

塔里木盆地轮南地区 三叠系扇三角洲沉积与储集层研究

顾家裕 何 斌

(北京石油勘探开发科学研究院)

提 要 轮南地区三叠纪时由于受轮台断裂影响,断裂两侧地形高差大,冲积扇沉积直接进入湖盆,形成扇三角洲沉积体群。扇三角洲沉积体明显地可划分为:扇三角洲平原亚相、扇三角洲前缘亚相和前扇三角洲亚相。扇三角洲前缘亚相中的水下分流河道沉积砂体是主要的油气储集体,储集砂体最发育地区位于桑塔木断垒带及以南地区。储集砂岩类型主要是矿物和结构成熟度较低的细—粗粒岩屑砂岩,石英含量15~60%,长石含量10~25%,岩屑含量35~75%。储集层的储集空间以次生溶蚀孔为主,其中包括粒间溶孔、粒内溶孔、超大孔隙、胶结物溶蚀孔、微孔隙,其次是原生孔和裂缝。

轮南地区三叠系属深埋、高孔、高溶储层特征,埋深4200~5400m,其储集砂体,泥质含量低,小于5%。有机酸和无机酸对颗粒的溶蚀,扩大了储集空间,粘土矿物中绝大部分为斑点状高岭石,不易堵塞孔隙和喉道,低的地温梯度和短期的深埋等使三叠系储层具备高孔高渗的特点。孔隙度为15~28.54%,渗透率为 $10\sim 4317.9\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

关键词 扇三角洲 水下分流河道 次生溶孔 孔隙度 渗透率

第一作者简介 顾家裕 49岁 高级工程师 沉积学 石油地质学

轮南地区位于塔里木盆地塔北隆起区中段,研究区主要是钻井所涉及的范围,北以轮台断裂为界,南至塔里木河附近,东西有草湖次凹陷和沙雅东次凹陷,总面积近3000km²,轮南中部有四条逆断层,构成轮南断垒带和桑塔木断垒带,从而把轮南分成东西向的五个区(图1),即北区、轮南断垒区、中区、桑塔木断垒区、南区。

三叠纪时由于受轮台断裂的影响,断裂两侧地形高差大,在轮台断裂南侧下降盘形成一系列沿断裂分布的扇三角洲体群,因受构造活动和气候变迁的影响,使扇三角洲不断的侧向迁移,前积或后退,形成多个扇体的叠复或串珠状展布。扇三角洲体组合中以轮南扇三角洲复合体为最大,面积达140km²,垂向最大累积厚度达200m。据目前轮南地区三十多口井的资料,轮南地区三叠系储层主要发育于扇中部的分流河道分布区。由于水下分流河道的迁移叠置和后期的成岩改造,造成储层不但厚度大,而且具高孔高渗的储集特征。

1 扇三角洲沉积特征

扇三角洲是从邻近高地推进到蓄水体的冲积扇(Megwen, 1970)它是陆上、水下环境及相应沉积作用的产物。

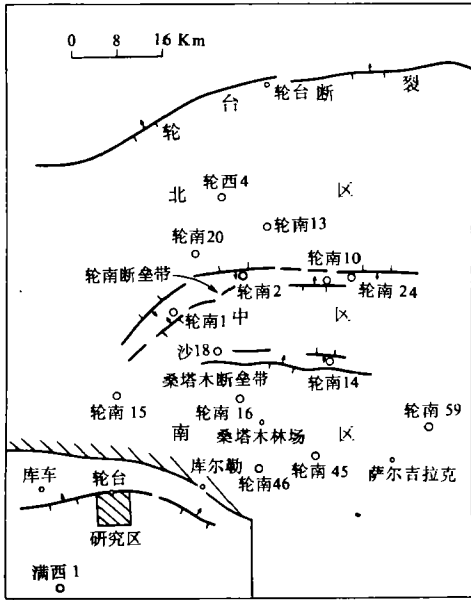


图1 研究区位置及分区图

Fig. 1 Location and division diagram of the studied area

1.1 陆上扇三角洲平原

陆上扇三角洲平原是临近高地冲积扇的一部分,轮南地区主要分布于轮南断垒带及以北地区,主体在轮台断裂上升盘,沉积层大部分剥蚀殆尽,据残留在轮南2井附近剖面,沉积层为一完整的大旋回组成,其中包括多个正韵律层组成。沉积类型属辫状河道性质,由一些分选差、结构和矿物成熟度低的砾石、砂、泥混合组成,泥岩中含丰富的裸子类花粉和孢子化石。

1.2 扇三角洲前缘

扇三角洲前缘是扇三角洲的水下部分,它受河湖水动力的共同作用,水动力条件较复杂,沉积物变化大、类型多,可分为五种沉积类型,水下分流河道水、下天然堤、水下分流河道间沉积、河口坝、前缘席状砂沉积,因储集层主要为水下分流道砂体,故仅介绍其沉积特征。

水下分流河道沉积是轮南扇三角洲沉积的主体。无论在平面和垂向上部占有一定的比重,单个水下分流河道沉积层厚度不一,一般约3~10m,单个或多个水下分流河道之

间夹湖相沉积的不同亚相,湖相沉积层的厚度是随机的,视水下分流河道自迁移到废弃或重新出现之间间隔的长短而不一,废弃时间长则湖泊沉积层厚,反之亦然。在湖相沉积中发现 *Almatium gusevi* (顾氏阿拉木图蜉虫) *Almatium gusevi. Zhangarium Karasuense* (克拉苏准噶尔蜉虫) 及 *Euestheria Jimsarensis* (吉木萨尔真叶肢介) *Diaplexa? ovata* (瓣形皱脉叶肢介) 等湖相化石。水下分流河道底部为灰色,浅灰色细砾岩,砾石成分复杂,砾径2~4mm,向上变细,为浅灰色、灰色粗砂岩、细砂岩。砂岩中平行层理十分发育,纹层厚0.5~2.5mm分选性尚可, σ_1 为0.8左右。概率曲线表现为无滚动组分两段式和正常三段式(图2)。

1.3 前扇三角洲

前扇三角洲主要是灰色,深灰色泥岩夹薄层(0.1~0.8cm)灰色粉砂岩,自下而上粉砂岩略有增加,反映扇三角洲前积的趋势,沉积构造为水平层理、微波状层理及断续的粉砂岩透镜体,层面上有细粒植屑和云母片。

2 轮南三叠系扇三角洲砂体的分布

轮南地区三叠系沉积厚度自北而南略有增加,轮南断垒带北断裂以北(称北区),厚度为200~390m;轮南断垒带较薄250m左右;中区(轮南断垒带南断裂与桑塔木断垒带北断裂之间)厚350~400m;桑塔木断垒带400~480m;南区桑塔木断垒带南断裂以南)430~560m;反映整个沉积过程中受局部构造活动影响。早期湖侵后可能有局部湖退,在第Ⅲ砂层组沉积后普遍出现紫红色,褐色和棕褐色局部陆上或浅水沉积,如轮南12井见22.5m紫红色、褐色泥岩。轮西4井见17.0m暗紫色、灰绿色、紫红色泥岩或砂岩、轮南14井、轮南17井都有类似的紫红色或杂色沉积层段。

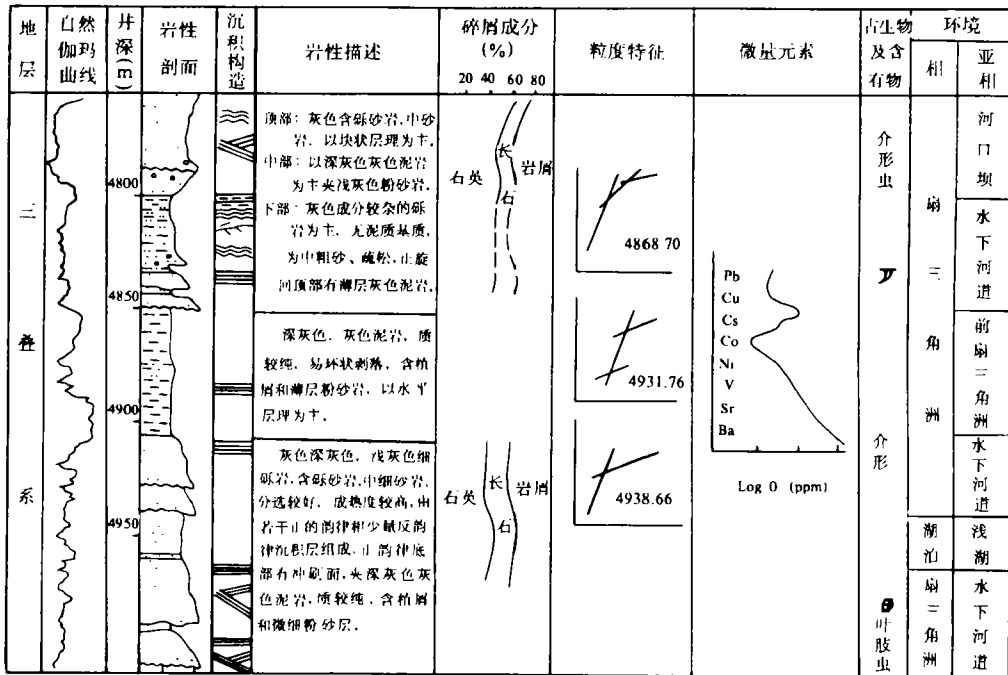


图2 轮南扇三角洲剖面图

Fig. 2 Diagram showing fan delta deposition in Lunnan area

根据目前开发中所用三个油组砂层划分方案,其中Ⅰ、Ⅲ油组是重要的产油层组,Ⅱ油组砂层相对较薄,连续性较差。第Ⅰ油组砂层自北向南具有厚—薄—厚的马鞍形特征,即北区轮台断垒带附近砂层较厚,为36~43.5m;轮南断垒带仅16~30.0m,中区及桑塔木断垒带西端砂体厚变化不大,而桑塔木断垒带东端及东南地区则砂体变厚,厚度为37.0~62.m。

第Ⅱ油组砂层厚度普遍较薄,反映由于湖水进一步进侵、物源减少、物源供给减少,粗粒陆源碎屑物质沉积区向北退缩、大部分沉积于轮台断裂以北地区。

第Ⅲ油组砂层沉积时因三叠纪早期地形高差大,且湖水由南而北进侵,因此砂层厚度变化与地层总厚度变化相一致,在轮南15井至轮南16井一线附近最厚,达140~150m,说明扇体中部可能还要向南延伸。

三叠系储集砂体总的特征是埋深大。深度变化大。轮南北区第 I 油组砂层最浅埋深 4892m(轮南 20 井),最深的第 III 油组砂层底为 5366m(轮西 4 井)。轮南断垒带北断裂以南至桑塔木断垒带南断裂以北,包括两个断垒带和中区。储集砂体的最浅埋深为 4427.5m。而储集砂体的最大埋深为 5017m。桑塔木断垒南断裂以南的南区则因后期的构造抬升而埋深最浅,其中第 I 油组砂层顶部埋深 4433.0m 第 III 油组砂层底界埋深 4857.0。总之,轮南地区储集层埋深范围为 4427.5m~5366.0m,吉拉克地区最浅 4200m 也属深埋藏储层。

3 储层粒度及岩矿特征

扇三角洲中水下分流河道沉积层具正韵律的粒度变化,底部往往有细砾岩、含砾不等粒砂岩,向上逐渐变为粗~细砂岩及粉砂岩,单个旋回厚度 3~10m。对底部最粗级~砾岩和不等粒砂岩厚度进行统计,并计算砾岩和含砾不等粒砂岩占整个储层厚度的百分比,依此确定沉积物粒度变化趋势,推断物源方向。在轮南断裂附近的轮西 2 井,砾岩和含砾不等粒砂岩占 78.8%,由北而南含量比例逐渐降低,轮南断垒带及桑塔木断垒带略低,为 27.7~43.6,而南区中第 III 油组砂层、含量稍高达 60%,但主要为含砾不等粒砂岩、无细砾岩。这与早期轮南断垒带附近可能为一能供给粗碎屑物质的弧岛存在有关。虽然,轮南地区扇三角洲沉积受古地形古斜坡控制,其沉积物分布较为复杂,但其总趋势是物源来自北部,储层最发育分布段分布于轮南断垒带以南,甚至可以说桑塔木断垒带以南才是最好的储集相带。

大量的薄片资料分析反映三叠系砂岩储层的岩石类型都属于长石岩屑砂岩(表 1),矿物的成熟度和结构成熟度都比较低,石英含量为 15~60%,绝大部分样品为 25~40%,长石含量为 10~25%,而岩屑含量为 35~70%岩屑成分复杂,有火成岩、变质岩碎屑及沉积岩中的泥岩、碳酸盐岩碎屑。分选中等至差, σ_1 为 0.7~1.0 圆度为次棱角状,但储层砂体中泥质含量较少,一般都小于 5%,最高不超过 10%。

上述特征说明沉积物为近源,并未经过长期磨蚀和充分淘洗,为较快速沉积。

4 储集空间类型及其组合

4.1 孔隙型

沉积形成的大量原生孔隙体系,经埋深 4400~5400m 埋藏期的压实、压溶、自生矿物的形成充填及地下酸性水的溶蚀、交代等成岩作用改造后,形成了由多种孔隙类型组成的孔隙体系,并以次生粒间溶孔为主体。

上述特征说明沉积物的近源,并未经过长期磨蚀和充分淘洗,为较快速沉积。

4.1.1 粒间溶孔

由原始原生粒间孔的周缘颗粒部分溶解或一些颗粒全部溶解而使粒间孔扩大,这类孔隙在三叠系储层中相当发育,组成了整个储集空间的主体。

4.1.2 超大孔隙

由于碎屑颗粒的边缘或整个颗粒的溶蚀,使原来的粒间孔扩大或相邻粒间孔合并连通,使孔隙大于残余的颗粒,颗粒呈悬浮状存在于孔隙之间。

表1 轮南地区三叠系储层岩矿特征

Table 1 Mineral feature of Triassic reservoir in Lunnan area

井号	井段 (m)	样品 数	岩石类型	岩矿成分(%)			圆 度	胶结类型
				石英	长石	岩屑		
轮 南 一 井	4760~4761	2	岩屑砂岩	55	10	35	次棱角	接触式
	4761.84~4770.13	8	岩屑砂岩	25~35	15~25	50~55	次棱角	接触式
	4773.48~4784.7	12	岩屑砂岩	15~25	10~15	65~70	次圆	接触式
	4787.16~4788.91	2	岩屑砂岩	25~35	15~20	50~55	次棱角	孔隙~接触式
	4808.09~4812.25	2	岩屑砂岩	30	15	55	次棱角	接触式
	4868.35~4923.15	13	岩屑砂岩	25~35	10~15	50~60	次棱角	孔隙-接触式
	4926.1~4946.78	21	岩屑砂岩	25~35	10~15	55~60	次棱角	孔隙-接触式
	4947.53~4960.04	12	岩屑砂岩	40~50	10~15	40~50	次棱角	孔隙式-接触式
	4983.35~4993.91	7	岩屑砂岩	35~50	10~15	40~55	次圆	孔隙式
	4998.15~5007.04	7	岩屑砂岩	45~60	10~13	35~40	次棱角	孔隙式
轮 南 57 井	4316.93~4347.89	7	细粒岩屑砂岩	15~27	7~13	54~67	次棱角	孔隙式
	4340.16~4351.20	7	中粒岩屑砂岩	18~25	9~15	53~76	次棱角	孔隙式
	4348.27~4351.59	3	中~粗粒岩屑砂岩	22~29	9~14	55~69	次圆	孔隙~接触式
	4406.42~4458.40	5	细粒岩屑砂岩	17~20	10~11	64~73	次棱角	孔隙式
轮 南 58 井	4215.03~4225.61	5	中~细粒岩屑砂岩	39~50	11~13	38~50	次棱角	孔隙式
	4336.63~4351.75	6	细粒岩屑砂岩	37~46	11~14	38~52	次棱角	孔隙式
	4355.51~4356.80	2	含砾不等粒岩屑砂岩	14~15	10~13	72~76	次棱角	孔隙式
	4365.81~4423.50	2	中细粒岩屑砂岩	14~15	10	75~76	次棱角	孔式
轮 南 59 井	4198.90	1	中细粒岩屑砂岩	18	12	70	次棱角	孔隙式
	4380.0	1	中细粒岩屑砂岩	20	10	70	次棱角	孔隙式
	4437.70~4447.7	2	粗粉~细粒岩屑砂岩	17~19	11	71~73	次棱角	孔隙式
备注	轮南1井资料据单井评价(1988)							

4.1.3 粒内溶孔

粒内溶孔主要是长石溶孔,沿长石解理缝溶蚀扩大,有些为较密集的孔隙群,有些则是较大的孔隙,边缘长石颗粒清晰。也有一些岩屑溶孔,由岩屑中一些易溶组分的选择性溶解而成;亦见一些石英颗粒周边溶蚀后出现坑凹形孔隙。

4.1.4 胶结物溶蚀孔

三叠系储集岩早期曾被碳酸盐(主要为方解石)强烈胶结和交代。后期在一定的成岩环境中这些方解石胶结物则被溶蚀。在岩芯中可见溶蚀的方解石斑;镜下可见很多含铁方解石溶蚀层的残晶,残余孤立的方解石晶体。

4.1.5 微孔隙

微孔隙是孔径极小,在常规显微镜下很难分辨出的孔隙,主要分布于粘土杂基的质点之

间或自生高岭石晶间。微孔隙数量虽然很高,但其孔径太小,对流体的运移无重要价值。

4.2 裂缝型

裂缝作为油气的储集空间其体积是十分有限的,主要表现为一些高角度的裂缝,但现今已为方解石、黄铁矿等充填。裂缝也往往含油。因此,在油气运移过程中对改善储层垂向的渗透性,促进油气垂向运移方面可起积极的作用。

5 次生孔隙发育的证据

1) 泥质颗粒具非磨损状的港湾、锯齿形边缘,岩石颗粒间见有多量的孤立的胶结物残余和一定量的非沉积的自生粘土矿物。长石颗粒内部发育有与解理方向一致的孔隙,并呈蜂窝状,保存残余的长石颗粒。

2) 含油岩芯中具有岩石成分与结构基本一致的样品上含油产状呈凹凸不平

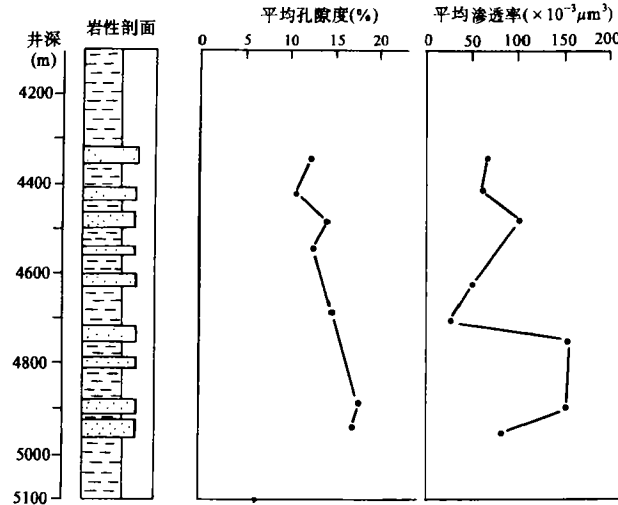


图3 轮南10井三叠系物性变化图

Fig. 3 Isopachous map of sandstone of the first oil group in Lunnan area the Triassic

状,岩芯的裂缝两侧可见串珠状溶孔。

3) 三叠系储层总的特征是高孔高渗、孔隙度一般为15~20%,最大为28.58%,渗透率一般为 $50\sim 400\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,最大达 $2691.33\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。但从三个油组来看,孔隙度的分布有一定的规律,自上而下物性变好(图3),I油组孔隙度集中在15~20%,平均为15.08%,最大为28.47%;渗透率分布范围 $0.1\sim 1000\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均值为 $113\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。II油组孔隙度分布在15~25%,最大为26.9%,平均值为17.78%;渗透率为 $10\sim 100\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,最大为 $535.33\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均值为 $95.4\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。III油组物性最好,孔隙度范围值为15~25%,最大值28.58%,平均值为17.79%;渗透率相对集中在 $10\sim 1000\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 最大值为 $4317.9\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均值为 $239.2\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

渗透率与孔隙度呈正相关,当孔隙度小于15%时,渗透率很小,而且变化不大,一般渗透率小于 $10\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;当孔隙度继续增加时,即大于15%时,渗透率迅速增加,孔隙度从15%增加到25%时,渗透率则从 $N\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;增至数千 $10^{-3}\mu\text{m}^2$ (图4)。

上述储层物性的变化特征,主要是由成岩作用使次生孔大量发育所造成,三叠系储层埋深为4400~5400m处于成岩阶段的晚成岩期A,R。为0.5~1.0,有机质处于初成熟和成熟阶段,大量 CO_2 和有机酸溶蚀颗粒或胶结物,使次生孔隙的增加量大于原生孔隙因压实充填的减少量,总孔隙度略有增加。

6 深埋高孔高渗储层成因探讨

轮南地区三叠系储层埋深最浅 4400m,最深近 5400m,属深埋储层,但其储集性能还很好,是什么原因造成这种深埋高孔高渗的特征全

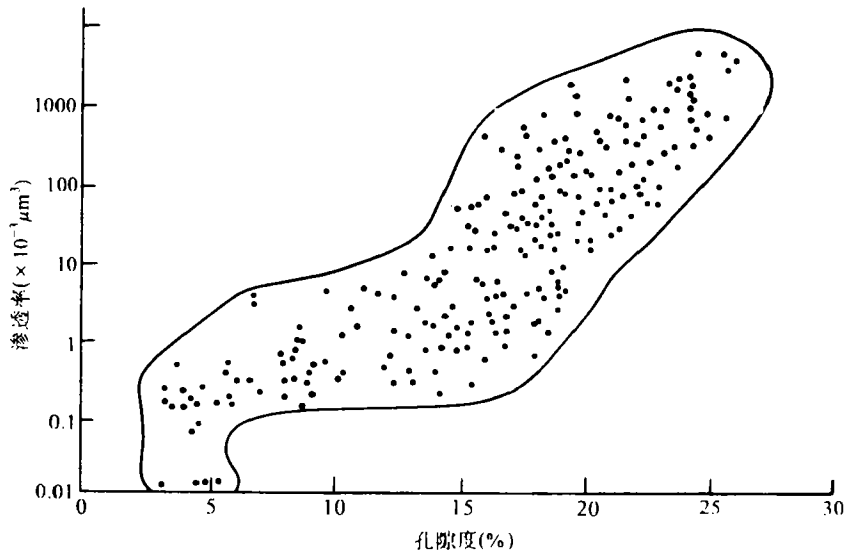


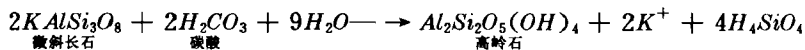
图 4 轮南地区三叠系砂岩孔隙度与渗透率关系图

Fig. 4 Isopachous map of the Triassic sandstone of the third oil group in Lunan area

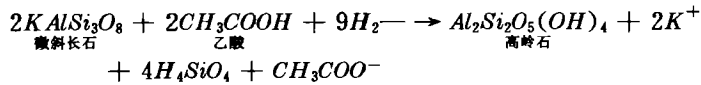
1) 轮南地区储层分布主要为扇三角洲水下分流河道沉积区,这类沉积环境下水动力较强沉积物粗,以含粒不等粒砂岩、粗~中砂岩为主,虽然矿物成分成熟度不高,但分选中等,泥质含量低,一般都小于 5%,易于形成大量原生孔。由于粒间压溶强度与粒径平方成反比,加之颗粒接触部位缺少粘土杂基,不利于压溶的发育,从而也易保存一定量的孔隙。

2) 扇三角洲沉积直入湖盆、甚至进入湖盆腹地,使粗粒碎屑物质能与深灰色泥岩间互,如第 I 油组砂层以上覆盖泥岩层厚 51.5~137.5m,平均厚 92.4m(24 口井),第 I 和第 II 油层组砂层之间泥层厚 10.0~83.5m 平均厚 50.8m;第 II 和第 III 油层组砂层之间泥岩厚 12.0~84.0m 平均厚 47.3m,且这三层泥层分布稳定,现今三叠系已进入生油岩初成熟至成熟期,能释放一定量的无机酸和有机酸,对原始储层进行改造,并且自成一个油水系统。

3) 三叠系有机质镜煤反射率为 0.5~1.0 已进入初一中成熟阶级,能释放一定量的有机酸和碳酸。轮南三井储层孔隙水分析资料也证实水中有机酸丰度达 251~814mg/l, pH 值为 6,属弱酸性。这种弱酸性水能使胶结物中的部分碳酸盐或碎屑颗粒溶解或溶蚀交代,在原生孔的基础上形成大量次生粒间孔、粒内孔,使次生孔在其总孔隙组成中占有极重要的比例。其中有机酸的无机碳与颗粒的反应方程式如下:



反应结果减少 12.5% 的固相体积



反应结果减少 12.5% 的固相体积

4) 据储层中粘土矿物的分析,三叠系砂岩中自生高岭石占粘土矿物总量的 64~69% (赵杏媛等,1990)。薄片观察,这一比例更高,高岭石在中~细砂岩以上的砂岩的粘土矿物中,实际接近 90~100% (朱国华等,1991)。这种由硅酸盐(大部分为长石矿物)溶蚀后再沉淀形成的自生高岭石,总是呈斑点状集中分布,富集于局部区域,而多数孔隙和喉道不受其影响,不受堵塞,相对分散状均匀分布的陆源粘土和其它自生粘土矿物,对孔隙度和渗透率的影响作用要小得多,这是三叠系储层深埋高渗的原因之一。

5) 低的地温梯度和短的深埋时间是导致深埋储层性质良好的重要条件。沉积物在埋藏期中其成岩作用的性质和强度首先取决于温度的变化,各类化学成岩压溶交换的速率都与温度成正比。研究区三叠系储层虽然埋深为 4400~5400m,但由于地温梯度低,地下温度仅为 110~120°C,因而成岩作用还处于晚成岩期的 A 阶段,储层颗粒尚未发生强烈蚀变,加大现象不明显。地温梯度低导致成酸深度加深,在 4400~5400m 区间内还处于有机质生成有机酸和碳酸的阶段,有利次生孔隙生成并改造储层。

轮南三叠系沉积后至上第三系沉积前经历了大约 188 百万年,但其埋深仅 1000~1500m,而较快的深埋发生于新第三纪的库车组沉积期时,库车组沉积时至今仅历经 4 百万年,实际深埋至 5400m 还不足 4 百万年,快速短期的深埋无疑有利于孔隙的保存。

综上所述,有利的沉积相带,粗的沉积物结构,储集砂体间较厚的泥岩、有利的成岩环境、大量有机酸,无机酸进入储层并改善储集性能,粘土矿物中占绝对优势的高岭石组分,低的地温梯度和短的埋深时间等都是造成轮南地区三叠系储层深埋高孔高渗的重要原因。

参 考 文 献

- [1] David. B. Prior and Brian. D. Bornhold, Submarine sedimentation on a developing Holocene fan delta. *Sedimentology*, 1989, 36(6): 1053~1076.
- [2] I. D. Meshri, Roles of organic matter in sediment diagenesis. *SEPM* 1986, (38): 123~128.
- [3] Roger Higgs, Sedimentology and tectonic implications of Cre-taceous fan delta conglomerates, Queen Charlotte Islands, Canada. *Sedimentology*, 1990, 37(1): 83~103.
- [4] Ronald. c. surdam, Organic-inorganic interaction and sandstone diagenesis. *A. A. P. G.*, 1989, 73(1): 1~23.
- [5] 吴崇筠等译, 1986, 国外浊积岩和扇三角洲研究, 北京: 石油工业出版社。

Study on Triassic Fan Delta Sedimentation and Reservoir in Lunnan Area, Tarim basin .

Gu Jiaqu He Bing

(Scientific Research Institute of petroleum Exploration and Development, Beijing)

Abstract

Being influenced by Landei Fracture of Triassic in Lunnan area, the elevations in the both sides on the fracture are large enough to make the alluvial fan to enter directly the lacustrine basin and to form the fan delta group deposition.

The fan deltaic body can be divided into three subfacies, named fan delta plain, fan delta front and pro-fan delta.

Subaqueous distributary channel sand bodies in the fan delta front are most important reservoir of oil and gas. The developing area of reservoir is located at SangTamu Horse Belt and the southern part.

The kinds of reservoir rock are mainly fine-coarse grained lithic sandstone with lower maturity of the mineral and texture, containing quarts 15~60%, feldspar 10~25%, rockclast 35~75%.

The most important reservoir space is secondary solution pore, including intergranular solution pore, intraparticle solution pore, oversize pore, cement-dissolved pore, secondly micro-pore, primary pore and fissures.

The Triassic reservoir are characterized by deep burial, high porosity and good permeability, burial depth 4200~5400m, porosity of 15~28.45%, permeability of $10\sim 4317.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$.

Finally the origin of high porosity and good permeability of Triassic reservoir is discussed under such a burial depth:

1. Coarse grain reservoir sediments; 2. Usually less than 5% of clay content; 3. With thick mudstone (12~175m) between sandbeds; 4. Increasing reservoir space because of the clastic grain dissolved by organic and inorganic acids; 5. Most kaolinite is of porphyritic texture, so it is not easy for them to fill the pore and throat; 6. Lower geothermal gradient and deep burial in high speed and short period, etc.