

# 四川八角场油气田大安寨组 凝析气藏的地质—地球化学研究

韩耀文 王廷栋 王海清 熊应明 唐先益  
(西南石油学院) (四川石油管理局川中矿区)

**提要** 本文在综合论述大安寨组凝析气藏地质特征的基础上,讨论了储层高度致密化的原因,并根据凝析油轻烃  $C_4-C_7$  的族组成、庚烷值与异庚烷值、轻烃指纹化合物对比,结合天然气碳同位素资料,分析了本组气藏的气源及其受外源影响的可能性。认为,油气不仅来自本组的源岩,而且有其深部香溪群油气的明显混入。此外,本文还初步分析了某些气井在开采过程中,凝析油轻烃含量与组成的变化。

**主题词** 淡水湖滩相 介屑(壳)灰岩 烃源岩 轻烃指纹化合物

**第一作者简介** 韩耀文 男 58岁 教授 石油及天然气地质学

八角场油气田是四川盆地川中地区勘探开发较早的油气田之一。于1971年钻达侏罗系大安寨组大一油层时发生井喷,获得工业气流。

八角场大安寨组气藏经过四川石油管理局和川中矿区多年工作,研究程度较高,认为是自生自储的原生油气藏。笔者这次研究中,除进一步研究储层致密化的成因外,在气源方面还注意到外源影响的可能性,并对凝析油性质及其某些地球化学特征进行初步探索,得到一些新的认识。

## 一、气藏的地质特征

八角场构造位于川中断块带南充断陷区的西北部,是一个走向近东西,轴线微向南凸的平缓短轴背斜。两翼倾角  $1^\circ-3^\circ$ ,北陡南缓。大安寨气藏的基本石油地质特征可归纳如下\*:

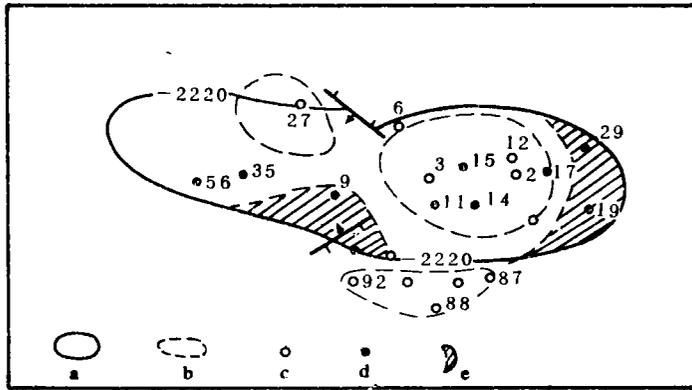
1.含油岩系是典型的内陆淡水湖相沉积,由湖滩相碳酸盐岩(介屑灰岩)和黑色页岩的不等厚互层组成。介屑灰岩为主要储集岩,黑色页岩为主要烃源岩。

2.储集岩为低孔低渗的致密岩类,根据岩样测试,孔隙度多在1.0—1.5%范围内,渗透率多低于  $0.49 \times 10^{-4} \mu m^2$ ,具非均质性,其致密程度主要受成岩作用(多期胶结作用)所控制(见下节及图版1, 1—6)

3.源岩中有有机质(干酪根)以腐泥型和混合型为主,有机质演化处于成熟阶段,镜质体反射率  $R^0$  在0.8—1.1左右。

4.气藏具有多层次、多裂缝系统的特点。同一系统的井间干扰明显;系统间相互独立(图1)。

\* 韩耀文、熊应明, 1987, 四川盆地八角场油气田大安寨组低渗透凝析气藏的地质特征



a.大三裂缝系统, b.大一裂缝系统, c.大一段的井, d.大三段的井, e.大三段气藏的油环

图1 大安寨组裂缝系统的平面分布图

Fig.1 The lateral distribution of crack systems in Daanzhai reservoir

5. 油气分布受构造因素和成岩作用双重控制。背斜顶部为凝折气顶, 裂缝发育, 产天然气和凝折油; 背斜翼部产轻质油和气, 外围产原油。由于裂缝分布和成岩作用造成储层的非均质性, 在气顶、油环和外围含油区之间, 没有规则的界线。

6. 产层流体压力超过静水柱压力, 压力系数达 1.56—1.7, 属异常高压气藏。地层温度约为 70—75℃。地下较高的温度和压力环境为凝析气藏形成提供有利的条件。

## 二、储层的成岩作用和孔隙演化

在本次研究中, 重新对以前的薄片作了镜下鉴定, 并补充取样作扫描电镜、阴极发光、荧光等, 证实了促使岩石高度致密化的原因是持续的压实作用和多期胶结作用, 后者是最重要的因素, 而溶解作用对储层的改造是极微弱的。

### 1. 多期胶结作用

储层的成岩作用史决定其孔隙演化史。若以出现被充填的介壳裂纹作为压实作用强化的标志, 可以划分出早期胶结作用和晚期胶结作用。根据强子同等 (1979) 用混合试剂染色区分四种含铁量不同的方解石胶结物\*, 可以清楚辨明不同时期胶结物的分布。

**早期胶结作用** 介屑 (壳) 滩堆积以后, 在介屑颗粒接触处有一些无铁针状方解石作为胶结物充填其间, 从而使松散的沉积物得以固结成岩, 这是第一世代的胶结作用。但是这种胶结物分布并不普遍, 表明早期胶结微弱, 或已被晚期胶结物所改造。

**晚期胶结作用** 胶结物由不同类型的铁方解石组成 (图版 I, 1、2), 出现粒状、嵌晶状的无铁方解石充填粒间孔隙, 并出现铁Ⅲ亮晶方解石交代介屑中的无铁微晶方解石。在

\* 无铁方解石 (<0.5% FeO) ——红色, 铁 I 方解石 0.5~1.5% FeO) ——红紫色, 铁 II 方解石 (1.5~2.5% FeO) ——淡蓝色, 铁 III 方解石 (2.5~3.5% FeO) ——深蓝色

紧密压实的介屑间可见压溶现象。这是第二世代的胶结作用,其规模之大、过程复杂,参照胶结物阴极发光分析,也可以说明晚期成岩作用的复杂性和多期性。已知纯的碳酸盐矿物一般是不发光的,但由于其内部常有类质同象物( $Mn^{2+}$ ,  $Sr^{2+}$ 等)作为激活剂而导致发光;铁又是一种阴极发光的猝灭剂,因此,当碳酸盐矿物沉淀时,由于不同时间水介质的变化,常使这两种离子的比值发出相应的变化,从而出现韵律性的环带状显示(所观察的薄片出现桔红色—暗红色的条带)。它表示同期胶结物并非一次形成,仍有若干成岩生长带。尽管后期重结晶作用使它成为一个大的亮晶方解石胶结物,但其原始形成过程仍留下了明显的痕迹(图版 I, 3、4)

## 2. 压实作用

一般认为,碳酸盐沉积物随胶结作用的进行,压实作用将减弱或停止。但是,如前所述,大安寨组介屑灰岩的早期成岩作用微弱,因此,在早期成岩作用后仍有压实作用的明显痕迹——介屑堆积紧密化,有的介屑被压断,并切过早期的胶结物,以及有陆源石英碎屑嵌入介屑等,表明压实作用持续的时间较长(图版 I, 5)。

## 3. 溶解作用

在成岩作用过程中,发生过规模不大的溶解作用,笔者观察到介屑边缘发生过溶蚀,形成的孔隙多被无铁方解石所充填,这是早期溶解作用,而晚期溶解作用表现为介屑内的微溶孔、粒间孔的扩大与裂缝的扩大,以及已充填的方解石胶结物再溶解,后又为硅质再充填等(图版 I, 6)。

大安寨介屑灰岩所经历的强烈的多期胶结作用,使原生和次生的孔隙几乎被全部充填殆尽,因此异常致密,现今测得的有效孔隙度只反映了介屑中残留的微溶孔和微裂缝而已。

# 三、油气的组成特征和气源

## 1. 实验方法

$C_4$ — $C_7$  轻烃分析,采用 GC-7A 型气相色谱仪。色谱柱为直径 0.22mm,长 80m 的 OV-101 型石英毛细管柱。分析条件:载气为氦气,流速 10ml/min,分流比 100:1,柱箱初温 30℃,升温速度开始为 1℃/min,当正庚烷出峰后换为 4℃/min,根据需要可随时停止分析。汽化室温度 280℃,FID 检测,化合物定性根据保留指数法(武杰等,1986),定量采用面积归一法。

全烃分析时,对不含胶质和沥青质的无色透明凝析油直接进样,含有胶质沥青质的混油凝析油,用丙烷脱沥青质、活性氧化铝柱脱胶质后进样分析,色谱柱为长 30m 的 OV-101 石英毛细管柱,以 6℃/min 的升温速度,从 30℃ 升到 280℃ 恒温数分钟,直到不出峰为止,其余条件同轻烃分析。

## 2. 凝析油的 $C_4$ — $C_7$ 烃的族组成

笔者对分属于不同裂缝系统的一些井(角 2 井、角 12 井、角 6 井、及角 96 井)及深层香溪群( $T_h$ )和邻区川 22 井雷口坡组一段( $Tr^1$ )某些井产出的凝析物作了分析(表 1),发现它们的  $C_4$ — $C_7$  烃的组成有明显的不同。

根据 Leythaeuser (1979)、Snowdon (1982) 等的观察和研究,由腐泥母质来源的轻烃,正构烷烃丰富;而腐殖型母质来源的轻烃,相对富含支链烷烃和芳香烃,并认为富含环

表 1 八角场气田大一原油和凝析油的 C<sub>4</sub>—C<sub>7</sub> 轻烃组成与其它层位凝析物的比较Table 1 The comparison of the class components of the light hydrocarbons (C<sub>4</sub>—C<sub>7</sub>) of the condensate between the daanzhai and other formation

井号	角 2 井	角 12 井	角 6 井	角 96 井	角 48 井	川 22 井
层位	J <sub>1</sub> <sup>4</sup>	J <sub>1</sub> <sup>4</sup>	J <sub>1</sub> <sup>4</sup>	J <sub>1</sub> <sup>4</sup>	T <sub>h</sub> <sup>6</sup>	T <sub>r</sub> <sup>1</sup>
样品类别	凝析油	凝析油	凝析油	原油	凝析油	2 1
族组成						
正构烷烃(%)	46.65	41.10	21.94	41.22	18.74	36.61
支链烷烃(%)	18.74	14.33	14.80	12.26	20.84	33.57
环烷烃(%)	31.11	39.49	49.58	41.76	47.04	22.04
芳烃(%)	3.50	5.08	13.68	4.76	13.38	7.78

烷烃也是陆源的特征之一。川中香溪群的气属于煤成气，从角 48 井香六层凝析油的族组成来看，具有贫正构烷烃，富异构烷烃、环烷烃和芳香烃的特点，应属于煤成油类型；而大安寨组角 96 井的原油，角 2 井、角 12 井的凝析油富含正构烷烃，贫异构烷烃、环烷烃和芳香烃，应是腐泥型母质来源的。特殊的是，上述原油和凝析物轻烃中正构烷烃的比例，比海相腐泥型母质来源的雷一段还要高，这与大安寨组的油高含蜡有关，反映了陆相湖盆沉积烃源岩的生烃特征，也是大安寨组油气主要为自生自储的旁证。值得注意的是，角 6 井油气组成的情况与前述特点不同，其凝析物中正构烷烃含量较少，而环烷烃、芳香烷含量丰富，其丰度与香溪群（角 48 井）的凝析物相近，表示极有可能受了香溪群的向上运移的油气的影晌，而呈现混源气的特征。根据最近对大安寨组储层沥青生物标志化合物——甾烷、萜烷分布的研究（王廷栋等\*，1989）并与香溪群源岩对比，发现除角 6 井区以外其它部位也程度不同地受到影响，二者的生物标记化合物指纹有良好的可比性。

### 3. 庚烷值和异庚烷值（石蜡指数）

根据轻烃单体烃中链烷烃与环烷烃的比值与热成熟度呈正相关，Thompson (1979) 提示以庚烷值和异庚烷值作为反映轻烃烷基化程度的标尺，来判断原油和凝析油的成熟度，并以此将油分为四种类型（表 2）。他还指出，这两个反映成熟度的指标，受生油母质类型的明显影响。

表 2 根据轻烃组成对石油分类

Table 2 The classification of oil (condensate) by the component of the light hydrocarbon

石油类别	类别 限 度	
	庚 烷 值	异 庚 烷 值
正常烷基油	18—22	0.8—1.2
成熟油	22—30	1.2—2.0
高成熟油	30—60	2.0—4.0
生物降解油	0—18	0—0.8

从表 3 庚烷值和异庚烷值范围来看，大安寨组的油介于成熟与高成熟之间，与其母岩镜体反射率反映的成熟度是匹配的。但成熟度略高于大安寨组的角 48 井香溪群的凝析油反

\* 王廷栋等，1989，凝析油中 C<sub>4</sub>—C<sub>7</sub> 轻烃的分布特征与它生成及运移的关系。

而具有较低的庚烷值和异庚烷值，这显然是受源岩有机质类型的影响。

表3 八角场大安寨组原油和凝析物的庚烷值和异庚烷值  
Table 3 Heptane and iso-heptane values of crude oil and condensate

井号	角2井	角12井	角6井	角96井	角48井	川22井	
层位	J <sub>1</sub> <sup>4</sup>	J <sub>1</sub> <sup>4</sup>	T <sub>1</sub> <sup>4</sup>	T <sub>1</sub> <sup>4</sup>	T <sub>h</sub> <sup>6</sup>	T <sub>1</sub> <sup>1</sup>	
油的类别	凝析油	凝析油	凝析油	原油	凝析油	凝析油	
母质的类型和H与I值	庚烷值(H)	37.43	29.21	15.60	35.12	12.07	33.4
	异庚烷值(I)	1.79	1.81	1.73	1.60	1.45	6.75
	源岩干酪根类型				I、II	III	II
	干酪根镜质体反射率R <sup>0</sup>				0.9—1.1	0.9—1.2	1.62

将表3所列各井的油或凝析油的庚烷值和异庚烷值，投到Thompson的分类演化趋势线图中(图2)，不难看出角2井、角12井、角96井、川22井的凝析油都属于脂族干酪根所生成，而角48井香六层的凝析油来自芳香族干酪根。角6井大安寨组凝析油介于两者之间，特别是庚烷值更接近于香溪群，显然是受香溪群油气的影响，与从C<sub>4</sub>—C<sub>7</sub>烃组成分析得出的认识是一致的。

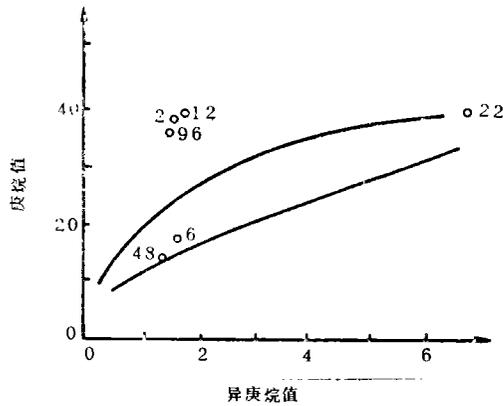


图2 大安寨气藏部分井轻烃的庚烷值和异庚烷值

Fig. 2 Heptane value and isoheptane value of oil and condensate of some wells

#### 4. 轻烃“指纹”对比

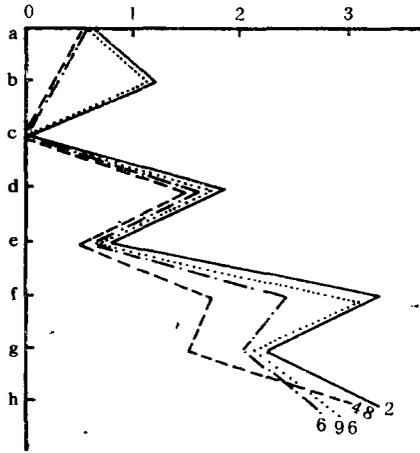
Erdaman等(1974)提出用一些沸点较为接近的化合物构成化合物时，用每对中各组分浓度的比值相比较的方法追索油气源。为了进一步查明角6井的气源，笔者按上述方法将其与其它井作了轻烃指纹对比(图3)。

对比表明，角96井的原油与凝析物有良好对应关系，表明它们有同一来源，角48井的凝析油与前两者对比关系差，表明是不同源的。角6井的凝析物介于二者之间，并更接近于香溪群(角48井)，也表明香溪群向上运移的油气对大安寨组油气有明显的影晌。

#### 5. 天然气的碳同位素

轻烃指纹对比结果表明，八角场大安寨组有的气井如角6井的凝析物组分明受到香溪群油气的影响。显然，气态烃所受到的影响将会更大，为此，笔者对八角场几口油气井的天

然气的甲、乙烷碳同位素值进行了分析 (表 4)。



a) 1-反 3-二甲基环戊烷 / 1-反 2-二甲基环戊烷 b) 正庚烷 / 1, 1, 3-三甲基环戊烷+甲基环己烷 c) 2, 3-二甲基戊烷 / 2-甲基戊烷 d) 2 甲基戊烷 / 3 甲基戊烷 e) 4 甲基庚烷+3, 4-二甲基己烷 / 3-甲基庚烷 f) 正己烷 / 甲基环戊烷+2, 2-二甲基戊烷 g) 3-甲基己烷 / 1, 1-二甲基环戊烷+1-顺 3-二甲基环戊烷 h) 2-甲基己烷 / 2, 3-二甲戊烷

图 3 油和凝析油的轻烃纹”对比

Fig.3 Correlation of light hydrocarbon "finger print"

表 4 八角场几口井天然气中的甲烷和乙烷的  $\delta^{13}\text{C}$  值

Table 4 The  $\delta^{13}\text{C}$  value of methane and ethane in the natural gas of some gas wells in Bajiaochang Gas Field

井号	角 2 井	角 12 井	角 4 井	角 96 井	角 6 井	角 42 井
层位	$J_1^4$	$J_1^4$	$J_1^4$	$J_1^4$	$J_2^2$	$J_2^2$
$\delta^{13}\text{C}_1$	-40.5	-40.7	-39.6	-41.87	-36.5	-37.8
$\delta^{13}\text{C}_2$	-31.5	-31.2	-28.7	-32.69	-26.0	-25.1
$\delta^{13}\text{C}_1 - \delta^{13}\text{C}_2$	9.0	9.5	10.9	9.18	10.5	12.7
$R^0$ james 法	1.17	1.11	0.92	1.14	0.94	0.87

随着成熟度增加, 甲烷更富含 $^{13}\text{C}$ , 源岩的母质类型对天然气的甲烷碳同位素也有影响。据统计, 在相同成熟度情况下, 我国煤成气的甲烷碳同位素往往比油型气的甲烷碳同位素重 7—8% (戴金星等, 1985)\*。表 4 中, 角 6 井的甲烷  $\delta^{13}\text{C}$  值远重于油环部分的甲烷  $\delta^{13}\text{C}$  值, 这显然是受煤成气的影响。

乙烷的  $\delta^{13}\text{C}$  值也是随成熟度增加而变重的。煤成气的乙烷碳同位素值一般也重于油型气乙烷的碳同位素值。香溪群煤成气的混入对大安寨组的天然气的乙烷同位素的影响也是十分明显的井尤以角 6 井区的气更为突出, 其  $\delta^{13}\text{C}_2$  值达 -26.0%。

由碳同位素的方法与凝析油轻烃成分判断得出的结论是一致的。过去传统看法认为, 川

\* 戴金星, 戚厚发, 1985, 我国煤系气、油地球化学特征、煤成气藏形成条件及资源评价。

中八角场大安寨组凝析气藏是一个自生自储带油环的凝析气藏。笔者认为，八角场大安寨组的天然气不仅来自本组的源岩，还有深部香溪群天然气的明显混入。

#### 四、在开发过程中凝析油轻烃含量与组成的变化

根据对角2井开采状况和若干保留样品的分析研究可以看出，随开采中地层压力降低，出现反凝析作用，使重烃在地层中优先析出，从而在产出的凝析油中轻组分相对增加，天然气中凝析油含量降低。从图4中可见开采初期这种变化不大，但在中后期十分明显。因此，要提高凝析油的采收率，对大中型凝析气田须在开发早期采取适当的保持压力的措施。

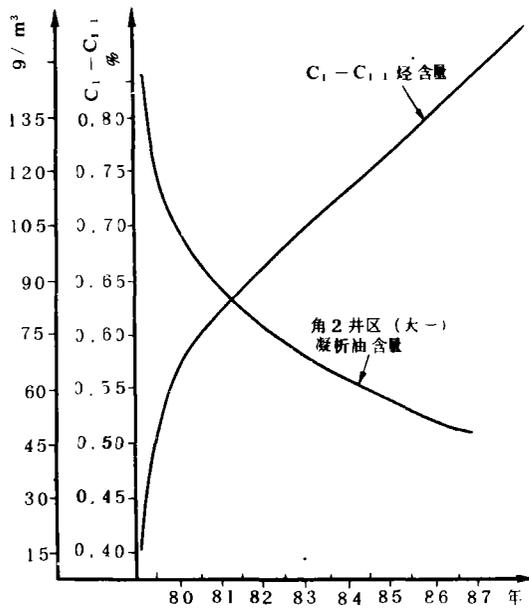


图4 开采过程中凝析物和轻烃含量的变化

Fig. 4 Changes in the contents of condensate light hydrocarbons during the recovery process

同时值得注意的是，随地层压力降低，角2井凝析油中 $C_4-C_7$ 烃族组成也发生变化，表现为正构烷烃、异构烷烃增加，而环烷烃和芳香烃越来越贫乏，这种变化是符合差异凝析规律的。但在地层压力恢复条件下情况相反，不仅凝析油含量增加，而且芳烃含量出现异尘■可能是因差异凝析作用先凝析到储层中的轻芳烃逆蒸发到凝析油气中，因此，这种异常现象不能反映其源岩母质类型的影响。

收稿日期：1988年7月25日

### 参 考 文 献

- (1) 强子同、杨宝善等, 1981, 地球化学, 第3期, 232—241页。
- (2) 高宏、唐先益, 1987, 天然气工业, 第7卷, 第1期, 91—96页。
- (3) Erdman J.G. et al. 1974, AAPG Bull., Vol.58, p.2326—2337.
- (4) James A.T..1983. AAPG Bull..Vol.67.No.7. p.1176—1191.
- (5) Leythaeuser D.et al.. 1979. Organic Geochemistry.Vol.1. p.191—224.
- (6) Snowdon L.R.and Powell T.G..1982, AAPG Bull.Vol.66. p.775—788.
- (7) Thompson K.F.M..1979. Geochim.Cosmochim.Acta.Vol.43. p.657—672.
- (8) Thompson K.F.M..1983. Geochim.Cosmochim.Acta.Vol.47. p.307—316.

## GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL STUDY ON GAS-CONDENSATING RESERVOIR OF DAANZHAI FORMATION, BAJIAOCHANG SICHUAN PROVINCE

Han Yaowen Wang Tingdong Wang Haiqing

(Southwestern Petroleum Institute)

Xiong Yingming Tang Xianyi

(Central Sichuan Oil Field)

### Abstract

Taking the Daanzhai formation of the condensate gas reservoir in Bajiaochang gas field which in the central Sichuan Basin as an example, this paper initiates with the description of its geological characteristics summarised below:

1. The producing formation is a typical inland freshwater lacustrine sediment which consists of lacustrine carbonates and interbedded with various thicknesses of shale layers. Coquina is a main reservoir rock. The black shale is a main source rock of hydrocarbons.

2. The reservoir rock is overlow permeable and unconvetional tight rock with the inhomogeneity. Through test to the core samples, it is proved that the porosities are mainly within the range of 1.0—1.5%, and the permeabilities are less than 0.5md ( $0.49 \times 10^{-4} \mu\text{m}^2$ )

3. The main types of the organic matter (kerogen) in the source rock are sapropelic and mixed ones. The evolution of the organic materials is in the mature—early supermature stages. The reflectance of vitrinite ( $R_o$ ) is about 0.8—1.1.

4. The gas reservoir of Daanzhai formation consists of several gas-producing layers and different fracture systems. The well interference exists distinctly in the same systems, but independence among different ones. The distribution of oil and gas in the anticline is controlled

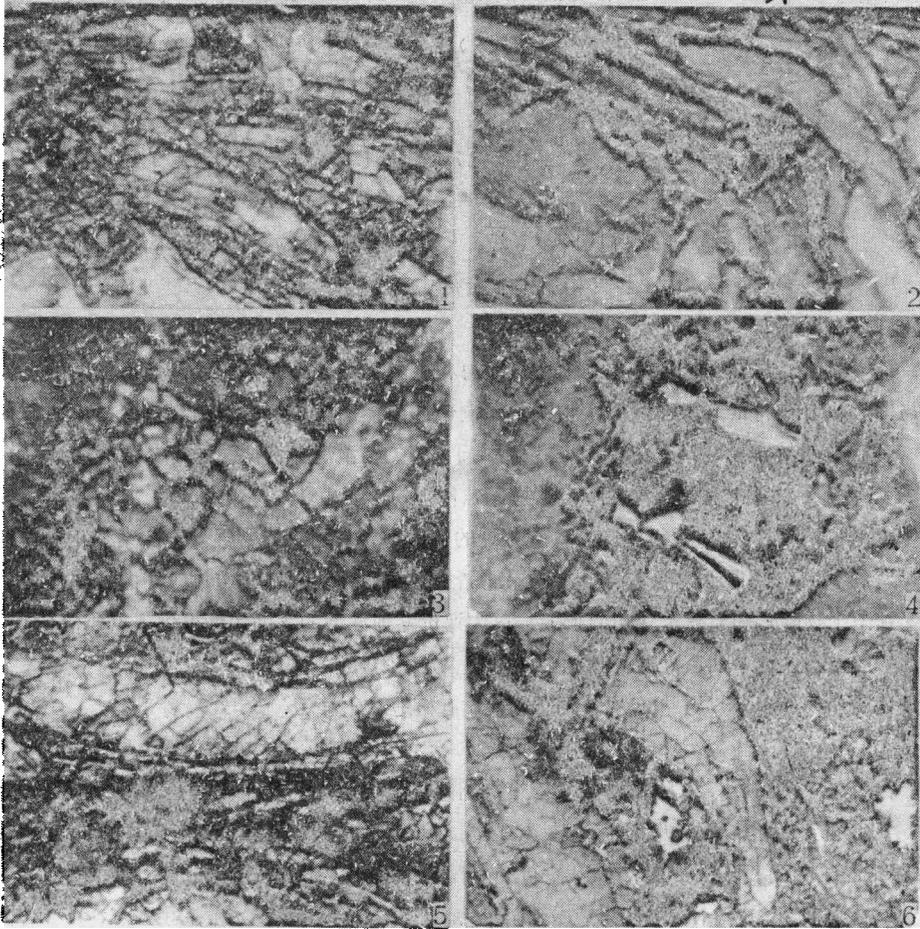
by both the diagenesis of reservoir and the structure.

5. The fluid pressure of the producing layer exceeds the hydrostatic pressure. The pressure coefficient is about 1.56–1.70, belonging to high abnormal pressure. The formation temperature is about 70–75°C.

Then this paper deals with the gas sources and the possibility of being influenced by other sources, according to the components of light hydrocarbons ( $C_4-C_7$ ) series in the condensate, the paraffin index, the correlation of fingerprint compounds of light hydrocarbons and the carbon isotopic characteristics.

Differing from the conventional point of view, a conclusion is drawn that the oil and gas are not only from the sources in Daanzhai formation, but also from that of the deeper Xiangxi group. This idea may have some significance in studying the distribution of the inhomogeneity of oil and gas, and forming mechanism of abnormal pressure, and so on.

Moreover, it discusses the changes of light hydrocarbons in the condensate in regard to their content and composition.



1. 染色后的介屑 (无铁方解石) 和铁 II 方解石胶结物 (浅蓝)  $\times 40$  2. 染色后的介屑和铁 III 方解石胶结物 (暗蓝)  $\times 40$  3. 普通偏光下的方解石胶结物  $\times 40$  4. 同上视域, 阴极发光下的方解石胶结物环带  $\times 40$  5. 压实后的泥质介屑灰岩  $\times 40$  6. 无铁方解石和孔隙中的铁 I 方解石胶结物为  $\text{SiO}_2$  所交代  $\times 40$