

塔北地区志留系典型油气藏古油水界面恢复

姜振学^{1,2}, 王显东³, 庞雄奇^{1,2}, 张俊^{1,2}, 田丰华²

1. 中国石油大学盆地与油藏研究中心, 北京 102249

2. 中国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. 大庆石油管理局勘探开发研究院, 黑龙江大庆 163712

摘要: 油气藏油水界面的变迁记录了油气藏形成以后调整、改造甚至破坏的历史。恢复各地质时期的古油气水界面的位置, 可以帮助我们确定地下烃类流体运聚成藏的时间, 恢复流体成藏后的变迁、调整过程, 认识油气藏形成、分布的规律, 对研究区作出较为准确的资源评价。应用含油包裹体颗粒指数(GOI)方法和定量颗粒荧光(QGF)技术对塔北地区典型油气藏的古油水界面进行了恢复, 结果表明, 塔北地区志留系古油藏古油水界面的位置低于现今沥青砂岩段底界的位置, 沥青砂岩段底界并不是古油层的底界, 在沥青砂岩段之下还有一段古油柱。在油藏破坏过程中, 这部分原油运移到构造的高部位了, 没有在原地留下沥青, 沥青砂的厚度小于古油柱的厚度, 这意味着古油藏的规模要大于现今油藏规模。

关键词: 塔北地区; 志留系; 古油水界面恢复; 含油包裹体颗粒指数(GOI); 定量颗粒荧光(QGF)。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2006)02-0201-08

收稿日期: 2005-08-22

Paleohydrocarbon Water Contact Restoration of Typical Silurian Oil and Gas Reservoirs in the Northern Tarim Basin

JIANG Zhen-xue^{1,2}, WANG Xian-dong³, PANG Xiong-qi^{1,2}, ZHANG Jun^{1,2}, TIAN Feng-hua²

1. Basin & Reservoir Research Center, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

2. Key Laboratory of Hydrocarbon Accumulation Mechanism, Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Daqing Oilfield, CNPC, Daqing 163712, China

Abstract: Changes in hydrocarbon-water contact record the history of the adjustment, reconstruction and even destruction of reservoirs. Restoring the positions of paleohydrocarbon-water contact of reservoirs in different periods of geological history can determine the timing of migration, accumulation of hydrocarbon and reservoir adjustment. This can aid in understanding the laws governing the formation and distribution of reservoirs and assist in the evaluation of petroleum resources. The paleohydrocarbon-water contact of the typical reservoirs in northern Tarim was restored using the methods of GOI and QGF. The results show that the paleohydrocarbon-water contact of Silurian reservoirs in the northern Tarim is lower than the bottom of the current asphalt sandstone. That is, there is a paleo-oil column below the current asphalt sandstone and the oil in it has migrated into the structural high and has not left the asphalt during the period of the reservoir's destruction. So, the thickness of asphalt sandstone is less than the height of the paleo-oil column, which means the size of paleoreservoirs is bigger than that of current reservoirs.

Key words: northern Tarim basin; Silurian; paleohydrocarbon water contact restoration; GOI; 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, 2002), 造、多层系含油气和多种油气藏类型的特点, 存在着多期油气的调整与破坏, 表现出油气成藏的旋回性, 具有多油源层、多期生排烃、多期成藏、多期调整改造(吕修祥等, 1996; 庞雄奇等, 2002)。盆地内志留系有

基金项目: 国家自然科学基金项目(No. 40472078); 国家重大基础研究发展规划“973”项目(G1999043310)。

作者简介: 姜振学(1963—), 男, 副教授, 主要从事油气藏形成与分布规律和盆地分析与油气资源评价研究。E-mail: jiangzx@cup.edu.cn

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.

油气藏油水界面的变迁记录了油气藏形成以后调整、改造,乃至破坏的历史.通过恢复油气藏在各地质历史时期的古油水界面的位置,可以确定出地下烃类流体运聚成藏的时间,同时也可以恢复流体成藏后的变迁、调整过程,帮助准确认识油气藏形成和分布规律,为油气藏成藏特征和储量参数研究奠定基础.目前在塔北地区志留系没有发现工业油流,但通过钻井资料发现志留系存在厚度很大的沥青砂岩段,而沥青砂岩是志留系古油藏遭受破坏的产物.其中最厚的哈 1 井沥青砂厚度达到 150 多 m.采用世界上比较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(Lisk and Eadington, 1994; Liu *et al.*, 2001)对塔北地区志留系古油藏的古油水界面进行恢复,其成果对于恢复塔里木盆地志留系古油藏成藏过程,准确评价志留系油气资源远景和指导油气勘探具有重要的意义.

1 古油水界面恢复方法

确定现今油水界面的方法很多,如可以通过录井、测井及地震的方法,应用气相色谱技术和热解的方法(张春明等,1998),压—深交汇法和静压测试法(李星军等,1998)等.但是对于古油水界面恢复的方法,详细介绍的文献却很少.国内外许多学者的研究成果可以帮助和指导进行古油水界面的恢复(王显东等,2003).目前来看,比较有效的方法有棒色谱(TCL—FID)方法(Karlsen and Larter, 1991;王占生等,1995)、含油包裹体颗粒指数方法(GOI)(Lisk and Eadington, 1994; Eadington, 1995; Oxtoby *et al.*, 1995; Lisk *et al.*, 1996, 2002; O'Brien *et al.*, 1996)及定量颗粒荧光技术(QGF)(Liu *et al.*, 2001, 2002, 2003)等.

1.1 GOI 方法

GOI (grains with/containing oil inclusions, eadington *et al.*, 1995)测定的是含油包裹体的格架矿物颗粒占总矿物颗粒的百分比,即 $GOI(\%) = \text{含油包裹体的矿物颗粒数目} \times 100 / \text{总矿物颗粒数目}$.在 GOI 提出之前,测定砂岩储层中的含油包裹体的丰度采用的是测定岩石中实际含有的油包裹体数目占总包裹体数目的百分比,即 OIA(oil inclusion abundance, Oxtoby *et al.*, 1995). Eadington

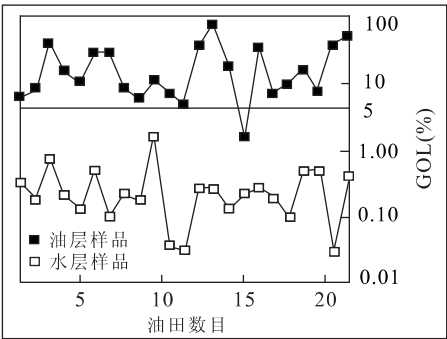


图 1 油层与水层 GOI 数据对比(据 Eadington *et al.*, 1996 修改.数据来自澳大利亚 23 个油田)

Fig. 1 GOI data contrast between oil layer and water layer

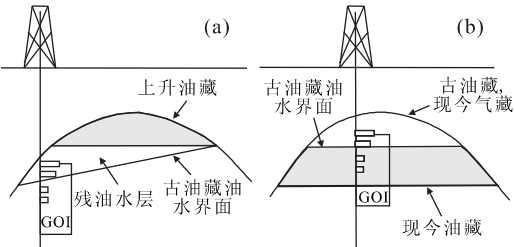


图 2 利用 GOI 数据恢复古油藏油水界面示意图(据朱扬明,1999 修改)

Fig. 2 Oil-water contact sketch map of ancient oil reservoir recovered by GOI data

a. 构造运动造成古油水界面发生变化;b. 天然气排驱原油造成古油水界面发生变化

(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做出评价,从而区分油层和水层.基于大量已知油田的实际资料,Eadington *et al.* (1996)认为,GOI<1.0%时,储集层为水层或含油水层;GOI>5%时,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 1),由此就可以确定油藏古油水界面及古油柱的高度.利用 GOI 方法不但可以确定由构造变动或水动力条件引起的油藏油水界面变迁的情况(图 2a),还能确定由于后期天然气充注对古油藏中原油进行排驱造成的油藏油水界面变迁的情况(图 2b).

1.2 QGF 技术

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,通过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确定古油柱的位置.QGF测定使用的是经过粉碎和清洗过的、

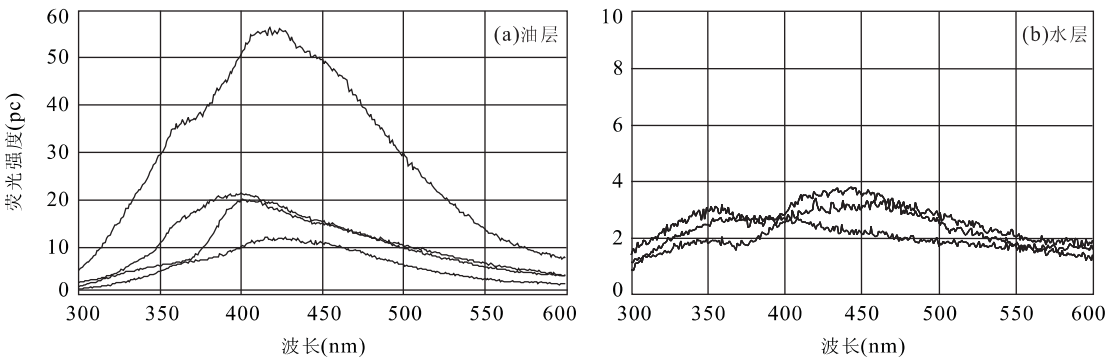


图 3 澳大利亚 Timor Sea 地区古油层与水层样品荧光强度变化(Liu and Eadington, 2003,未出版)

Fig. 3 Map showing fluorescence intensity variation of ancient oil layer sample and water layer sample in Timor Sea area of Australia

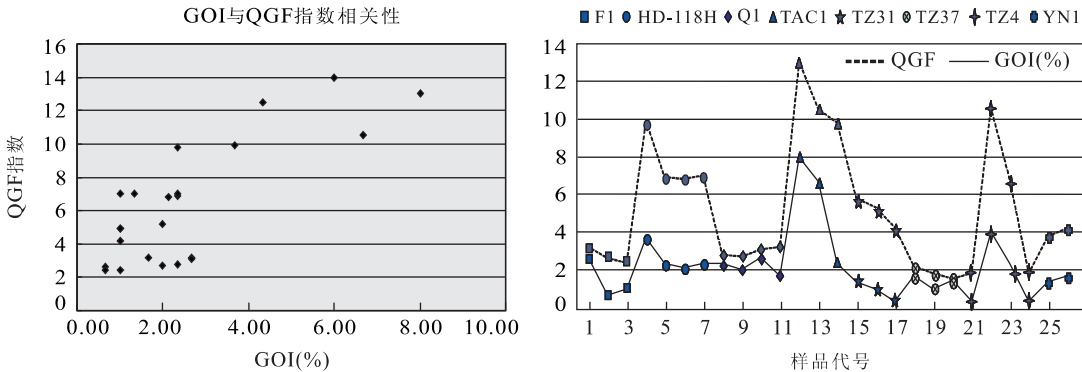


图 4 GOI 数据与 QGF 指数的相关性(数据来自塔里木盆地志留系储层样品实测数据)

Fig. 4 Correlation of GOI data and QGF index

干燥的储层岩石颗粒样品(Liu *et al.* , 2001, 2002, 2003).

研究表明,古油层具有独自的 QGF 光谱范围:在光谱范围 375~475 nm 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 3). QGF 指数是通过计算且计算结果校正到 300 nm 波长对应的荧光强度后得到的参数,这个参数反映的是 375~475 nm 荧光光谱范围内平均荧光强度. 现今的油层和古油层内 QGF 指数普遍大于 4,由油层过渡到水层后,QGF 指数正常情况下会突降至油层的几分之一,甚至几十分之一,由此就可以根据荧光强度和 QGF 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).

1.3 GOI 数据与 QGF 指数的相关性研究

GOI 方法对古油水界面的确定是在显微镜下直接测定储层岩石中的有机流体包裹体丰度,而 QGF 技术对古油水界面的确定则主要是通过测定储层岩石中有机包裹体中烃类发出的荧光强度来间

接地测定储层岩石中有机流体包裹体的丰度. GOI 数据与 QGF 指数都能反映岩石含油饱和度的高低,且两者具有很好的一致性,呈线性相关,即储层中含油包裹体丰度高时,GOI 数据和 QGF 指数同时都很高;反之,两者都很低(图 4).

2 研究区简介

塔里木盆地志留系现今次级构造带主要是晚加里东运动和印支—燕山运动叠加的综合结果. 晚加里东运动的构造轴线为近东西向,下古生界油源的第一期油气充注基本受控于这些构造,形成了志留系古油藏. 这些部位同时也是海西早期构造运动的主要剥蚀区,古油藏遭受破坏形成沥青.

志留系沥青砂岩主要分布于古构造局部构造高部位,是志留系古油藏油气遭受破坏的产物(图 5)^①,塔北地区的沥青砂岩的分布具有从构造低

①梁狄刚,金之钧,2002. “九五”国家重点科技攻关项目(No. 99-111-01-03).

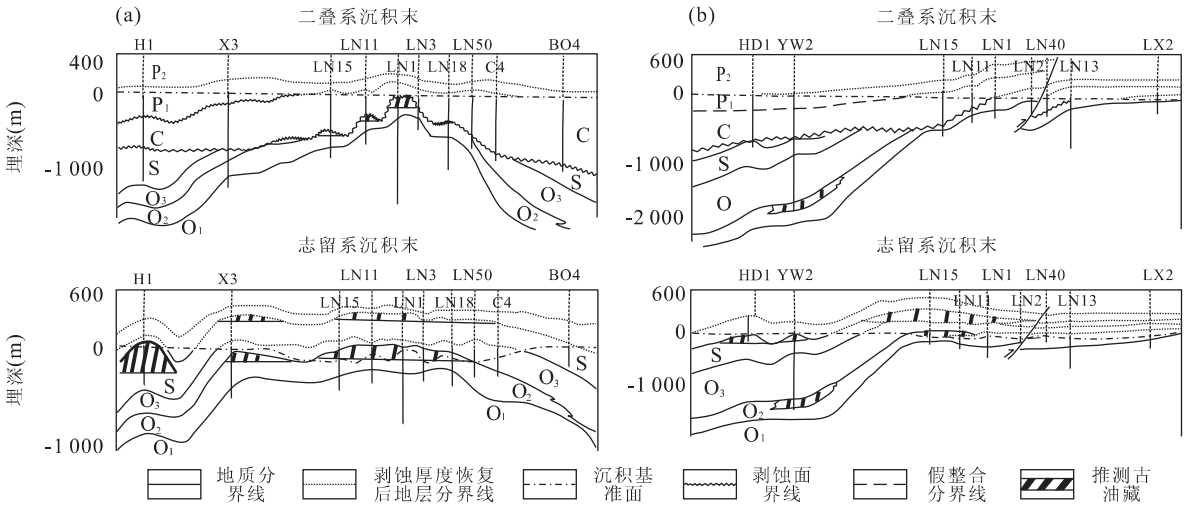


图 5 塔北地区油藏剖面演化

Fig. 5 Oil reservoir section evolution diagram of the northern Tarim basin

a. 塔北东西向剖面; b. 塔北南北向剖面

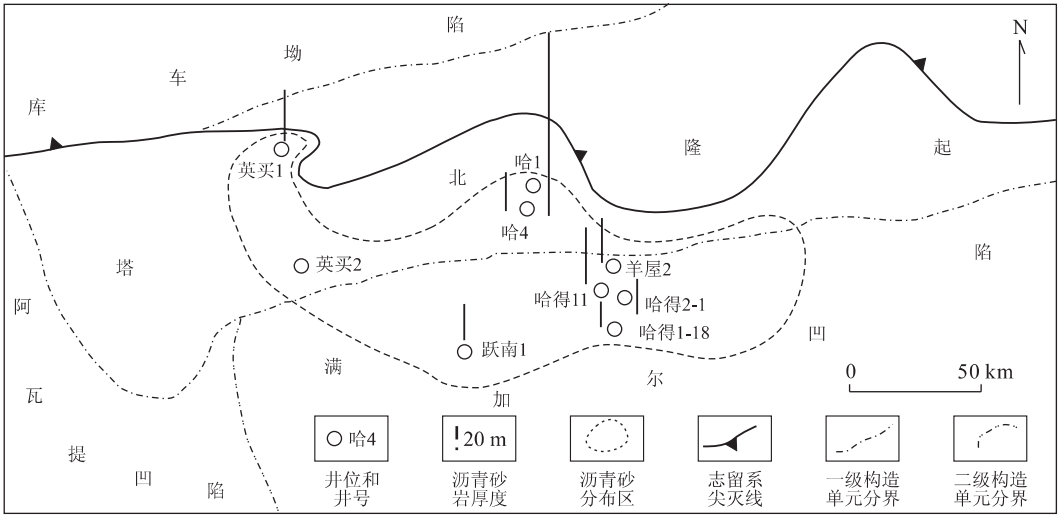


图 6 塔北地区沥青砂岩的分布

Fig. 6 Asphalt sandstone distribution of the northern Tarim basin

部位向构造高部位沥青砂厚度逐渐增大的特点(图 6). 这可能是在地层抬升过程中, 由于塔北地区储层物性相对较好, 油气在破坏时, 构造低部位的油气向高部位运移补充, 在构造高部位始终有更多的油气遭受氧化—降解破坏, 从而形成更多的沥青砂.

3 塔北地区志留系典型油气藏古油水界面的恢复

3.1 样品选取与测定情况

在塔北地区主要选取了哈 1(HA1)、跃南 1

(YN1)和哈得 1—18H(HD1—18H)3 口井的岩心和岩屑样品, 其中对哈 1 井和跃南 1 井主要进行了 QGF 测定, 对哈得 1—18H 井进行了 GOI 和 QGF 测定. 哈得 1—18H 井 GOI 数据的测定结果见表 1.

3.2 实验结果分析

通过对塔北地区的 HD1—18H 井储层岩石样品进行的 GOI 和 QGF 测定结果的分析(图 7), 可以看到, 5 477~5 496 m 为古油层段, 5 499 m 推测为古油水界面. 岩心观察发现 5 477 m 之上有沥青砂分布, 之下没有, 岩性为灰色细砂岩, 物性较好. 这说明沥青砂段底界并不是古油层的底界, 在沥青砂岩段之下还有一段古油柱, 在油藏破坏过程中, 这部分原

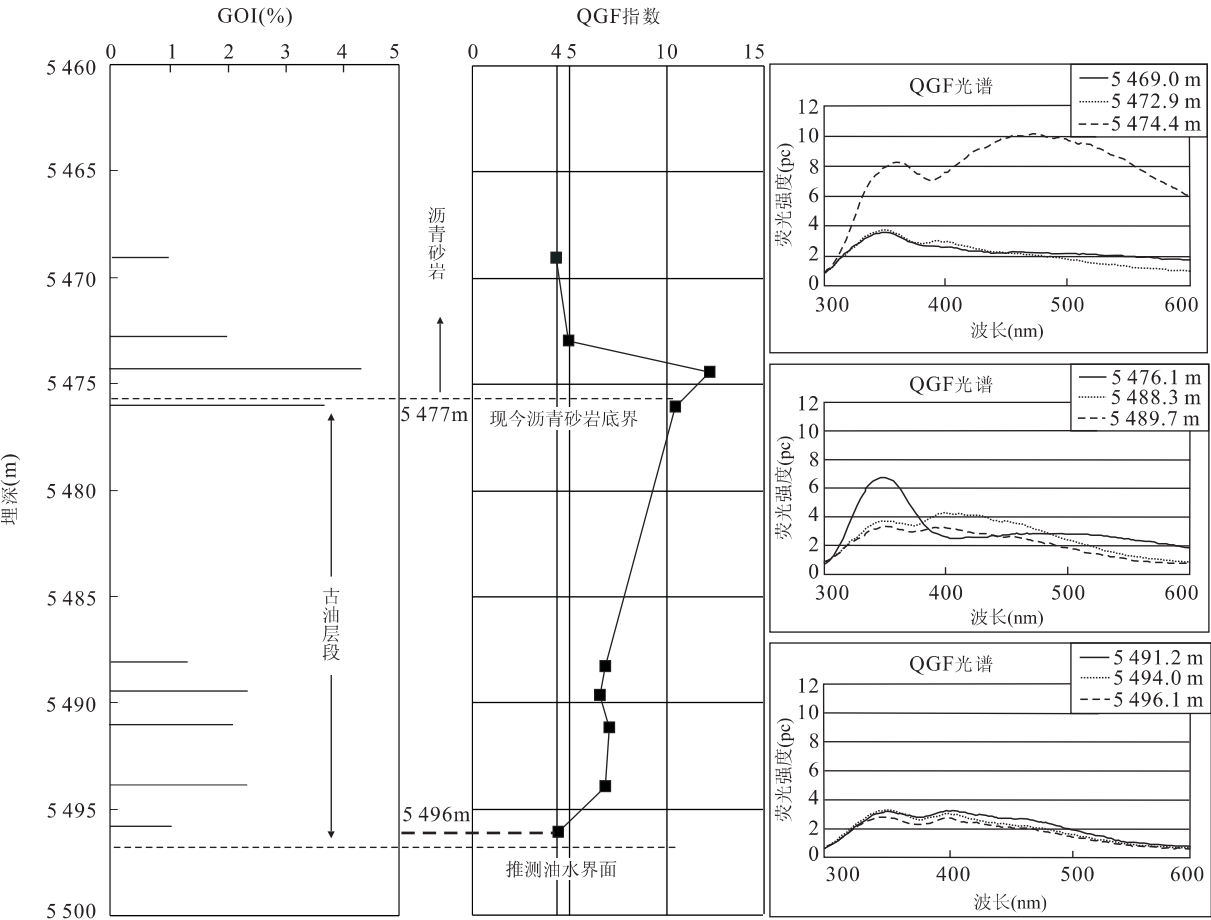


图 7 GOI 与 QGF 指数确定 HD1—18H 井古油水界面

Fig. 7 Ancient oil-water contact of HD1—18H confirmed by GOI and QGF index

表 1 哈得 1—18H 井 GOI 数据测定结果

Table 1 GOI data testing results of HD 1-18H well

井号	井深(m)	统计颗粒数(个)	含油包裹体颗粒数(个)	GOI(%)
HD1—18H	5 469.03	300	3	1.00
HD1—18H	5 469.03	300	2	0.67
HD1—18H	5 472.93	300	6	2.00
HD1—18H	5 474.43	300	13	4.33
HD1—18H	5 476.08	300	11	3.67
HD1—18H	5 488.31	300	4	1.33
HD1—18H	5 489.60	300	7	2.33
HD1—18H	5 491.16	330	7	2.12
HD1—18H	5 493.96	300	7	2.33
HD1—18H	5 496.10	300	3	1.00

映上述特点,但可以说明沥青段属古油层段(图 8b)。

通过测定结果分析,结合塔北地区古构造背景和石油地质条件,认为目前塔北地区钻遇志留系的探井中发现的沥青砂岩段底界并不代表古油藏破坏前古油柱的底界,在现今沥青砂岩段之下还有一段古油柱,在油藏破坏过程中,这部分原油运移到构造的高部位了,没有在原地留下沥青。从中可以看出塔北地区志留系古油藏规模要大于现今沥青砂代表的油气藏规模。

4 讨论

油运移到构造的高部位了,没有在原地留下沥青。

哈 1 井的 QGF 指数同样反映上述情况(图 8a), 6 338 m 以上见沥青,但 6 338 m 以下样品的 QGF 值仍然很高,推测为古油层段,由于取样的原因,据目前样品的分析结果还不能得到古油水界面的位置;哈 1 井南面的跃南 1 井据目前样品的分析结果虽不能反

虽然 QGF 技术测量的荧光强度还包括了岩石表面油气发出的荧光,不是完全反映储层岩石中有机流体包裹体丰度,仍然可以说 QGF 技术是间接地测定储层岩石中有机流体包裹体的丰度,从研究的结果可以看出,塔里木盆地志留系古油层岩石有机流体包裹体丰度普遍较低,与国外油田相比低得多。

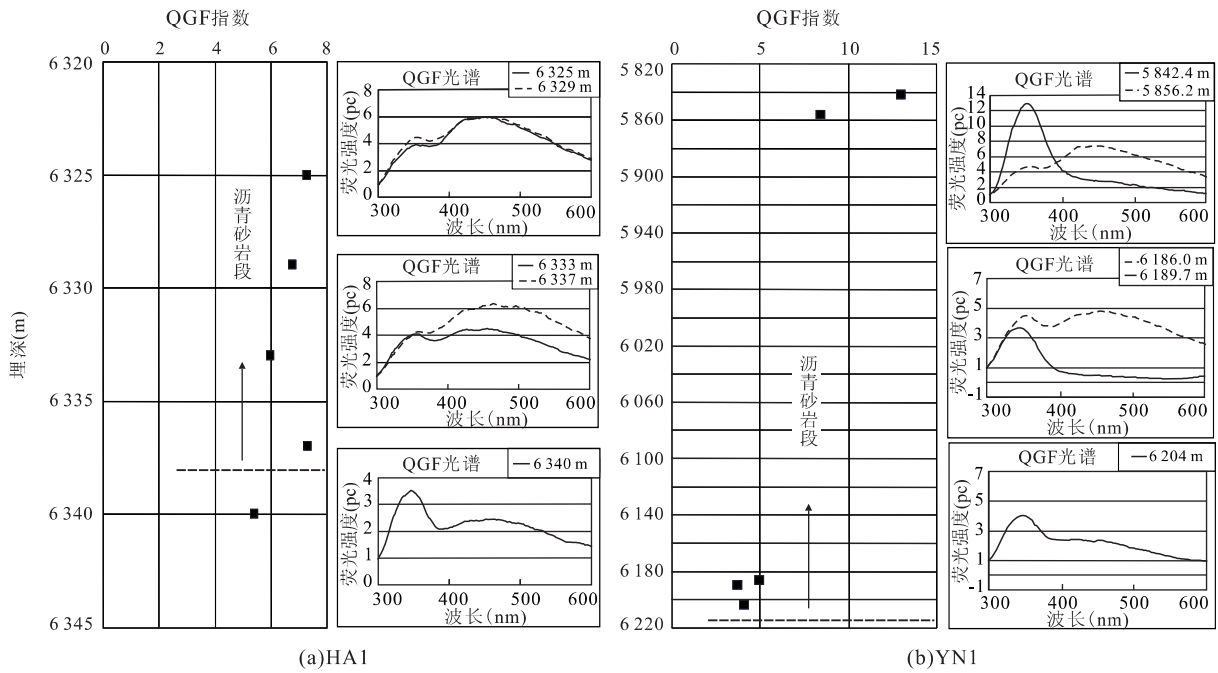


图 8 哈 1 井(a)与跃南 1 井(b)QGF 指数变化
Fig. 8 QGF index variation of HA1 well (a) and YN1 well (b)

有机流体包裹体在油气成藏方面的应用是基于许多学者在对油藏储层中的油气充注过程和含油包裹体捕获过程的研究提出的。目前,国内外学者普遍接受有机流体包裹体的形成(捕获)与原油充注的过程有关,是一个连续的逐渐加强的过程,也可以说有机流体包裹体数量是储层中含油饱和度连续变化的记录(Lisk *et al.*, 1996)。一些学者还建立了油气充注过程中储层含油饱和度与含油包裹体形成数量之间的关系模式(Oxtoby *et al.*, 1995)。由于储层岩石中的流体包裹体是在岩石成岩作用过程中形成的,而地层水与岩石矿物的相互作用是储层成岩作用的主要方式,是储层胶结物或自生矿物形成的主要途径,当烃类流体注入储层,随着含油气饱和度增加,石油在储集层的聚集就会改变孔隙水的化学组成,导致孔隙水中无机离子浓度降低,并直接通过碳酸盐胶结作用改变 pH 值,或通过烃类流体部分替换孔隙水而阻碍了矿物—离子之间的质量传递,使孔隙流体与矿物之间的反应受抑制或中止。与此相对应,储层中一些成岩作用受到抑制,另一些成岩作用则被中止,从而抑制了自生矿物的形成以及矿物的交代和转化。因此,一些学者认为原油大量充注进入储层后排替了地层水,阻滞了岩石的成岩作用,也就不再形成包裹体(Hawkings, 1978; Saigal *et al.*, 1992; Nedkvitne *et al.*, 1993; Marchand *et al.*, 2000,

2001, 2002)。但是一些学者认为,硅质碎屑的油藏储层中,水是主要的润湿相,所以即使是在储层中含油饱和度很高的情况下,成岩作用仍然会继续,包裹体的形成仍然在进行,只是进行的速率会降低(Walderhaug, 1994a, 1994b, 1996; 蔡春芳等, 2001)。Kihle and Johansen(1994)还通过实验证实矿物晶体与原油层之间往往存在一薄层盐水溶液,在局部地方,即使油气的饱和度较高,由于薄层水溶液的存在而使得结晶作用仍然可以进行,关键是否存在油气的超饱和,而不是油气饱和的百分率。研究表明,志留系储层岩石有机流体包裹体丰度低并不是油气充注过程中排替了地层水而使成岩矿物形成受到抑制,而可能是由于当时志留系古油藏埋藏较浅,成岩作用弱,且油气成藏不久就遭到破坏,还未来得及形成包裹体;油气破坏后形成沥青,沥青的存在阻止了后期油气的进入,使储层中后期形成的包裹体也很少,显微镜下可以看到志留系储层中往往是大量沥青呈块状充填在颗粒间隙中充当填隙物。虽然如此,可以看出 GOI 方法和 QGF 技术仍是有效的,只是具体应用时不能死搬硬套国外的标准。

5 结论

(1)GOI 法和 QGF 技术是判断油水层的有效

方法。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;油层和古油层内QGF指数普遍大于4,由油层过渡到水层后QGF指数正常情况下会突降至油层的几分之一,甚至几十分之一。(2)通过使用GOI方法和QGF技术对塔北地区志留系古油藏的古油水界面进行恢复,证实了这2种方法是非常有效的。(3)塔北地区现今沥青砂岩段的底界并不代表古油藏破坏前古油柱的底界,古油柱高度大于沥青砂岩段厚度,古油藏规模更大。

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给予了大量的帮助,在此表示衷心的感谢!

References

- Cai, C. F., Gu, J. Y., Cai, H. M., 2001. Effect of hydrocarbon emplacement on diagenesis of Silurian sandstone of central Tarim basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 19(1): 60—63 (in Chinese with English abstract).
- Eadington, P. J., 1995. Identifying oil well sites. United States Patent Application, No. 08/506, 181.
- Eadington, P. J., Lisk, M., Krieger, F. W., 1996. Identifying oil well sites. *United States Patent*, 5: 543—616.
- Guo, Z. J., Zhang, Z. C., Jia, C. Z., et al., 2000. Tectonic framework of Precambrian basement in Tarim craton. *Science in China (Series D)*, 30(6): 568—575 (in Chinese).
- Hawkins, P. J., 1978. Relationship between diagenesis porosity reduction and oil emplacement in Late Carboniferous sandstone reservoirs, Bothamsall Oil Field. *E. Midlands, Journal of Geological Society of London*, 135: 7—24.
- Jia, C. Z., 1997. Tectonic patterns and oil and gas in Tarim basin, China. Petroleum Industry Press, Beijing, 275—323 (in Chinese).
- Karlsen, D. A., Larter, S., 1991. Analysis of petroleum fractions by TLC-FID: Applications to petroleum reservoir description. *Organic Geochemistry*, 17: 603—617.
- Kihle, J., Johansen, H., 1994. Low-temperature isothermal trapping of hydrocarbon fluid inclusion in synthetic crystals of KH_2PO_4 . *Geochim. Cosmochim. Acta*, 58: 1193—1202.
- Li, X. J., Wu, H. B., Xi, B. R., 1998. Confirmation of oil-water contact of Xinzhan struc-lithological reservoir in Songliao basin. *Oil Exploration and Development*, 17(1): 12—13 (in Chinese with English abstract).
- Lisk, M., Eadington, P. J., 1994. Oil migration in the Cartier Trough, Vulcan sub-basin. In: Purcell, P. G., Purcell, R. R., eds. The sedimentary basins of WA, Proceedings, PESA Symposium, Perth 302—312.
- Lisk, M., George, S. C., Summons, R. E., et al., 1996. Mapping hydrocarbon charge histories: Detailed characterization of the south Pepper oil field, Carnarvon basin. *APPEA Journal*, 445—463.
- Lisk, M., O'Brien, G. W., Eadington, P. J., 2002. Quantitative evaluation of the oil-leg potential in the Oliver gas field, Timor Sea, Australia. *AAPG Bulletin*, 86: 1531—1542.
- 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 wetability. *Journal of Petroleum Engineering*, 39: 275—285.
- 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—010.
- Lü, X. X., Zhang, Y. W., Jin, Z. J., 1996. Discussion on oil and gas accumulation circles of Tarim basin. *Chinese Science Bulletin*, 41(22): 2064—2066 (in Chinese).
- Marchand, A. M. E., Haszeldine, R. S., Macaula, C. I., et al., 2000. Quartz cementation inhibited by crestal oil charge: Miller deep water sandstone, UK North Sea. *Clay Minerals*, 35: 205—214.
- Marchand, A. M. E., Haszeldine, R. S., Smalley, P. C., et al., 2001. Evidence for reduced quartz cementation rates in oil-filled sandstones. *Geology*, 29: 915—918.
- Marchand, A. M. E., Smalley, P. C., Haszeldine, R., S., et al., 2002. Note on the importance of hydrocarbon fill for reservoir quality prediction in sandstones. *AAPG Bulletin*, 86: 1561—1571.
- Nedkvitne, T., Karlsen, D. A., Bjørøykke, K., et al., 1993. Relationship between reservoir diagenetic evolution and petroleum emplacement in the Ula field, North Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 10: 255—270.
- 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.

- O'Brien, G. W., Lisk, M., Duddy, I., et al., 1996. Late Tertiary fluid migration in the Timor Sea: A key control on thermal and diagenetic histories. *APPEA Journal*, 399—425.
- Pang, X. Q., Jin, Z. J., Jiang, Z. X., et al., 2002. Evaluation of hydrocarbon resources of superimposed basin and its significance. *Petroleum Exploration and Development*, 29(1): 9—13 (in Chinese with English abstract).
- Saigal, G. C., Bjørlykke, K., Larter, S. R., 1992. The effects of oil emplacement on diagenetic processes: Examples from the Fulmar reservoir sandstones, Central North Sea. *AAPG Bulletin*, 76: 1024—1033.
- Tang, L. J., Jin, Z. J., Pang, X. Q., 2002. Hydrocarbon migration and accumulation models of superimposed basin. *Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science)*, 29(1): 9—13 (in Chinese with English abstract).
- Walderhaug, O., 1994a. Precipitation rates for quartz cement in sandstones determined by fluid-inclusion microthermometry and temperature-history modeling. *Journal of Sedimentary Research*, 64: 324—333.
- Walderhaug, O., 1994b. Temperatures of quartz cementation in Jurassic sandstones from the Norwegian continental shelf—Evidence from fluid inclusions. *Journal of Sedimentary Research*, 64: 311—323.
- Walderhaug, O., 1996. Kinetic modeling of quartz cementation and porosity loss in deeply buried sandstone reservoirs. *AAPG Bulletin*, 80: 731—745.
- Wang, X. D., Jiang, Z. X., Pang, X. Q., 2003. Summarization of the paleohydrocarbon water contact restoring methods. *Advance in Earth Science*, 18(3): 412—419 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Z. S., Sun, W. L., Wang, S. Q., et al., 1995. TLC-FID analysis of crude oil composition and its primary application. *Oil & Gas Geology*, 16(3): 224—226 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, C. M., Fang, X. L., Zhu, J. Z., 1998. Determining oil water contact in carbonate reservoir using pyrogeneration and gas chromatography. *Petroleum Exploration and Development*, 25(2): 24—26 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, Y. M., 1999. Fluid inclusion application in oil and gas exploration. *Explorationist*, 4(4): 29—32 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 蔡春芳, 顾家裕, 蔡洪美, 2001. 塔中地区志留系烃类侵位对成岩作用的影响. *沉积学报*, 19(1): 60—63.
- 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.
- 李星军, 吴海波, 席秉茹, 1998. 松辽盆地新站构造——岩性油气藏油水界面的确定. *大庆石油地质与开发*, 17(1): 12—13.
- 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, 金之钧, 姜振学, 等, 2002. 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—71.
- 王显东, 姜振学, 庞雄奇, 2003. 古油气水界面恢复方法综述. *地球科学地展*, 18(3): 412—419.
- 王占生, 孙玮琳, 汪双清, 等, 1995. 原油组分 TLC—FID 棒色谱分析及初步应用. *石油与天然气地质*, 16(3): 224—226.
- 张春明, 方孝林, 朱俊章, 1998. 用热解和气相色谱技术确定碳酸盐岩储集层油水界面. *石油勘探与开发*, 25(2): 24—26.
- 朱扬明, 1999. 流体包裹体在油气勘探中的应用. *勘探家*, 4(4): 29—32.