

柴达木第三纪沉积岩自生矿物气-液包体 及红层油气藏勘探方向

钱 凯

(胜利油田地质科学研究所)

原生、次生、继承性三类气-液包体中,以原生包体提供的信息最有意义。测压表明红层油藏正处于成岩期形成的高压异常体内,表明油源为红层同时沉积的湖相生油岩。储层孔隙得以保存的原因是孔隙流体的异常高压,阻碍了石英的压溶,以及不渗透层阻断了硅质来源,使石英、长石不能加大。测温表明,当古地温78℃时,即有油气生成,比以往推算的生油门限值低26℃,故西部实际生油量远大于目前算得的数值。异常高压的形成与小型三角洲相河道砂岩体及夹于湖相泥岩中的洪积相砂、砾岩体有关。因此,盆地西部红层油气藏的勘探应以古湖区及其西、南两侧为重点。

气-液包体,或称流体包体(fluid inclusion)是宿主矿物生长时捕获流体介质而形成的。因其能够确切地提供矿物及其所在地地质体形成时的介质成分、物质运动方向、物理化学环境和演化历史,帮助寻找、利用有关矿床和油气藏,所以被当作译解地质作用的重要“密码”^[1],勘探工作的有力工具。

近年来,我国石油界的一些学者强调指出,这是一项值得积极引入我国石油系统的新技术^{1,2)}。笔者将开展此项工作的初步尝试简要报道于此。

一、包体的类型

柴达木盆地第三纪沉积岩组成矿物中的气-液包体,成因明确的有三类,成因可疑的有两类。

(一) 继承性包体

这类气-液包体是从母岩矿物中继承下来的,而非成岩过程的产物。它们都保存于陆源碎屑颗粒之中(图1),数量甚多,尤以石英颗粒为甚。均化温度一般在250℃以上,均化压力在800 atm以上。液相中,卤化物含量很低,多不见子晶。这些性质与盆地周围的母岩主要为花岗岩及各种深变质岩的事实是一致的。因此,这类包体对探讨物源方向颇有助益,但对研究成岩后生阶段的地质事件和油气的生成、聚集来说,意义不大。

本文1985年2月27日收到,1985年8月3日改回。

- 1) 中国石油地质专家组,1983年,参加1983年美国石油地质学家协会(AAPG)第68届年会学术活动访美技术报告。
- 2) 谢展、胡文海等,1983年8月,中美地质科学合作“碳酸盐岩石油地质”课题双方地质学家第二次互访小结,对外技术交流总结资料第6期,石油部情报所编印。

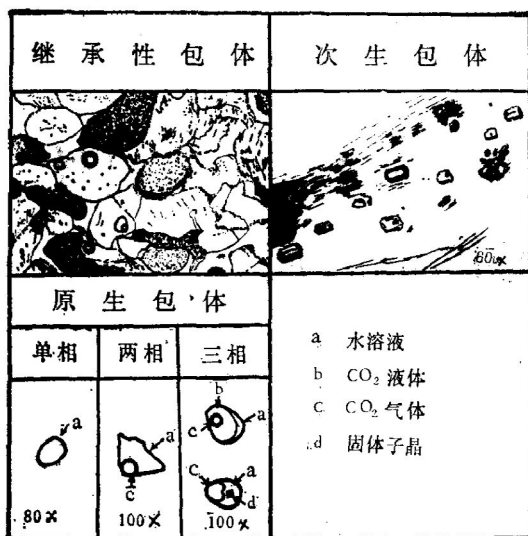


图1 柴达木盆地第三纪沉积岩组成矿物中的几种包体

(李开勤据笔者所摄幻灯片绘制)

流体成分主要有三类：(1) 以卤化物水溶液最为普遍。无色透明，边界清晰，常常析出盐类子晶，且以 NaCl 晶体为主，一般为解理清晰的立方体。部分硬石膏中的气-液包体，在加热过程中，硬石膏虽已爆裂，而子晶尚未溶解。除 NaCl 子晶外，有时也见 KCl 子晶，也是均质体，但与前者相比折射率较低，结晶习性除 $\{100\}$ 面外，还有 $\{111\}$ 面，故常见八面体晶形，冷冻时，与水不起反应。根据这些特点，可以将其与 NaCl 晶体区别开来。(2) CO_2 常以气、液两相与水溶液共存。液态 CO_2 无色透明，折射率很低，冷冻时，生成水化物，熔点 $10^\circ\text{C} \pm$ 。以气泡形式存在的 CO_2 加热时，收缩甚快，并首先与液态 CO_2 发生部分均化。(3) 烃类颜色随组分及包体大小而变化，从无色透明到黑色均有。折射率一般大于水，因此对宿主矿物的负突起比水弱。尤其特征的是折射率对温度的变化很敏感，很迅速。在三相包体中，液态烃最初呈正突起，加热后，逐渐变弱以至消失，约在 100°C 时，竟变成了负突起；低温下的表现也很特别，冷到 -150°C 时，仍不见冰冻现象。在荧光显微镜下呈暗蓝、浅蓝到亮黄色。

(三) 次生包体

主要是成岩矿物形成后，由外力作用产生裂隙捕获后期介质，愈合封闭而成的包体，其分布常与裂隙有关(图1)，而与宿主矿物晶体生长方向无关。成分与原生包体有类似之处，但水溶液盐度一般明显增高。

除上述三类包体外，还曾见到一些可疑的假次生包体及异常包体，由于对所探讨的课题助益不大，未作详细研究。

(二) 原生包体

此类包体系成岩自生矿物形成时捕获流体介质而成，一般被包于碎屑颗粒次生加大边或自生矿物之中，其排列常与晶体生长方向有一定关系。虽有时孤立出现，但彼此间的均化温度大体一致。宿主矿物在包体形成以后未受到溶解、压碎和重结晶作用。

宿主矿物主要有成岩期形成的硬石膏、方解石胶结物及自生石英。包体一般 $10-20 \mu\text{m}$ 大者少见。充填度一般 $0.72-0.86$ 。这个区间以外的不多。室温下，有气、液两相的，也有气-液-溶液和气-液-固三相同时存在的。加热时，均化为液相。

二、包体测压及相关现象

测压选用的都是成岩期形成的原生包体，因此所得数据也是成岩期的地层流体压力，或曰孔隙压力。这种压力，有时等于或近等于现今的地层压力，但更多的时候，并

不完全相等。

(一) 测压方法的选择

包体测压方法,从早期的计算法,到近期的均化-爆裂图解法,计有十余种,常因研究对象及技术条件不同而有所取舍。本文涉及的测压矿物,主要形成在中低温及中低压条件之下(只有少部分样品,因目前尚不明白的原因,其均化温度高于 236℃,且只出现在主要研究地区边缘),故主要选用了水及二氧化碳同源包体的密度测压法及类似的比容法。密度法的要点是:将符合条件的包体加热至部分均化,求得包体中 CO_2 的体积百分数 V_1 ,水溶液体积百分数 V_2 ,据 CO_2 的液气饱和曲线数据表^[1],查出该温度下 CO_2 的密度 d ,按下式求得包体形成时二氧化碳的密度 D :

$$D = \frac{V_1}{V_1 + V_2} d$$

据包体加热至完全均化而得到的温度值,在图2横坐标上确定一点,向上引垂线,与密度值等于包体中 CO_2 密度值 D 的等容线(图中虚线所示)相交,再自交点向左引水平线与纵坐标相交,交点读数即为所求的压力值。

对于部分均化温度较高,而又爆裂过早的包体,采用了克分子数法^[1]。

偶尔遇见水及二氧化碳分别圈闭的同源包体,也曾试用标有密度值的比容线交汇法(图2点A所示)。

(二) 测压结果及相关现象

在635块岩石样品中,选择适宜测压的样品58个,测得压力数据49个,其中,上新统下部样品3个,取自盆地东部早2井,最大深度5915m。渐新统下干柴沟组下部的46个,全部取自盆地西部,北起红三早一号红中1井,南至昆仑山北麓的一些深探井,西起阿尔金山东侧的七心1井,东到黄2、东2、凤2井一线(图3)。为了便于比较,并直接分析压力的石油地质作用,将其绝对压力值除以样品所在深度的静水柱压力(考虑了地层水矿化度)得到压力系数。由压力系数的分布可以发现这样一些很有意义的现象。

1. 盆地西部干柴沟组在深度2600m至3500m范围内,存在一个明显的高压异常体,由西向东呈楔状(图4a),由南向北,呈不对称的弯月状(图4b)。压力系数大于1.34的高异常压力区,主要分布在盆地西部的南及西南地区(合称南区,下同)。前者为湖相泥岩与洪积相砂砾岩交互发育区,后者为小型三角洲平原上部的河道砂岩体发育区(图3)。据东西、南北两个方向上的剖面特征推测,中部湖相沉积发育区也应是高异常区,而低异常压力区分布在盆地西部的北区及东北地区(合称西部北区,下同)的厚层河流相砂岩及水上洪积锥砂、砾岩体连片发育区。

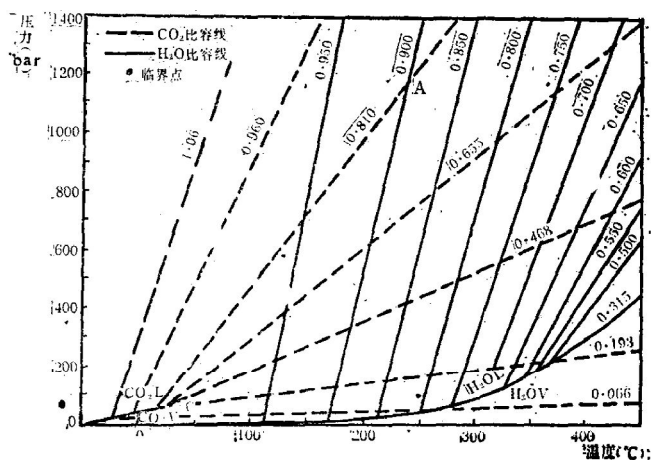


图2 CO_2 和 H_2O 的联合PVT图解

(据 E. 罗德和 R.J. 鲍德纳的资料^[2] 增编)

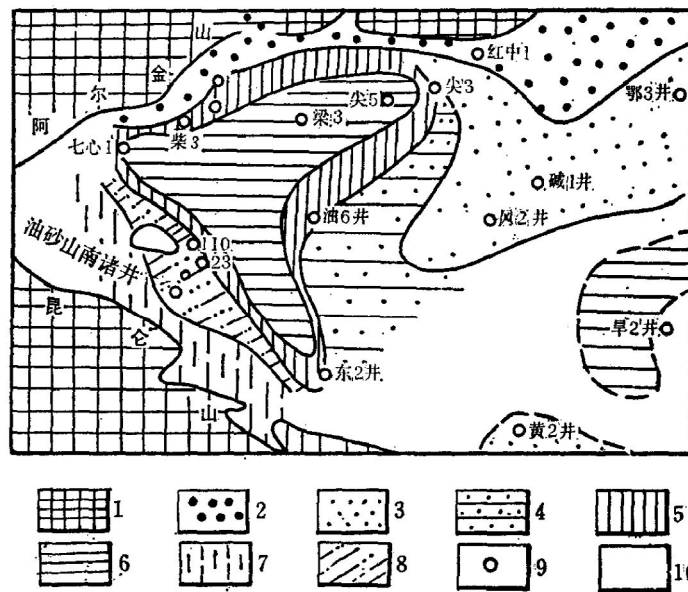


图3 盆地西部包体样品及沉积相分布图

(同一口井取若干样品时, 也只标一个井位)

1—剥蚀区, 2—洪积锥相区, 3—河流相区, 4—三角洲平原相, 5—滨湖相,
6—湖相, 7—洪积-河流-泛滥平原相区, 8—小型三角洲平原及扇三角洲相区,
9—取样井位, 10—未知区

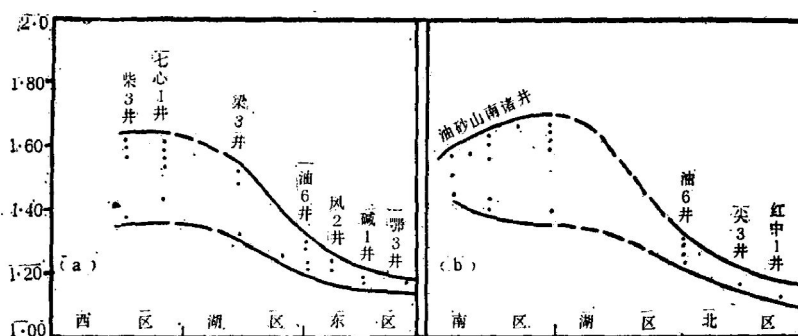


图4 盆地西部渐新统下部压力异常体剖面图

(剖面a中油6井、七心1井间的压力值由尖5井、110井对应点数值平均而得, 柴3井的标定考虑了沉积相带及与老山的距离)

2. 上述高异常压力区, 深层砂岩孔隙度较高, 而低异常压力区, 深层孔隙度较低, 显示超高压孔隙流体对深层孔隙的保存可能起了积极作用。

3. 盆地西部渐新统下部红层段高产油层及重要油田, 至今只见于高异常压力区(这里所指是据包体测定的成岩期高异常压力区, 或称古异常压力区)。

4. 成岩期异常压力与现今压力的分布因地而异。盆地西部南区大体一致, 基本上在1.34至1.69之间。盆地西部西区则是古高今低, 成岩期异常压力在1.3至1.6之间, 而现今则无明显异常。盆地东部早2井地区, 4000m以下, 6000m以上, 现今压力系数大体变化于1.4至2.2之间, 而成岩期压力却明显低于这个数字, 三个包体测压数据中最大者见于井深5915m处, 也只有1.31, 为低正异常。盆地西部压力古高今低, 可能与阿尔

金断裂的活动对古压力系统的破坏、释放有关。盆地东部早2井地区古低今高，可能与温度效应及烃类在后期更大埋深条件下进行的裂解作用有关。但不管怎样，压力的古今差异表明，为了研究油气的生成、运移和聚集，只了解今压力是不够的，还必须了解古压力状况。

三、包体测温及相关现象

(一) 测温方法

与测压样品相比，增加了一些上部层位的气-液包体。测温方法几乎全部用均化法。在调温台上对包体加热，使其相的界限消失而达均一状态，记录其温度，然后，降温，记录异化温度。同一过程重复多次，以均化温度与异化温度之差小于 5°C 的几对值平均而得均化温度，然后据已知图解^[1]进行适当的压力校正。校正时的盐度求法，见包体成分一节。

此外，作为预检，也常使用充填度-均化温度图解法。即用显微镜测得气泡容积 V_1 和整个包体体积 V_2 之比或气相百分数，据此查有关图解(图5a, b)，便可得到包体形成时的温度。该法虽然常有 5°C 到 10°C 甚至更多的误差，但在一定精度范围内还是可以运用的。该法快速、简便，无需任何特殊设备，这是我国石油系统的任何岩矿试验室都能够做到的。

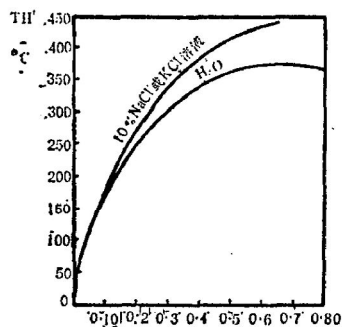


图5a 均化温度与包体气相充填度关系图
(据E.因格松资料)

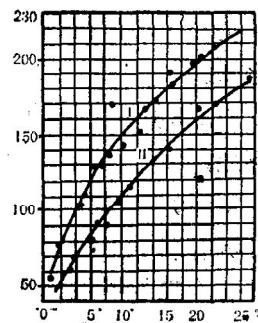


图5b 石英(I)与方解石(II)形成温度的目视曲线
(H.П.耶尔马科夫)

(二) 测温结果及相关现象

1. 纵向上，古地温梯度变化不均。以西部南区及西区为例，1800 m 以上为 $30^{\circ}\text{C}/\text{km}$ ，1800 m—2600 m 为 $32^{\circ}\text{C}/\text{km}$ ，2600 m—3400 m 为 $41^{\circ}\text{C}/\text{km}$ ，平均值为 $36.9^{\circ}\text{C}/\text{km}$ 。尤其重要的是异常压力层段内，地温梯度值也最高，平均为 $41^{\circ}\text{C}/\text{km}$ 。

2. 就大体相同的深度而言，从西部阿尔金断裂带到东部黄2井、凤2井一带，地温梯度逐渐降低，与现今地温梯度的变化趋势大体一致。从南到北，也有所降低，但不及东西向的明显。

3. 不整合地区个别第三系气-液包体形成温度高达 236°C 以上，原因不明。但其在石油地质学上的意义显然是不能忽视的，有必要进一步查明(疑为异常包体)。

四、包体成分

包体成分有 CO_2 、 H_2O 、 NaCl 、 KCl 、 CH_4 及石油等。主要是用偏光显微镜和荧光显微镜测定的，为了保证温度、压力测算的准确性和了解成岩期油气生成、运移及聚集的可能性，还作了下述测定工作。

(一) 成岩期水溶液盐度的测定

1. 测定方法 用冷冻法及溶解法

(1) 当流体包体中没有子晶出现时, 盐度可以下式求得:

$$\text{Wt}\% \text{ NaCl} = 1.76958 Q - 4.2384 \times 10^{-2} Q^2 + 5.2778 \times 10^{-4} Q^3 \pm 0.028^{[8]}$$

Wt%—重量百分率, Q—包体中, 冰晶最后溶化的温度, 单位为 $^{\circ}\text{C}$, $-20.8^{\circ}\text{C} < Q < 0^{\circ}\text{C}$

(2) 当包体中出现子晶, 而且只有 NaCl 子晶时, 记录子晶最后溶解的温度, 代入下式求盐度。

$$\text{Wt}\% = 26.218 + 0.007_1 t + 0.000106 t^2 \pm 0.05^{[4]}$$

t—包体中子晶最后消失的温度。

(3) 当既有 NaCl 子晶, 又有 KCl 子晶时, 分别记录两种子晶溶解的温度, 然后据 E. 罗德的图解确定盐度^[5]。

2. 结果说明

(1) 成岩期介质水溶液盐度, 一般高于沉积期水体盐度 2 到 3 倍。用硼法测得, 下干柴沟组下部沉积时水体盐度为 21.46‰, 而用包体测得成岩期的盐度一般都在 35—61‰ 之间。

(2) 成岩期的盐度, 虽然高于沉积时的水体盐度, 但与沉积环境并非毫无关系。例如, 下干柴沟期, 沉积水盐度从油砂山南部向西至七个泉地区, 向东至东 2 井, 都逐渐增高, 而成岩期盐度变化趋势也是如此, 变化于 31‰ 至 63‰ 之间。因此, 沉积环境的分析有助于推测成岩过程中胶结物的性质和强度。

(二) 甲烷含量的测算

测算包体中甲烷的含量也用冷冻法。在找到 CO_2 - CH_4 气液包体后, 将其冷到 -57°C 以下, 求得固、液、气三相共存点, 据该点温度在图 6 B 线上得一点, 其对应值即为甲烷浓度^[6]。

测算结果表明, 西部南区从油砂山向昆仑山方向, 包体中甲烷含量逐渐升高, 从 7% 到 19%。而西部北区, 越向北含量越低, 从 6% 到 1-2%。这种变化, 可能主要

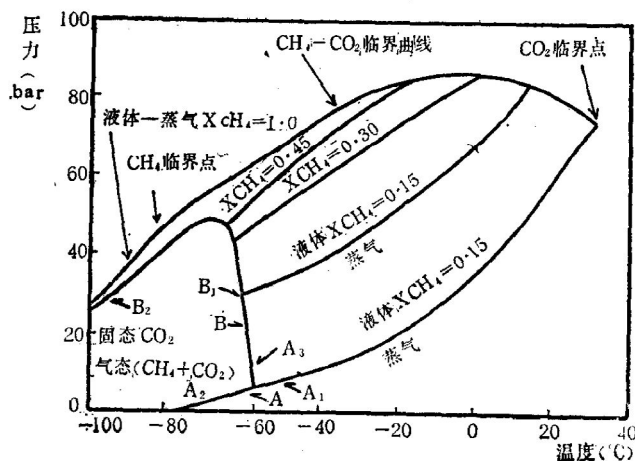


图 6 CO_2 - CH_4 体系的相平衡

(曲线 B 是 A 点随 CH_4 含量增加而移动的轨迹, 据 R.C. Eurrus[6])

与沉积时期短暂沼泽相的有无、多寡有关,部分可能受生油层中有机质的早期演化影响。

(三) 含石油包体出现的机率

烃类包体的识别在包体类型一节已经述及。统计表明,含油包体出现的机率以南区为高,含量不均,从湖区向南,越远含量越低,变化于6—17%之间,北区普遍很低,但较均匀,一般只有2—3%,很少越过5%(图3)。特别需要指出的是含油包体同时形成的 H_2O-CO_2 包体的测温资料表明,主要包体形成温度介于78—126℃之间。

五、西部地区红层油气藏勘探方向

(一) 油源

关于柴达木盆地西部南区下干柴沟组红层油藏的油源有三种意见:(1)来自上覆上干柴沟组;(2)来自侧向与红层同时的湖相沉积;(3)来自下伏侏罗系。

前述测压资料表明,盆地西部,在成岩期即已存在一个高压异常体,主要红层油藏正是处在这个高异常体内。因此,上覆及下伏地层的油气只能在红层成岩期前及成岩早期进入圈闭,因为成岩后期及成岩期后生成的油气,会因逐渐积聚起来的异常高压的阻止而不能进入圈闭。然而,这种处于高压异常体内的圈闭,却恰恰是在主要成岩期随着封闭异常体的泥质岩系逐渐压实成岩而完成的。因此,上覆及下伏层油气(如果下伏地层也有油气供给的话)进入红层圈闭的时间会是有限的,移入量也是次要的。相反,同时代的侧向生油岩中供给的油气则不受限制,因为它与红层中的储层不但处于同一压力体内,而且其中的流体压力甚至比红层中的还要高些。

含油包体形成的温度区间表明,最迟在古地温达到78℃,时即有石油形成并进入圈闭,而大量形成并进入圈闭的过程则一直持续到古地温达到126℃的时候。按照古地温梯度及可能生油岩的埋深推算,油气生成并进入圈闭的时间,大约开始于中新世末,上新世初,并且在整个上新世都有油气生成并进入圈闭。

因此,可以认为西部南区红层油气藏的油源,主要来自与红层同时代的湖相生油岩。故红层油气藏的勘探应围绕同期生油岩而展开,这是讨论具体勘探方向前必须认识到的。

(二) 深层孔隙存在的原因

盆地西部南、北两区红层的含油性有着明显的差异。南区早已发现重要油田,而北区至今尚未突破。两区同在湖相生油区周围,都有大的背斜圈闭,而砂层,北区甚至更厚一些,比如,油砂山以南地区红层中砂岩的单层厚度一般为5—10m,通常不超过15m;而北区,如凤2井单层砂岩可厚达20至40m,且成组出现。那么,造成南、北两区含油性如此悬殊的原因是什么?认识这个原因对下一步勘探工作会有什么启示?

盆地南区,至少可见三类孔隙:

1. 原生孔隙 无可争议而又易于与粒间溶解孔隙区别者,多见于中、细粒长石砂岩和岩屑砂岩。油砂山南心1井3407.04m紫红色的长石砂岩、32井3535.42—3540.1m灰色砂岩、101井3356.32—3350.78m黄色含油砂岩中,都曾见到此类孔隙。其与粒间溶

孔的区别在于：看不出胶结物的溶解残余结构，见不到“悬空”的飘浮状颗粒，颗粒周围有时可见原生泥质膜，颗粒没有溶解、腐蚀的表面特征。

2. 次生溶解孔隙 经常可见的有方解石胶结物的晶溶孔，硬石膏胶结物的溶解孔隙以及碎屑颗粒的溶解孔隙等。

3. 裂缝 常见于胶结物中，大者可穿切碎屑颗粒。

各类孔隙的总孔隙度通常 15% 左右，高的可达 24.5% 以上。油砂山南 110 井在 3440.8—3448.0 m，孔隙度、渗透率分别高达 19.5%、734 mD。尤其值得指出的是，如图 7a 实线所示，南区孔隙度并不是随深度增加而直线降低，相反，在 3000—3500 m 左右，孔隙度有一段增高的区间。

而盆地北区，虽然砂层发育，单层较厚，但却只能见到两类孔隙：次生孔隙及裂隙。不但原生孔隙完全消失，就是次生孔隙也保存不多。孔隙消失的大体过程：最初是方解石胶结物充填原生孔隙，此后，硬石膏又充填剩余原生孔隙及先成方解石胶结物的溶解孔隙，最后，所有剩余原生孔隙及大部分次生孔隙空间被自生石英占据，常常是完全填满。结果北区深层红色砂岩有效孔隙度大大低于南区，不能成为有效储层。以风 2 井为代表，如图 7a 虚线所示随着深度的增加，孔隙度几乎是直线下降，2700 m 以下，孔隙度便小于 10%，3000 m 以下，已不足 8%，4000 m 以下，小于 5%，通常只有 2—3%，并迅速趋近于零。因此，深层有效储层的寻找是决定油气勘探成败的关键。

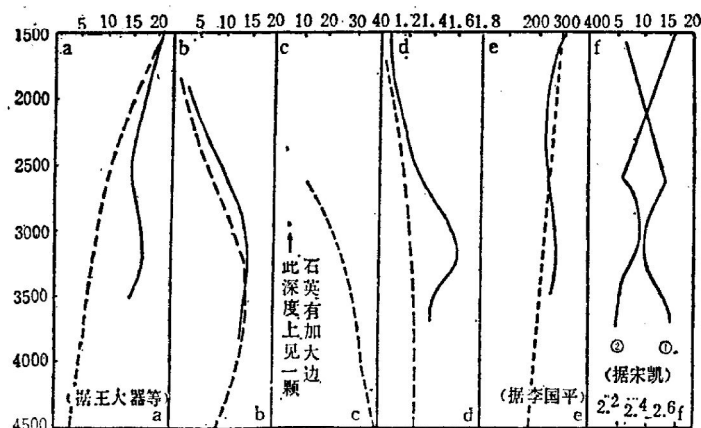


图 7 柴达木盆地西部南区与北区砂岩孔隙度的差异及有关因素的对比
(实线表示南区，虚线表示北区，为使对比清晰仅标出平滑曲线)

- a. 砂岩孔隙度与深度的关系，b. 碳酸盐、硫酸盐含量与胶结物的关系，c. 石英颗粒次生加大百分含量与深度的关系，d. 地层流体压力与深度的关系（以压力系数表示），
e. 泥岩声波时差与深度的关系，f. ①泥岩密度(g/cm^3)与深度的关系（横比例尺示于
底线）②泥岩孔隙度与深度的关系

菲齐尔等 (Feazel et al) 指出：对于大部分深埋地下的石油储层，重要的问题往往不是‘如何形成孔隙？’而是‘为什么孔隙仍能在地下保存？’并认为孔隙保存与下列机理有关：(1) 埋深小；(2) 通常由于超压孔隙流体使埋藏压力减小……(6) 有不渗透的阻挡层，使孔隙层段与成岩流体隔开；(7) 有暂时充填孔隙的胶结物以后溶去而形成孔隙¹⁾。对一个地区而言，总有一个或某几个因素是主要的。包体分析、泥岩

1) 叶德胜, 1984, 国外成岩作用研究状况简介. 贵州石油地质, V.9, No.1, P.52.

压实试验、电测井资料及沉积相的综合研究表明：超压孔隙流体的存在与成岩流体的被隔断，显然是本区深层孔隙（原生的和次生的）得以保存，并造成南北两区孔隙度差异悬殊的主要原因。

第一、影响南、北两区孔隙多少的主要直观原因是自生石英的有无和多寡。南区至今未见明显的石英加大现象（仅在电镜下见到个别可疑加大边），而北区及东缘探井中，则普遍见有石英加大（图版 I-1）。有时还见有长石加大，而且，次生加大石英颗粒的百分含量随深度而增加（图 7c），在 3000 m 以下，无论是残余原生孔隙，还是次生孔隙都被次生石英填满（图版 I-2）。

包体测压及其他资料说明，南、北两区石英次生加大现象的有无，主要是由于孔隙流体压力不同。颗粒加大边的产生与压溶有关，而孔隙流体所具有的压力，又对颗粒起支撑作用，从而降低颗粒接触处的压强，使石英、长石等碎屑颗粒减少或免遭压溶。这种情况在砂体封闭良好无外界硅质来源时，尤其如此。盆地西部南北两区石英、长石次生加大的差异，概源于此。

盆地东部的早 2 井可进一步旁证这一认识。该井 3500 m 以下，古压力系数小于 1.34 的低异常压力井段，也有石英加大边及自形晶次生石英（图版 1-3），正巧那里也无原生孔隙，连次生溶孔也极少。

第二、泥岩压实程度及声波时差同样显示了超孔隙压力的巨大影响。西部北区泥岩压实程度及声波时差随深度规律地变化，如图 7-e 虚线所示，声波时差值随深度增加而几乎成直线下降。而西部南区，在深 2600—3500 m 区间内，却呈现出明显的异常，如图 7-e 实线所示，声波时差值不但未随深度的增加而减少，却反而明显增大。在同一深度范围内，泥岩密度也不随深度增大，而是明显变小，大大小于理论值（图 7-f）。说明原始孔隙内流体压力较大，抵消了相当一部分压实作用的影响。

第三、沉积相分析表明，超孔隙压力的形成与成岩流体的隔断，不是偶然现象，而是由沉积环境决定的必然结果。盆地西部北区，即较深稳定湖区的东北部，由于古地形平坦，距物源较远，发育河流相及三角洲平原相，故砂层厚而连片（图 8）。砂砾岩层在地层剖面中通常占 50% 以上，最高达 87%。成岩期，这些砂、砾岩层在上倾方向没有任何地层、岩性或构造遮挡条件，很难封闭。因此，一难形成高压异常；二不易隔断成岩流体。而西部南区，也就是稳定湖区的西南部。其中昆仑山北缘至油砂山地区，主要发育小型三角洲平原相的河道砂岩体，连续性不好；阿尔金山东侧，为湖相泥岩及洪积相砂、砾岩交互发育区，也有分割性。这两类砂、砾岩层，特别是前者，在地层剖面

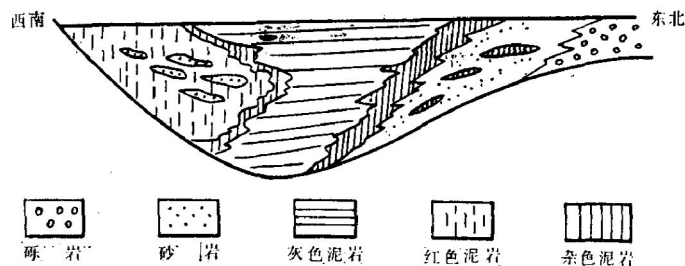


图 8 柴达木盆地西部沉积中心西南、东北两区碎屑岩体产状特征示意图

中,一般占20—30%,最多的也只占地层厚度的36.1%,但在砂层上倾方向,可相变为泥岩,也可因断裂活动造成砂、泥岩层相接。因此,既容易被泥岩所封闭,也容易隔断成岩流体。在压实过程中,由于砂泥岩压实率的差异,水被排入砂岩而又不能很好外泄,便逐渐聚积起来形成高异常压力体。华保钦、林锡祥等对此作过很好的分析^[7],李绍光等也报道过北大港的类似情况^[8]。

基于上述认识,盆地西部地区红层油气藏的勘探应在生油洼陷的周围,寻找可能的有效储层发育区。沉积中心西、南部广大地区最为有利,特别是其中的油砂山,英雄岭地区,南乌斯、绿草滩地区,尕斯湖、阿拉尔地区及红柳泉、七个泉到小梁山凹陷西缘地区等。至于东、北部,油气聚集只能有局部意义,应据两类孔隙的不同成因分别去探索。原生孔隙应以砂层不是很发育的地区,特别是近生油洼陷甚至洼陷中的砂岩体为勘探对象;次生孔隙应在沉积时盐度较低的地区去寻找。盆地东部早2井深层具有一定异常压力的井段,由于原始孔隙流体盐度较低,加之石英次生加大较弱,电镜下仍可见到一些次生微孔隙(图版I-4),孔径平均可达到14 μm ,无论对油气的运移还是聚集都有实际意义。这一情况,对盆地西部北区局部地区的勘探应该作为借鉴,也就是说,除去原生孔隙外,还要开拓以次生孔隙为储集空间的勘探地区。

致谢:青海石油局屈平彦、胡成礼、孙利平等同志参加现场取样等准备工作。美国地质调查所的Bonnie和C.Baker在工作初期曾给予热情帮助;C.W.Keighin和T.D.Foch在实验室的使用方面提供方便。总结整理过程中,李国平、宋凯同志给予大力支持。均志鸣谢。

主要参考文献

- [1] 何知礼, 1982, 包体矿物学, 地质出版社。
- [2] Roedder, E. and Bodnar, R.J. 1980, Geologic pressure determinations from fluid inclusion studies, *Ann. Rev. Earth Planet Sci.* 8 P. 263—301.
- [3] Potter, R. M., et al 1978, Freezing point depression of aqueous NaCl solutions: *Econ. Geol.*, v. 73, P. 284—285.
- [4] Potter, R. M., et al 1977, A new method for determining the solubility of salts in aqueous solutions at elevated temperatures: *Jour. Research U. S. Geol. Survey*, V. 5 (3), p. 389—395.
- [5] Roedder, E., 1971, Fluid inclusion studies on the porphyry-type ore deposits at Bingham, Utah, Butte, Montana, and Climax Colorado: *Econ. Geol.*, V. 66, p. 98—120.
- [6] L. S. Hollister and M. L. Crawford (Edited), 1981, Short course in Fluid inclusions: Applications to petrology. P. 47.
- [7] 李绍光、王德兴, 1982, 北大港南北构造带成岩后生作用与孔隙度的关系。石油学报, 第3期。
- [8] 华保钦、林锡祥, 1983, 柴达木盆地异常地层压力及其成因探讨。沉积学报, 第1卷, 第4期。

FLUID INCLUSIONS IN AUTHIGENIC MINERALS IN TERTIARY SEDIMENTARY ROCKS AND OIL AND GAS PROSPECTING IN RED BEDS IN QAIDAM BASIN

Qian Kai

(*Research Institute of Geology, Shengli Oil Field*)

Abstract

Usually there are three kinds of fluid inclusions in Tertiary sedimentary rocks in Qaidam Basin: primary, secondary and hereditary. Among them the most important information for oil and gas exploration are provided by primary fluid inclusions formed in diagenetic stage. The pressure measurement of the inclusions indicates that there is an abnormal high pressure body in the lower Ganchaigou Formation in the south part of the western Qaidam Basin. Oil pools of the red beds just preserved in this body. The reservoir voids are mainly residual primary pores and non-fractured secondary pores in sandstone. So many pores could be preserved because the abnormal high pressure of pore fluids keep quartz and feldspar from pressure-solution and the impermeable beds block the outside siliceous solution source. So the quartz and feldspar can not overgrow. Oil composition show that source rocks are mainly lateral lacustrine synchronous deposits of the red beds, while oil from overlying and underlying source rocks can not enter the trap in large quantity. According to the temperature determination of fluid inclusions, the oil generated and entered the trap when paleotemperature was 78°C. It is 26°C lower than the threshold temperature calculated formerly. If other conditions remained constant, the quantity of oil generated in western Qaidam Basin should be much more than that calculated. The time of generation, migration and accumulation of oil and gas might start approximately from the Late Miocene and continued to the Late Pliocene.

To compare the sedimentary characters of the southern part with that of the northern part of the western Qaidam Basin, one can see that the formation of abnormal high pressure is mainly due to easy closing of the small deltaic sandstone bodies and the diluvial sandstones and conglomerates within lacustrine mudstones, thus the pressure could be accumulated by rapid deposition of overlying sediments and differential compaction. Accordingly, the most favourable areas for oil and gas prospecting in red beds in western Qaidam Basin must be paleolacustrine area, and the west and south sides of the area. As for the east and north parts, it is better to pay attention to the areas where secondary pores are well developed and/or discontinued sandstone beds are existed.