

<http://www.geojournals.cn/dzxb/ch/index.aspx>

# 塔里木盆地志留系沥青砂岩有效厚度的确定方法

姜振学<sup>1,2)</sup>, 庞雄奇<sup>1,2)</sup>, 王显东<sup>3)</sup>, 张俊<sup>1,2)</sup>, 李宏义<sup>1,2)</sup>

1) 石油大学盆地与油藏研究中心, 北京, 102249

2) 石油大学石油天然气成藏机理教育部重点实验室, 北京, 102249

3) 大庆油田公司勘探开发研究院, 黑龙江大庆, 163712

**内容提要:** 塔里木盆地志留系具有分布广泛的沥青砂岩, 沥青砂岩段厚度在各个地区具有不均匀性, 从几米到一百多米不等。岩心观察发现沥青砂岩段内并不全含有沥青, 岩心剖面上呈现“黑白砂相间”的现象, “黑砂”的部分为含沥青层段, “白砂”的部分为不含沥青层段。弄清“白砂”中曾经是否有油气进入, 对志留系沥青砂岩中沥青含量、古油藏油气储量的计算及志留系剩余油气资源量的评价具有重要的意义。本文通过对志留系沥青砂岩段的“黑砂”与“白砂”分别取样, 采用物性测定、显微镜下岩性观察、含油包裹体颗粒指数(GOI)数据观测及定量颗粒荧光(QGF)指数测定等多种方法和技术手段对沥青砂岩段的“黑砂”与“白砂”进行对比研究。结果表明, 沥青砂岩段的“白砂”没有油气进入或进入的油气量很少, 在确定志留系沥青砂岩有效厚度时应剔除“白砂”层的厚度。

**关键词:** 塔里木盆地; 志留系; 沥青砂岩; 有效厚度; 含油包裹体颗粒指数(GOI); 定量颗粒荧光(QGF)

塔里木盆地是典型的叠合盆地(贾承造, 1997; 郭召杰等, 2000; 汤良杰等, 2000; 庞雄奇等, 2002a), 具有多油源层、多期生排烃、多期成藏、多含油气层系和多种油气藏类型的特点(谢启来等, 2004; 汤良杰等, 2004), 油气藏经多期调整与破坏, 表现出油气成藏的旋回性(吕修祥等, 1996; 汤良杰等, 2000; 庞雄奇等, 2002b)。盆地内志留系具有广泛的沥青砂岩分布, 表明志留系早期聚集成藏的油气曾经遭受了严重的破坏。志留系沥青砂岩的厚度分布具有不均匀性, 从几米到一百多米不等, 岩心观察过程当中发现, 虽然沥青砂岩段厚度较大, 但并不是整段之内全部含有沥青, 沥青只是分布在物性较好的层段(如塔中37井、塔中23井、哈1井等), 岩心剖面上呈现出“黑白砂相间”的现象, “黑砂”的部分为含沥青层段, “白砂”的部分为不含沥青层段(图1a)。

“白砂”中曾经是否有油气进入对古油藏油气破坏量计算、古油藏规模估算等将产生重大的影响。以前的解释认为, 沥青砂是早期的油气藏后期被破坏, 沥青在物性差的砂岩条带里残留下来而形成的, 岩心中的“白砂”部分早期是含有油的。在结合前人研究成果的基础上, 使用先进的含油包裹体颗粒指数(GOI)方法和定量颗粒荧光(QGF)技术对沥青砂岩

段的“黑砂”和“白砂”进行对比研究, 以弄清在确定沥青砂岩有效厚度时是否去掉“白砂”部分的厚度。

## 1 研究方法及其结果

### 1.1 岩心物性对比

对塔中37井含沥青条带和相邻不含沥青条带进行了密集取样分析, 结果表明, 含沥青部分的“黑砂”物性好于不含沥青的“白砂”部分(图1b, 表1)。这一结果说明, 认为沥青砂是早期的油气藏后期被破坏, 沥青在物性差的砂岩条带里残留下来而形成的解释是不合理的。另外, 对志留系沥青砂岩段内“黑砂”与“白砂”的岩石薄片进行显微镜下岩石含油饱和度估测及普通岩石薄片鉴定, 可以看到, 不含沥青部分的“白砂”中灰质—基质含量相对较高, 有些呈基底式胶结, 次生加大少见, 粒度较细, 分选较好, “白砂”中几乎不含油或沥青(图2b); 而“黑砂”中石英次生加大发育, 多为再生式胶结, 灰质偶见, 并且沥青分布在石英自生加大颗粒的剩余孔隙中, “黑砂”中含有较多的油或沥青(图2a)(刘洛夫等<sup>①</sup>)。这说明油气充注时储层中特别是“白砂”中已有一定的成岩作用, “白砂”在早期油气成藏时, 油气根本没有进入或进入的比较少。

注: 本文为国家“973”重大基础研究发展规划项目(编号 G1999043310)和国家自然科学基金项目(编号 40472078)资助成果。

收稿日期: 2005-11-14; 改回日期: 2005-12-15; 责任编辑: 周健。

作者简介: 姜振学, 男, 1963年生, 博士, 副教授。1986年毕业于大庆石油学院石油地质专业。研究方向: 油气藏形成与分布规律, 盆地分析与油气资源评价。

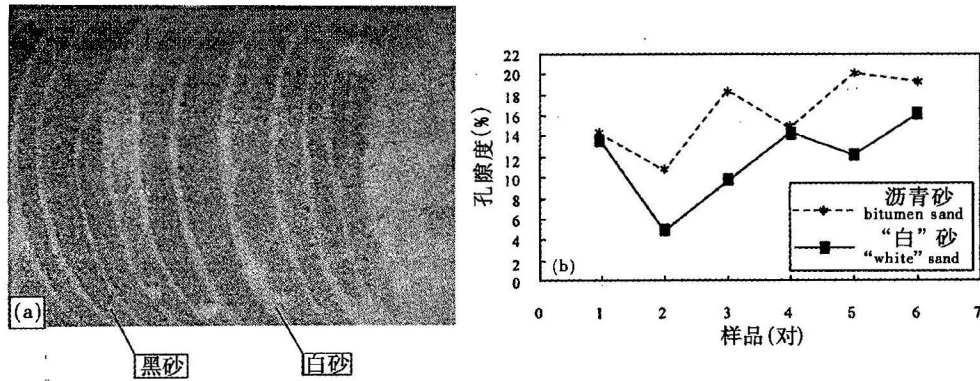


图 1 含沥青的“黑砂”与不含沥青的“白砂”对比

Fig. 1 Map showing the difference of black sandstone with bitumen and white sandstone without bitumen

(a)—TZ37井志留系“黑砂”与“白砂”; (b)—TZ37井志留系“黑砂”与“白砂”孔隙度对比

(a)—“Black sand”and “white sand”of Silurian System in well TZ37; (b)—porosity correlation of the “black sand” and “white sand”of Silurian System in well TZ37

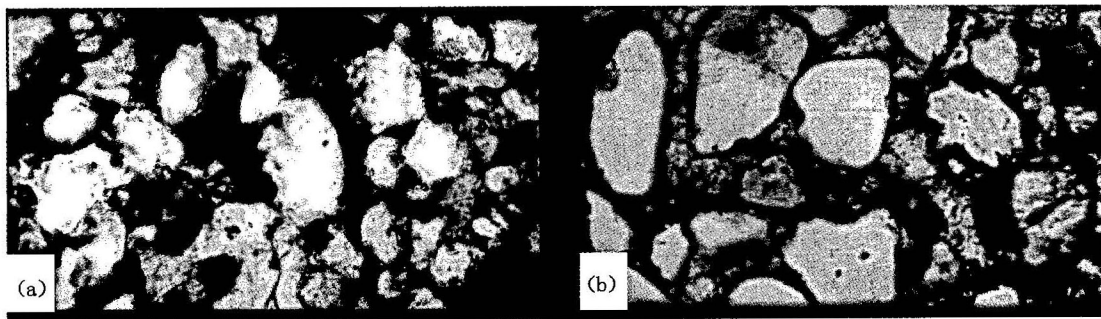


图 2 显微镜下“黑砂”与“白砂”照片对比(TZ11井, 4421.78m)

Fig. 2 Contrast between black sandstone and white sandstone showed by microscope

(a)—黑砂; (b)—白砂

(a)—Black sand; (b)—white sand

表 1 塔中37井志留系沥青砂、非沥青砂孔隙度对比表  
Table 1 Porosity compare between bituminous sandstone and non-bituminous sandstone in well TZ37 in the middle of the Tarim basin

样品组数	1	2	3	4	5	6
“黑砂”	14.1	11.03	18.2	14.8	20.2	19.2
“白砂”	13.4	4.9	9.81	14.4	12.1	16.1

### 1.2 含油包裹体颗粒指数(GOI)

GOI (Grains with/containing oil inclusions, Eadington et al., 1995)测定的是含有油包裹体的格架矿物颗粒占总矿物颗粒的百分比,即  $GOI(\%) = \frac{\text{包含含油包裹体的矿物颗粒数目} \times 100}{\text{总矿物颗粒数目}}$ 。Eadington 等(1995)提出用 GOI 指标来表征砂岩储集层的含油饱和度,根据样品的 GOI 值可以

对储集岩的含油性和油层性质进行评价,从而区分油层和水层(Eadington et al., 1995)。基于大量已知油田的实际资料,Eadington 等(1996)认为  $GOI < 1.0\%$ 时,储集层为水层或含油水层; $GOI > 5\%$ 为高含油饱和度,为油层。油层与水层 GOI 数据存在明显的数量级差别(图3)。

如果“白砂”中曾经有油气进入,那么当初“黑砂”与“白砂”部分都属于古油柱,它们的 GOI 数据不应该存在明显的差别。为此选取了志留系六口井的12对“黑砂”与“白砂”岩石样品制片,并在荧光显微镜下对薄片的 GOI 数据进行测定,测定结果见表2与图4。

由 GOI 测定数据得到“黑砂”的 GOI 值为  $2.67\% \sim 7.33\%$ ,平均  $4.83\%$ ;“白砂”的 GOI 值为

表2 志留系沥青砂岩段“黑砂”与“白砂”含油气性及GOI数据对比

Table 2 Contrast of hydrocarbon potential and GOI data between black sandstone and white sandstone in bituminous sandstone segment in Silurian

井号	井深(m)	岩石类型	百分含量(%)	粒 径			S <sub>0</sub> (%)	GOI(%)
				D <sub>max</sub> (mm)	D <sub>min</sub> (mm)	D <sub>mid</sub> (mm)		
TZ11	4449.7	白砂	40	0.40	0.04	0.06	2	2.33
TZ11	4449.7	黑砂	60	0.50	0.08	0.15	30	5.67
TZ117	4301.23	白砂	40	0.30	0.05	0.15	1	2.33
TZ117	4301.23	黑砂	60	0.25	0.05	0.10	15	4.00
TZ12	4335.67	白砂	40	0.23	0.03	0.08	2	1.33
TZ12	4335.67	黑砂	60	0.24	0.02	0.09	40	3.00
TZ12	4357.09	黑砂	—	0.20	0.05	0.12	70	7.33
TZ12	4357.09	白砂	—	0.24	0.06	0.12	30	1.67
TZ12	4374.43	黑砂	60	0.36	0.05	0.13	45	3.67
TZ12	4374.43	白砂	40	0.34	0.06	0.12	<3	1.00
TZ12	4384.31	白砂	45	0.40	0.04	0.11	3	1.67
TZ12	4384.31	黑砂	55	0.34	0.03	0.12	50	5.33
TZ12	4410.61	白砂	20	0.70	0.06	0.10	2	1.33
TZ12	4410.61	黑砂	80	0.30	0.04	0.12	40	2.67
TZ15	4443.7	白砂	80	0.22	0.03	0.12	<5	2.29
TZ15	4443.7	黑砂	20	0.23	0.04	0.12	45	5.68
TZ15	4444.5	白砂	25	0.18	0.02	0.12	<3	1.33
TZ15	4444.5	黑砂	75	0.21	0.04	0.12	45	5.33
TZ16	4185.9	白砂	15	0.60	0.02	0.06	1	0.67
TZ16	4185.9	黑砂	85	0.70	0.06	0.10	10	4.72
TZ16	4189.4	黑砂	—	0.30	0.06	0.15	30	5.15
TZ16	4189.4	白砂	—	0.20	0.04	0.06	0	0.20
TZ32	3792	白砂	20	0.60	0.10	0.30	1	0.80
TZ32	3792	黑砂	80	0.60	0.10	0.25	5	5.40

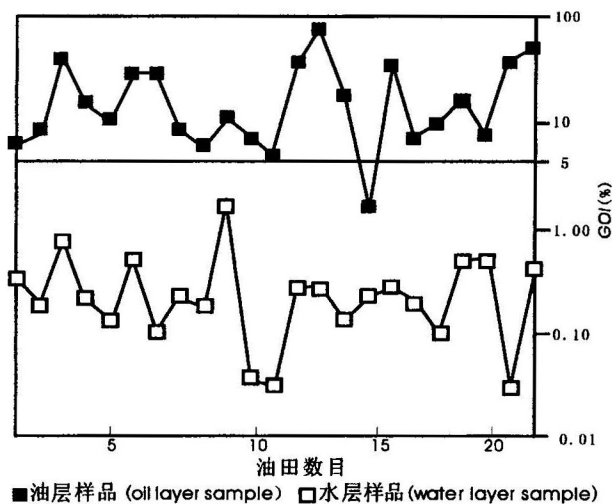


图3 油层与水层GOI数据对比(据Eadington等,1996修改),数据来自澳大利亚23个油田

Fig. 3 GOI data contrast between oil layer and water layer (according to Eadington, 1996, amended), data are collected from twenty three oil fields of Australia

0.20%~2.33%,平均为1.41%。可以看出,“黑砂”岩石样品的GOI值明显高于“白砂”岩石样品,这说明“白砂”早期仅有少量油气进入或没有油气进入。

### 1.3 定量颗粒荧光技术(QGF)

QGF技术(Quantitative grain fluorescence technology)是使用短波长的紫外光对储层岩石颗粒进行照射激发,测量岩石颗粒表面及岩石内部包裹体中烃类流体发出的荧光强度来检测古油柱的位置(Liu et al., 2001, 2002, 2003)。

研究表明,古油层具有其特有的QGF光谱范围,在光谱范围375~475nm间出现谱峰,大多数水层样品荧光光谱在这个范围内比较平缓;油层岩石样品的荧光光谱与水层样品相比,荧光的强度明显增强(图5)。QGF强度是通过计算且计算结果校正到300nm波长对应的荧光强度后得到的参数,这个参数反映的是375~475nm荧光光谱范围内平均荧光强度。现今的油层和古油层内QGF强度普遍大于4,由油层过渡到水层后,正常情况下QGF强度会突降至油层的几倍,由此就可以根据荧光强度和QGF

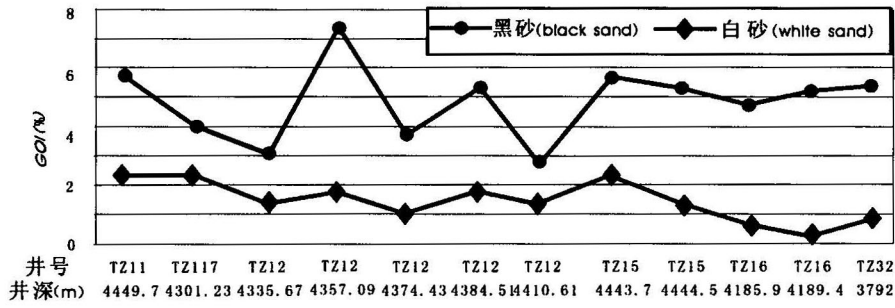


图 4 志留系沥青砂岩段“黑砂”与“白砂”GOI 数据对比

Fig. 4 GOI data contrast between black sandstone and white sandstone in bituminous sandstone segment in Silurian

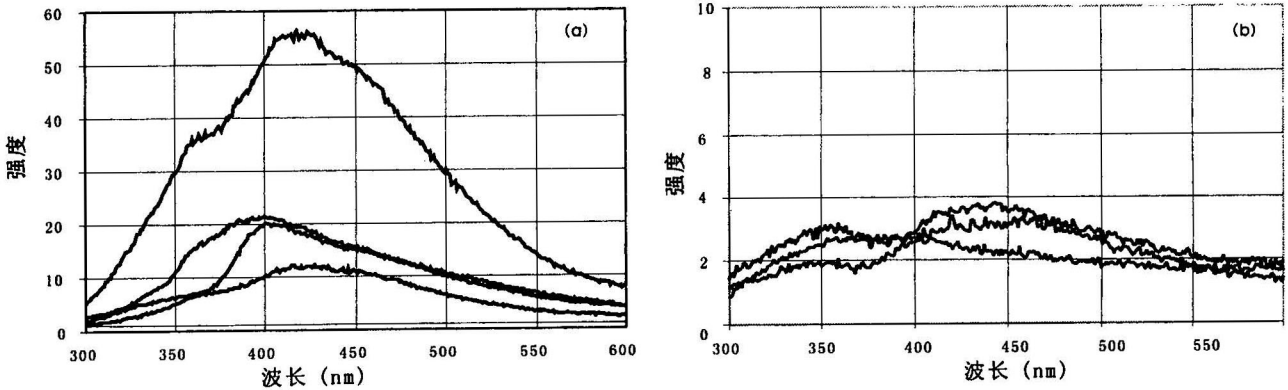


图 5 澳大利亚 Timor Sea 地区古油层与水层样品荧光强度变化(据 Liu K and Eadington, 2003, 未发表)

Fig. 5 Map showing fluorescence intensity change of palaeo oil layer and water layer in Timor Sea of Australia (after Liu K and Eadington, 2003, unpublished)

(a)—油层; (b)—水层

(a)—Oil layer; (b)—water layer

值在油藏剖面上急剧变化的位置来确定古油水界面的位置(Liu et al., 2001, 2002)。

由于含油与非含油储层岩石的 QGF 指数有明显的不同,如果“白砂”中曾经有油气进入,那么当初“黑砂”与“白砂”部分都属于古油柱,它们的 QGF 指数不应该存在明显的差别。为此选取了志留系“黑砂”与“白砂”岩石样品进行 QGF 指数测定,测定结果如图6所示。

QGF 指数测定结果显示,“黑砂”的 QGF 指数为6~14,“白砂”的 QGF 指数为0~3。可以看出,“黑砂”岩石样品的 QGF 指数明显高于“白砂”岩石样品,这也说明了“白砂”早期仅有少量油气进入或没有油气进入。

### 1.4 沥青砂岩有效厚度的确定

岩心观察过程中发现,志留系沥青砂中的稠油、软沥青和干沥青很多时候是不容易区分的,岩心观察尚且如此,未取心井段地质录井资料的误差就更

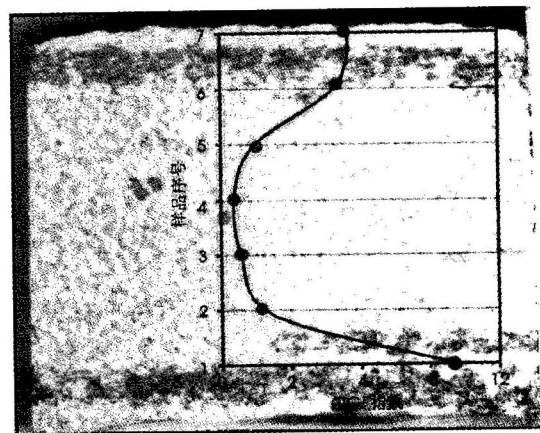


图 6 志留系沥青砂岩段“黑砂”与“白砂”QGF 指数对比

Fig. 6 GOI index contrast between black sandstone and white sandstone in the Silurian bituminous sandstone segment

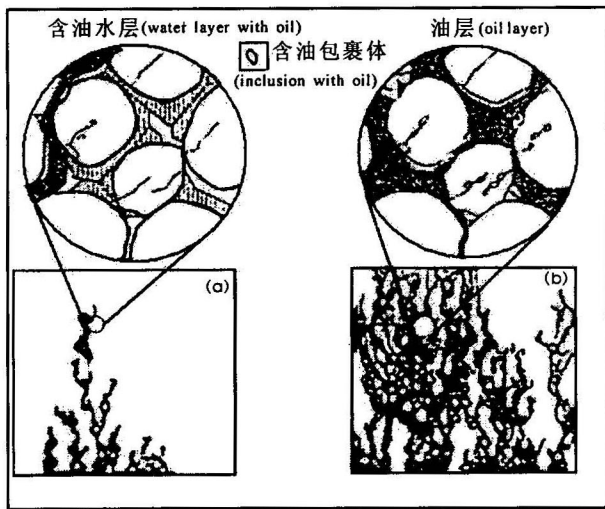


图7 储层含油饱和度与含油包裹体数量之间的关系模式图(据 Oxtoby 等, 1995修改)

Fig. 7 Map showing the relation of oil saturation and grains with oil inclusion in reservoirs (modified from Oxtoby et al., 1995)

大了,所以说,塔里木盆地志留系沥青砂的实际有效厚度并不是很大,据岩心观察统计,“黑砂”厚度约占沥青砂岩段厚度的60%。

## 2 沥青砂岩段“黑、白相间”现象解释

油气藏充注理论指出油气藏中油气首先进入具有最低孔隙排替压力的储层,随着更多石油运移而来,油气以一组向前推进的石油波阵面的方式充注进油藏。很多学者(England et al., 1987; Thomas et al., 1995; Hirsch et al., 1995)通过研究认为,储层岩石中有机包裹体的形成与石油充注过程有关。原油在非均质输导层或储集层运移时,如果没有阻隔层,地层毛细管压力将使原油沿最大的孔隙喉道网运移。在这种情况下,地层内只有少量孔隙与原油接触。实际资料表明,当原油在非均质输导层运移时,其含油饱和度很少超过1%~2%,只有少量矿物颗粒能截获原油形成含油包裹体(图7a);当圈闭中原油持续注入,储集层油柱升高、压力增大时,原油能克服毛细管压力进入更小的孔隙喉道,使储集层相应的含油饱和度增高,可达40%~90%;在储集层处于高含油饱和度且有稳定油柱的情况下,大部分孔隙与原油接触,这样就会在大量的矿物中发育含油包裹体(图7b)(Hirsch et al., 1995; Oxtoby et al., 1995)。对于志留系这种孔隙介质类型较单一的储层而言,物性好的储层一般排替压力较低,因而油气首

先进入到这些储层并开始聚集,形成一定饱和度的油藏,这一过程中形成的油包裹体也逐渐增多;但是由于志留系油气成藏后不久即遭受破坏,油气还未来得及进入或很少进入那些相邻的物性差的储层,相应地,这些储层中没有形成油包裹体或形成的数量很少,又由于油气藏遭受破坏速度高于油气运聚速度,因而形成今天这种物性好的“黑砂”中残留沥青,包裹体 GOI 数据和 QGF 指数较高,而物性差的“白砂”却“干干净净”,包裹体 GOI 数据和 QGF 指数较低的现象。当然,由于志留系古油藏埋藏较浅、成岩作用弱,总的来说,油包裹体的数量较少,包裹体 GOI 数据总体也比较低。

## 3 结论

(1)塔里木盆地志留系沥青砂岩段内“黑砂”岩石物性明显好于“白砂”岩石的物性。

(2)由 GOI 测定数据得到,“黑砂”的 GOI 值平均为4.83%，“白砂”的 GOI 值平均为1.41%，“黑砂”岩石样品的 GOI 值明显高于“白砂”岩石样品。

(3)QGF 指数测定结果显示,“黑砂”的 QGF 指数为6~14,“白砂”的 QGF 指数为0~3,“黑砂”岩石样品的 QGF 指数明显高于“白砂”岩石样品。

(4)采用多种方法对塔里木盆地志留系沥青砂岩段的“黑砂”与“白砂”进行对比,结果表明,沥青砂岩段中的“白砂”层段没有油气进入或者进入的油气量很少。在确定沥青砂岩段的有效厚度时,应该剔除“白砂”层段的厚度。据岩心观察统计,“黑砂”厚度约占沥青砂岩段厚度的60%。

致谢:澳大利亚科学与工业研究院石油资源部刘可禹高级研究员为课题实验帮助,在此表示衷心的感谢!

## 注 释

① 刘洛夫,肖中尧,方家虎. 1997. 塔里木盆地志留系沥青砂岩成因及作为烃源岩的可能性. 研究报告.

## 参 考 文 献

- 郭召杰,张志诚,贾承造,等. 2000. 塔里木克拉通前寒武纪基底构造格架. 中国科学(D辑),30(6):568~575.
- 贾承造. 1997. 中国塔里木盆地构造特征与油气. 北京:石油工业出版社,275~323.
- 吕修祥,张一伟,金之钧. 1996. 塔里木盆地成藏旋回初论. 科学通报,41(22):2064~2066.
- 庞雄奇,姜振学,左胜杰. 2002a. 叠合盆地构造变动破坏烃量研究方法探讨. 地质论评,48(4):384~390.
- 庞雄奇,金之钧,姜振学,等. 2002b. 叠合盆地油气资源评价问题及其研究意义. 石油勘探与开发,29(1):9~13.



- 汤良杰, 金之钧, 庞雄奇. 2000. 多期叠合盆地油气运聚模式. 石油大学学报, 24(4): 67~70.
- 汤良杰, 金之钧, 贾承造, 等. 2004. 库车前陆褶皱—冲断带前缘大型盐推覆构造. 地质学报, 78(1): 17~25.
- 谢启来, 周中毅, 施继锡, 等. 2004. 塔里木盆地塔中地区下古生界二次生烃的类型及其特征. 地质论评, 50(4): 377~383.
- Eadington P J, et al. 1995. Identifying oil well sites. United States Patent Application, 8: 506~181.
- Eadington P J, Lisk M, Krieger F W. 1996. Identifying oil well sites. United States Patent, 5: 543~616.
- England W A, et al. 1987. The movement and entrapment of petroleum fluid in the subsurface. Journal of the Geological Society, 144: 327~347.
- Hirsch L M, Thompson A H. 1995. Minimum saturation and buoyancy in secondary migration. AAPG Bulletin, 79: 676~710.
- Liu K, Kurusingal J, Coghlan D, et al. 2001. Quantitative Grain Fluorescence (QGF), A technique to detect (palaeo-)oil zones by measuring trace fluorescence from reservoir grains. CSIRO Petroleum Unrestricted Report, 01~001.
- Liu K, Coghlan D, Cable T, et al. 2002. Quantitative Grain Fluorescence (QGF) Procedure's Manual and Explanation Notes. CSIRO Confidential Report: 02~060.
- Liu K, Eadington P, Coghlan D. 2003. Fluorescence evidence of polar hydrocarbon interaction on mineral surfaces and implications to alteration of reservoir wet-ability. Journal of Petroleum Engineering, 39: 275~285.
- Oxtoby N H, Mitchell A W, Gluyas J G. 1995. The filling and emptying of the Ula Oilfield: fluid inclusion constraints. In: Cubbit J M, England W A, eds. The Geochemistry of Reservoirs. Geological Society Special Publication, 86: 141~57.
- Thomas M M, Clouse J A. 1995. Scaled physical model of secondary oil migration. AAPG Bulletin, 79: 19~29.

## Determination Methods of Effective Thickness of Silurian Bituminous Sandstone in the Tarim Basin

JIANG Zhenxue<sup>1,2)</sup>, PANG Xiongqi<sup>1,2)</sup>, WANG Xiandong<sup>3)</sup>, ZHANG Jun<sup>1,2)</sup>, LI Hongyi<sup>1,2)</sup>

1) Basin and Reservoir Research Center, China University of Petroleum, Beijing, 102249

2) Key Laboratory for Hydrocarbon Accumulation Mechanism of Ministry of Education, Beijing, 102249

3) Research Institute of Exploration and Development, Daqing Oilfield Company Ltd., Daqing, Heilongjiang, 163712

### Abstract

The distribution of bituminous sandstone is extensive in Silurian in the Tarim Basin, and its thickness varies largely in different areas, ranging from several meters to more than one hundred meters. It is discovered by observing cores that bituminous sandstone segments are not full of bitumen. In intercalation of black sandstone and white sandstone, only the black part contains bitumen. Whether hydrocarbon once migrated into the white sandstone is very important to the calculation of the quantity of bituminous sandstone and reserves of original petroleum pool, and to the evaluation of residual resources in the Silurian rocks. Samples of black sandstone and white sandstone are collected separately and compared by means of physical property demarcation, observing lithology by microscope, grains containing oil inclusion (GOI) technology and quantitative grains fluorescence (QGF) technology. The results show that there was little hydrocarbon, or none, migrated into the white sandstone of bituminous sandstone segments, and therefore, the thickness of white sandstone should be deducted to determine effective thickness of bituminous sandstone.

**Key words:** Tarim basin; Silurian; bituminous sandstone; effective thickness; grains containing oil inclusion (GOI); quantitative grains fluorescence (QGF)