $207 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

据碳酸盐岩储层评价标准,4 879~ 4 888.3 m 为 II 类储层。经测试在 4 854~ 4 888.3 m 井段获得

日产天然气 $5.05 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

另外无论在内幕型碳酸岩盐储层还是在风化壳型碳酸岩盐储层中,压溶作用所形成缝合线都广泛分布,岩心观察,其宽度一般 1~ 2 mm,有的大于 2 mm,且多呈水平状,次为垂直状,充填泥质或有机质,并有沥青显示。显微镜下观察,其宽度一般为 0.01~ 0.02 mm,可单条出现,也可成群分布,或成网络,且延伸远,甚至切入颗粒内部。这些缝合线的存在为构造缝的形成提供了一个薄弱带而使之沿缝合线发育带分布(图 2)。因此缝合线对天然气的运移和储集具有十分重要的意义。

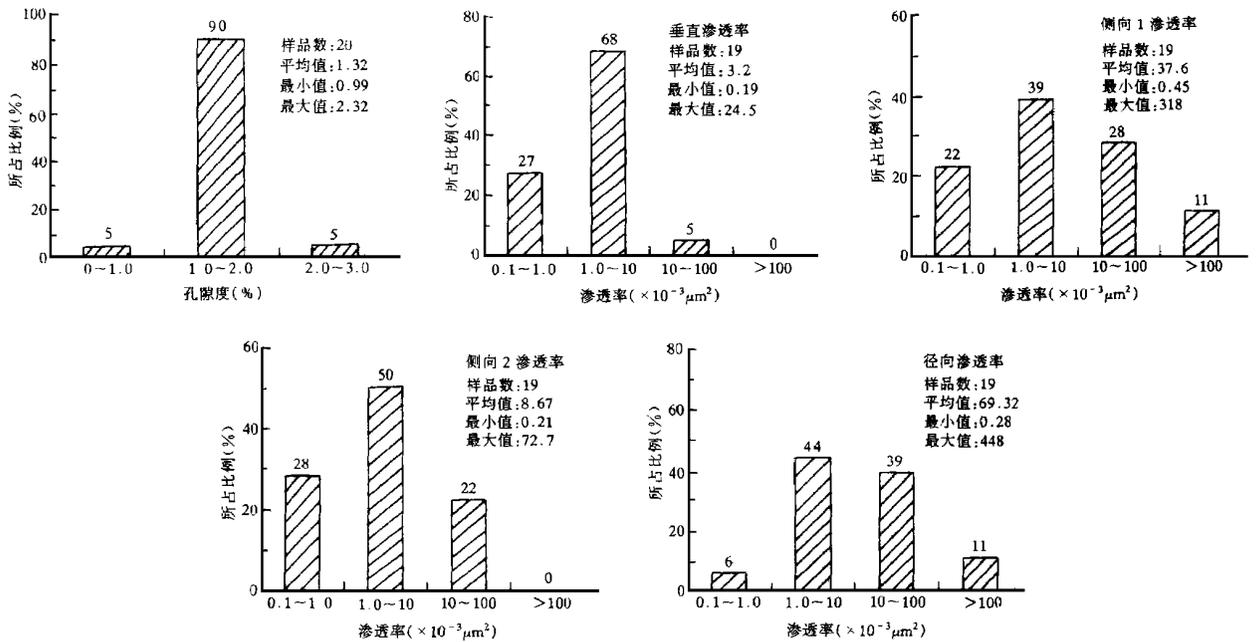


图 1 TZ44 井奥陶系储层孔渗直方图

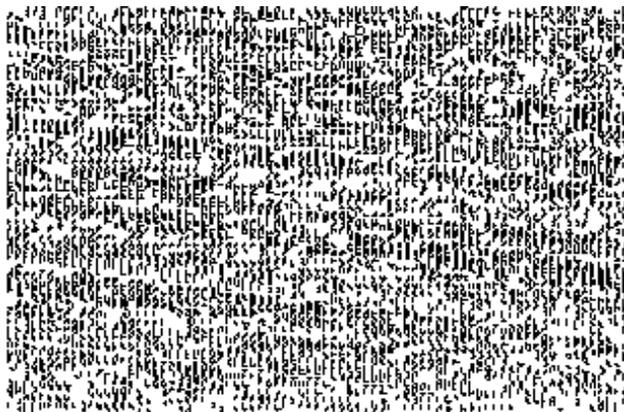


图 2 缝合线与构造缝的关系

玛 2 井 O 1 920.32 m 亮晶砂屑灰岩 单偏光 250×

三叠系发育三套 扇三角洲一湖相储层

三叠系主要分布于塔北地区,根据勘探结果,吉拉克一解放渠东为高产气区,其中吉拉克为凝析气藏,解放渠东为气顶气藏。

吉拉克一解放渠东三叠系储集岩类型主要为岩屑砂岩,储集空间类型以原生孔隙为主,次生孔隙次之(图 3)。次生孔隙主要是由于岩屑砂岩中的岩屑和长石被酸性水溶蚀而形成。

吉拉克一解放渠东地区的三叠系发育有三套砂岩储集体。解放渠东地区, T_I 砂组的平均孔隙度 20.12%,平均渗透率为 $231.22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; T_{II} 砂组

侏罗系主要发育两套 扇三角洲—河流相储层

侏罗系天然气储量主要集中在塔北地区东河1号构造及库车坳陷依南构造带上。两地区的储层特征截然不同。

1. 东河1号构造天然气储层特征

该构造上下发育有两套储层:上部一套为扇三角洲辫状河—心滩相,其岩性为灰白色含砾不等粒砂岩、灰色细砂岩、粉砂岩,相当于轮南侏罗系Ⅲ油组(J_Ⅲ);下部一套为扇三角洲分流河道砂,其岩性主要为砂质砾岩、含砾不等粒砂岩、粉砂岩,相当于轮南油田Ⅳ油组(J_Ⅳ)。

J_ⅢJ_Ⅳ储层均以细粒、粗粒岩屑砂岩为主,少数为不等粒次长石岩屑砂岩。孔隙类型以粒间孔、粒间溶孔为主,粒内溶孔较少。压驱排驱压力值多在0.016~0.302 MPa之间,平均值为0.135 MPa;饱和度中值压力(p_{50})一般位于0.918~4.637 MPa之间,平均值为1.62 MPa;最大孔喉半径在2.435~47.357 μm 之间,饱和度中值半径在0.159~3.715 μm 之间,表明储层连通性好。

J_Ⅲ储层段分析了115块物性样品,孔隙度分布在1.5%~25.52%,平均值14.2%,其中91.3%的样品孔隙度在10%~20%之间,渗透率值分布在 $0.35 \times 10^{-3} \sim 1794.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $39.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;J_Ⅳ储层段分析了52块孔隙度样品,孔隙度值分布在11.8%~20%之间,平均值15.3%,渗透率值分布在 $4.07 \times 10^{-3} \sim 2298.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均值 $380.77 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

东河1号构造储层横向分布稳定。12口井的岩性组合,电性特征十分相似,且J_Ⅲ层厚度在29.2~34.1 m之间,平均厚度为31.9 m,J_Ⅳ储层组厚度在10 m左右。

根据常规物性分析,储层微观结构的研究及其纵横展布,参照一般碎屑岩评价标准,东河1号构造侏罗系储层属中等储层。

2. 依南构造带天然气储层特征

下侏罗统的阳霞组与阿合组是该构造带的主力产气层。两个组的储层均十分发育,尤以粗粒级储层发育为特征,主要岩性为含砾粗—中砂岩、中—细砂岩。

储层的成分成熟度较低、结构成熟度较高。阳霞组为岩屑砂岩类,阿合组为含长石较高的岩屑砂岩和长石岩屑砂岩。储层的结构成熟度较高,分选



图3 储层空间以原生粒间孔为主

轮南59T 4385.00 m 细砂岩 单偏光 50 \times

平均孔隙度为23.83%,平均渗透率为 $585.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;T_Ⅲ砂组平均孔隙度为20.4%,渗透率为 $283.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。T_Ⅰ、T_Ⅲ砂组由于不含油气,物性资料分析较少,而T_Ⅱ砂组为主力产层,其平均孔隙度为23.26%,平均渗透率为 $549.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图4),与解放渠东T_Ⅱ砂组一样是该区的最佳储层。通过对吉拉克—解放渠东的LN57、LN58、JF100等井的测试,均获得了高产天然气及凝析油。

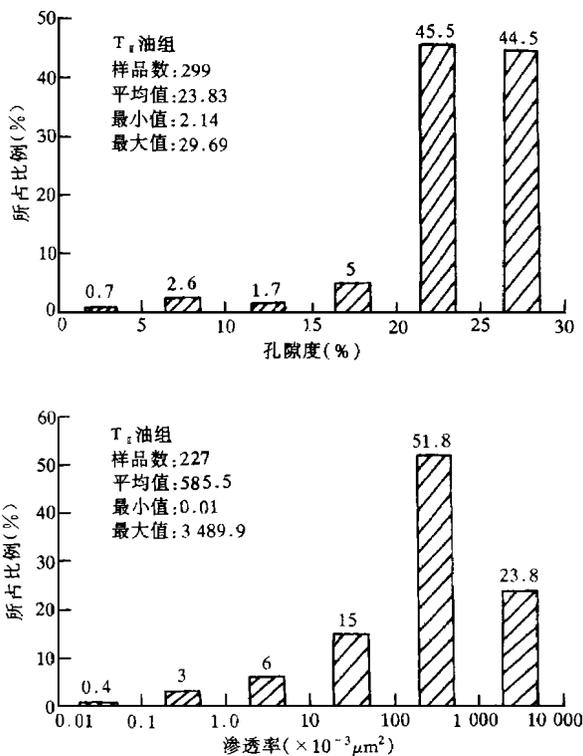


图4 解放渠东三叠系层孔渗直方图

以良好为主,少数为中等和差,泥质含量低于5%。

整体上储层原生粒间孔已不存在,以颗粒内溶孔、粒缘缝、裂隙为主,裂隙发育处连通性相对较好。显微镜下观察,裂隙十分发育(图5),溶蚀孔多沿裂隙发育。另外塑性矿物如云母等普遍发生弯曲,粉砂岩内可见明显的定向排列,因此推测该区侏罗系明显受到很强的构造应力作用。砂岩内存在两种裂隙,一种是构造应力作用下的裂隙,另一种是因压力过强形成的缝合线。

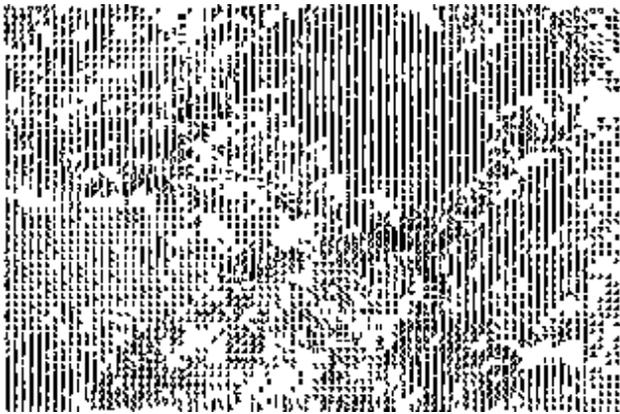


图5 砂岩中裂隙十分发育

依南2 J 4 562.13 m 粗一中砂岩 单偏光 50×

阳霞组、阿合组储层物性最大的特点是粗砂岩孔隙度较高,一般在12%~14%之间,中砂岩次之4%~8%。在依南2井阳霞组获工业气流段分析了233块样品,孔隙度区间值2.06%~16.43%,平均值7.47%;渗透率区间值 $0.026 \times 10^{-3} \sim 380 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值 $5.42 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;其中物性最好的层段位于4 550.76~4 552.36 m 砾状粗砂岩处,其孔隙度平均值13.4%,渗透率平均值 $305 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;阿合组共分析了133块物性样品,其孔隙度区间值1.44%~7.12%,平均值3.35%;渗透率区间值 $0.034 \times 10^{-3} \sim 56.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值 $1.62 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

该区影响侏罗系储层好坏的因素表现为两个方面:其一,沉积环境是控制储层好坏的根本因素,统计表明辫状河道沉积的含砾粗砂岩和粗砂岩物性偏好。其二,裂隙可能是侏罗系砂岩储层形成工业油气层的关键因素。经岩心及薄片观察,发现砂岩普遍发育裂隙。

白垩系在克拉苏构造带发育了多层三角洲前缘相—扇三角洲平原相储层

该构造带下白垩统的天然气产层主要位于巴什

基奇克组($K_1 b_s$)和巴西盖组($K_1 b$)。储集岩主要为岩屑砂岩和长石岩屑砂岩,粒级主要为细粒、粉砂级次之。储集空间类型以原生的粒间孔为主,粒间溶孔及长石、岩屑粒内孔次之(图6)。

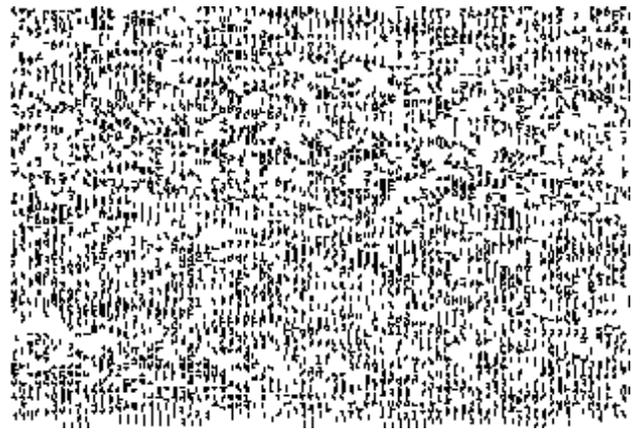


图6 储层空间以原生粒间孔为主

克拉2 K 3 860.27 m 粉—细砂岩 单偏光 50×

据井下取心所作汞毛管压力测试结果显示,该构造带孔喉半径分布较广。例如巴什基奇克组在克拉3井喉道分布区间为 $2.7710 \sim 0.0212 \mu\text{m}$,平均为 $0.623 \mu\text{m}$,其喉道以小喉类为主;在克拉2井喉道分布区间为 $6.041 \sim 0.0295 \mu\text{m}$,以中喉类为主。而巴西盖组喉道均小于 $1 \mu\text{m}$,喉道类型为微喉类。

据克拉2井的钻探结果和物性资料表明,下白垩统巴什基奇克组孔隙度分布范围1.27%~20.25%,集中区10%~14%,平均12%左右。渗透率区间值 $0.016 \times 10^{-3} \sim 689 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,集中区为 $1 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,以 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 最为集中。其储层以中孔、中渗—低渗为主。巴西盖组物性较巴什基奇克组差,孔隙度分布范围1.7%~13.7%,集中区6.0%~8.0%,平均值7.0%左右,渗透率分布范围为 $0.024 \times 10^{-3} \sim 27.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,集中在 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $1 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔—低渗储层。

储层性质受沉积作用和成岩作用两大因素控制,沉积作用起决定性作用,成岩作用(主要指溶蚀作用)改善了储层的储集性能。储层最有利的相带为(扇)三角洲前缘水下分流河道,最有利的层位为巴什基奇克组。综合评价巴什基奇克组以I类储层为主,次为II类。巴西盖组以II、III类为主,少为I类。经完井测试,在巴什基奇克组共有3层23 m获

工业气流。

第三系在轮台断隆构造带发育了 两套凝析气储层

轮台断隆位于塔北隆起北部,东至提尔根,西至羊塔克,东西长 240 km,南北宽 20~40 km,面积 7 800 km²,是目前塔里木盆地凝析气储量最大的构造带。轮台断隆带共发现 32 个油气藏,其中 22 个为凝析气藏,这些凝析气藏分别分布于英买 7 号断裂构造带、红旗断裂构造带、二八台—提尔根断裂构造带、牙哈断裂背斜构造带。

第三系储集层包含下第三系苏维依组底砂岩和上第三系吉迪克组底砂岩两个储集层,在轮台断隆上广泛分布。苏维依组—吉迪克组均属于干盐湖盆地类型,是在干旱炎热气候条件下,由冲积扇—洪泛

平原组合,在洪泛平原上发展形成的暂时性膏盐、盐岩湖、冲积扇前缘的砂坪为储集岩,而膏盐坪和干泥坪相则为盖层,形成了一套有利于凝析气储存的优质储盖组合。

苏维依组主要为一套较粗的碎屑沉积,岩性为含砾砂岩、细砂岩、中砂岩及小砾岩等。砂体平面分布连续,可比性强。岩石类型包括次长石岩屑砂岩、次岩屑长石砂岩、岩屑砂岩等。粒度以细粒、中—细粒为主,次为中粒、细—中粒,不等粒及粉粒。

吉迪克组储层的岩性在平面上严格受沉积相带的控制。东段牙哈 4 井以东为近源扇中辫状河沉积,储层为粉砂岩和砂质砾岩、小砾岩等。总体粒度较粗,单层厚度一般大于 10 m。西南方向为粉砂岩,泥质粉砂岩,单层厚度 2~4 m。这套底砂岩沉积时处于干旱气候下,间歇性强的季节性宽浅网状河道

表 1 塔北隆起第三系储层物性统计

地区	井号	上第三系吉迪克组(N _{1j})		下第三系苏维依组(E _{3j} -N ₁)	
		Φ(%)	K(×10 ⁻³ μm ²)	Φ(%)	K(×10 ⁻³ μm ²)
提尔根	提 101	2.53~18.31(11.15)	0.1~208.86(20.85)	9.93~19.59(17.37)	0.8~178.45(43.23)
	提 102	4.08~20.18(13.5)	0.18~2 021.38(73.4)	3.87~19.06(12.75)	0.93~66.95(11.37)
牙哈— 雅克拉	牙哈 3	3.06~14.79(6.5)	<0.01~20.53(0.6)	2.53~13.44(5.65)	0.3~3.02(1.1)
		4.09~24.55(19.8)	0.09~492.94(90.2)	2.52~20.4(13.8)	0.34~2 077.31(250.4)
	台 1	2.56~22.46(16.5)	0.44~1 444.2(125.3)	5.30~18.47(13.23)	0.65~252.66(85.4)
				3.38~14.01(10.33)	0.1~9.97(0.67)
沙 10	17.68	2.35	6.36~30.29(17.79)	1.38~15 882(5 303.75)	
红旗	东河 12	10.55~25.14(19.56)	0.98~500.6(27)	8.28~24.03(20.38)	5.08~17 759(2 179.46)
	红旗 1	7.97~23.76(19.02)	0.2~802.92(381.48)	13.4~22.4(18.18)	51~5 842.37(838.73)
英买	英买 12	5.97~9.92(7.95)	0.34~8.16(4.25)	17.19~23.56(19.89)	10.16~1 926.4(376.03)
	英买 19	13.24	41.47	6.68~25(20.5)	0.1~1 293.59(353.65)
买力	英买 901	5.19~14.35(8.8)	0.15~48.58(5.85)	8.51~14.72(11.89)	0.81~91.01(25.18)
				12.25~21.26(18.05)	6.83~845.38(365.6)
力	英买 702	6.42~17.29(13.49)	0.19~139.7(50.66)	4.84~28.46(20.2)	2.713~13.53(1.64)

注:括号内数值为平均值。

环境,分布范围较广。岩石类型主要为次长石岩屑砂岩,次为岩屑长石砂岩,少量岩屑砂岩和长石砂岩。粒度以粗粒和细粒为主,次为粗粉粒。

由表 1 可以看出储层物性特征在平面和纵向上都有变化。苏维依组储层物性总体上属于中孔中高渗型,据 30 口井的常规孔渗分析统计结果表明,孔隙度 1.36%~29.6%,平均大于 12%,渗透率 0.01×10⁻³~17 758.89×10⁻³μm²,平均大于 100×

10⁻³μm²。平面上,提尔根以东及英买力以西储层物性相对较差;纵向上,物性好的储层位于底砂岩中下段,顶底相对较差。

吉迪克组储层物性总体上表现为中孔中渗型,孔隙度分布范围为 2.53%~25.57%,平均 14%,单井孔隙度直方图上多为多峰,大小混杂;渗透率 0.1×10⁻³~2 021.38×10⁻³μm²,普遍小于 50×10⁻³μm²。平面上物性变化较大,轮台—牙哈—红旗构造

带物性较好,纵向上牙哈构造带上、下砂体差异明显,下砂体明显优于上砂体。

结论与认识

(1) 塔里木盆地奥陶系碳酸盐岩分别发育有:风化壳型和内幕型两种不同类型的储集层。前者储集空间是由于风化壳岩溶和构造岩溶作用而形成,其储集类型组合主要为裂缝—孔洞型和裂缝—溶孔型,孔隙度一般不大于 2%;后者是发育在中、上奥陶统顶部泥岩之下的碳酸盐岩滩相和丘相之中,孔隙类型主要由粒间残留孔、粒间溶孔、粒内溶孔及微晶凝块构成的生物建隆孔洞等基质孔隙组成,属孔—洞—缝型组合形式。这两种类型的储层无论是纵向上还是横向上,储层的非均质性都很强。孔隙度区间值 0.01%~24.24%,但平均值仅为 0.48%(1 079 块样品);渗透率区间值 $0.001 \times 10^{-3} \sim 655.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,但平均值仅为 $1.54 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(2) 塔里木盆地碎屑岩:在三叠系发育有三角洲—湖相储层,孔隙类型以粒间孔为主,少量颗粒溶蚀扩大孔,孔隙度平均值 21.26%,渗透率平均值 $366.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,据物性特征属 I 类储层;侏罗系为三角洲—河流相储层,塔北地区其储集空间由粒间孔—粒间溶孔为主要组合类型,孔隙度平均值 14.75%,渗透率平均值 $210.19 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属 II 类储层。而

克依构造带其储集空间类型为裂缝—孔隙型,依南 2 井获工业气流段,孔隙度平均值 7.47%,渗透率平均值 $5.42 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;白垩系在克拉苏构造带发育了多层三角洲前缘相—扇三角洲平原相储层,其孔隙度平均值为 9.5%,渗透率主要集中在 $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间。第三系苏维依组为冲积—洪积平原相储层,吉迪克组为河流相储层,二者的储集空间均以粒间孔隙为主,孔隙度平均值 14.6%,渗透率值主要在 $109.88 \times 10^{-3} \sim 893.89 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,储集性能基本属中孔中渗型。

(3) 目前已发现的碳酸盐岩储层虽然基质孔隙度低,但由于裂缝的贡献,若气源充足,碳酸盐岩中天然气储量将相当可观。碎屑岩中所发现的储层多为 II 类储层以上,但砂体的连通性及厚度对天然气藏的规模有一定的影响。

(4) 库车坳陷侏罗系具有十分特殊的储层,岩心本身物性值较低,但由于砂岩裂缝发育,仍成为优质储层。初步分析认为裂缝的形成是由于晚第三纪以来库车坳陷发生了强烈的构造逆冲推覆作用。加强裂缝形成因素的研究对在该地区寻找优质储层具有十分重要的意义。

(收稿日期 1998-07-21 编辑 黄君权)

《戴金星天然气地质和地球化学论文集》(卷一)简介

最近,《戴金星天然气地质和地球化学论文集》(卷一)一书已由石油工业出版社出版。该书是从戴金星院士 1979~1995 年 130 篇论文中精选出来的 40 篇代表作,由天然气地质篇、天然气地球化学篇和地学拾零篇三部分组成,基本反映了我国天然气地质和天然气地球化学 20 世纪后期的研究概貌。

戴金星院士参与、领导了国家“六五”至“九五”天然气重点科技攻关研究,他始终主张煤及陆源盆地沉积物中的 III 型干酪根主要形成天然气,为我国煤成气理论的建立和发展作出重大贡献。根据戴金星院士的理论,1987 年他亲自参与制定了我国第一大气田长庆气田发现陕参 1 井的井位。在此之前他就科学地预测了长庆气田的气藏类型、气源、位置乃至目的层的井深,这在本论文集“我国煤系含气性的初步研究”、“我国煤成气藏的类型和有利的煤成气远景区”以及“六五”天然气科技攻关的报告里均有科学的论断。因此,我国第一大气田长庆气田的发现是国家天然气科技攻关人员“六五”和“七五”研究的结果。

该书从理论与实践方面说明了我国天然气,特别是煤成气的发展过程,是天然气地质工作者及地质专业的学生极好的参考书。

(张启明 供稿)

ABSTRACT: The natural gas in Talimu Basin may be divided into biogenetic gas and abiogenetic gas according to their different geochemical properties and the biogenetic gas may be also subdivided into marine gas and continental gas. In order to check up on the relation between the subsurface natural gas and its source rock, by means of applying the advanced experimental measures and analytical techniques, the origin of various kinds of natural gas is discussed as follows: the marine gas is mainly distributed in the Mesozoic and Paleozoic reservoirs in the Tabei, Tazhong and Bachu regions of cratonic basin, chiefly coming from the Cambrian-Ordovician; the continental gas is mainly distributed in the Neogene, Paleogene and Cretaceous reservoirs in the Kuche, Luntai Faulted Uplift and Kekeya regions of foreland basin, chiefly coming from the humic-skewed humic type hydrocarbon source rocks in the Triassic-Jurassic; the marine gas of sapropelic type is mainly distributed in these regions as the Lunna-Jilake, Yingmaili-Dong Hetang and Tazhong major horst belts as well as the Niaoshan and Gudongshan of Bachu Uplift, etc., chiefly coming from the Cambrian-Lower Ordovician; and the marine gas of skewed humic type is mainly distributed in the north slope of Tazhong Uplift and the partial regions of the Bachu and Tabei Uplifts, chiefly coming from the Middle-Upper Ordovician.

SUBJECT HEADINGS: Talimu Basin, Natural gas, Origin, Type, Gas source correlation

Li Jian, (*engineer*) born in 1966, graduated from the Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, and received his Master's degree in 1992. Currently he is studying for Doctor's degree and engaged in the research on geochemistry, being appointed director of a laboratory. Add: POB 44, Wanzhuang, Langfang, Hebei (065007), China Tel: (010) 62095018-3414

.....

RESERVOIR BED CHARACTERISTICS OF THE MAJOR GAS RESERVOIRS IN TALIMU BASIN

Yang Fan and Sun Yushan (Exploration Research Centre of Talimu Petroleum Exploration and Development Headquarters). *NATURAL GAS IND.* v. 19, no. 2, pp. 43~ 49, 3/25/99. (ISSN 1000-0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: The natural gas in Talimu Basin is mainly found in five series of strata, i.e. Tertiary, Cretaceous, Jurassic, Triassic and Ordovician. The reservoir bed characteristics of the major gas reservoirs in them are as follows. The weathering crust reservoirs and inside reservoirs are mainly developed in Ordovician; the former are dominantly distributed in the carbonate rocks on the top of Ordovician, the reservoir chiefly be-

longing to fracture-cavity type; the latter are widely developed in Tazhong region, in which the structural fractures are undeveloped, but the large-sized solution pores and cavities can be found. The fan delta-lacustrine facies reservoirs are mainly developed in Triassic in Tabei region, their storage space being dominantly the original pores. The delta-fluvial facies reservoirs are dominantly developed in Jurassic being mainly concentrated in the Donghe 1 structure of Tabei region and the Yinan structural belt in Kuche Depression; the key factors of forming commercial oil and gas reservoirs in Jurassic are the sedimentary environment and fractures. The delta front-fan delta plain facies reservoirs are chiefly developed in Cretaceous in Kelasu structural belt, the storage space being mainly the original intergranular pores. Finally, the alluvial fan-flood plain facies reservoirs are dominantly developed in Tertiary in the structural belt of Luntai Faulted Uplift where the largest condensate gas reserves have been found in Talimu Basin at present.

SUBJECT HEADINGS: Talimu Basin, Natural gas, Reservoir, Carbonate rock, Clastic rock, Feature

Yang Fan, (*engineer*), born in 1969, graduated in petroleum geology from the Daqing Petroleum Institute in 1991. Now she is engaged in the research on the sedimentation and reservoir. Add: POB 123, Kuerlei, Xinjiang (841000), China Tel: (0996) 2171595

.....

COMPREHENSIVE LOG EVALUATION OF THE CONDENSATE RESERVOIRS IN TALIMU BASIN

Song Fan, (Exploration Research Centre of Talimu Petroleum Exploration and Development Headquarters). *NATURAL GAS IND.* v. 19, no. 2, pp. 50 ~ 54, 3/25/99. (ISSN 1000-0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: At present, the condensate gas reservoirs (fields) found in Talimu Basin are more than forty, which are located in almost various series of strata over the whole basin, but mostly concentrated in Paleogene to Triassic in Tabei Uplift. The reservoir-formed environment, hydrocarbon component and physicochemical properties of the condensate gas reservoir are much different from those of the normal dry gas reservoir and associated gas reservoir. The first, in comparison with the dry gas reservoir, the condensate gas reservoir is of higher heavy hydrocarbon component content, larger specific density and unnoticeable gas shows in log response; the second, the reservoir bed conditions of the oil and gas reservoirs are considerably different from each other, being of both superior reservoir with high porosity and high permeability and inferior reservoir with low porosity and low permeability, which makes a certain difficulty to log interpretation. According to these prop-