

超致密砂岩含气问题

王金琪

(地质矿产部西南石油地质局, 成都 610081)

作者探讨了砂岩孔隙度非常低情况下气藏形成的若干问题。突出了晚期相对活动构造对孔渗条件起死回生的决定性意义。阐明低级别砂岩孔隙结构、毛管作用以及油气活动方式。研究了气在砂岩基质孔隙中活动的“似极限”和有效性、超致密砂岩演化史、普遍超高压、次生气藏等新问题。强调早期聚集和晚期改造的相辅作用。

关键词 超致密砂岩 构造裂缝 次生气藏 晚期成藏 四川盆地 上三叠统

作者简介 王金琪 男 65岁 教授级高工 石油地质

一、“致密砂岩”含气区

由于好的孔渗性砂岩油气田越来越少,发达国家开始重视致密砂岩油气的探索,已取得很大进展。最突出的是美国和加拿大中西部“致密砂岩”含气盆地的勘探开发^[1],在能源结构中的地位日益上升。有关油气资源的概念也起了重大变化,提出“资源级别越低,潜藏量可能越大”的新思路^[2]。

随着岩石致密化,孔隙喉道变得狭窄曲折,流体运动困难,出现了许多特殊的油、气、水展布现象。在北美洲探明了一批“致密砂岩”含气区,气藏集中在构造盆地的低部位,连片大面积分布,并且一般没有明显的背斜构造控制。在构造盆地边缘高部位反而为含水区(或出现背斜型小油藏),这种“水封气藏”多半为负压区。而在埋藏较深的封闭性盆地(如东绿河)则为高压区^[3]，“水封”作用就不能存在。上述含气“致密砂岩”的孔隙度变化范围在6%—13%左右,圣胡安盆地北部砂岩孔隙度降到7%以下,就成为含气区的封隔边界。

Masters^[2]概括北美致密砂岩含气规律,并根据大量测试资料,编制了孔隙度-水饱和度图(图1粗重符号)。确定孔隙度低限为7%,低于此者为干井;含水饱和度低限虽定在55%,实际产水井与孔隙度-水饱和度曲线有关;只有在三条低限线所夹范围内,才是纯气生产层。

北美洲以外地区关于致密砂岩气区的报道不系统,也少有这方面成藏理论的研究。原苏联的 Еременко^{*}认为“在自然界类似的油气藏并不那么多,因为它们形成需要非常特殊的

收稿日期:1993-01-28 改回日期:1993-04-05

* Н. А. Еременко. 1984. 油气藏形成理论科学原理的发展. 李汶国译自 Геология нефти и газа, 译文载于四川石油普查, 1989, (1).

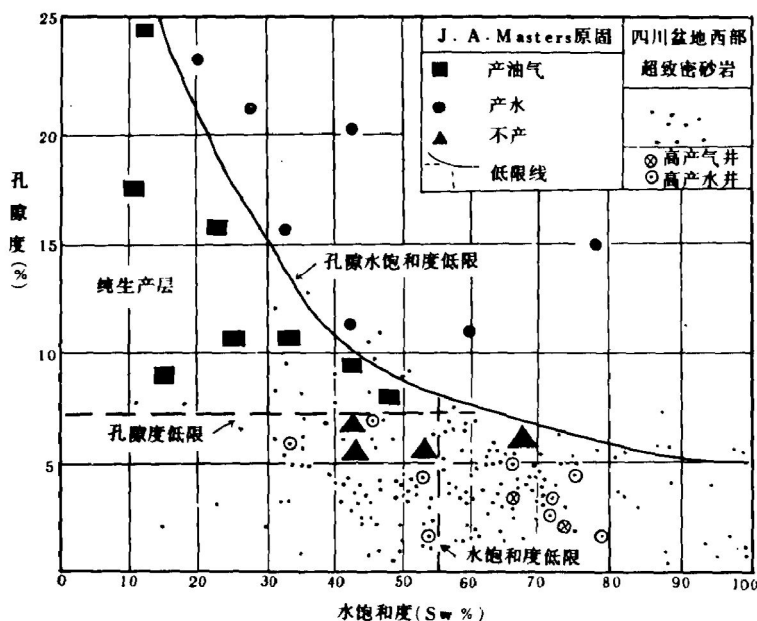


图1 孔隙度-水饱和度图

(在 J. A. Masters 原图加上四川盆地超致密砂岩点)

条件”。而 Калинин* 说“这种油气藏形成的边界条件较之常规油气藏而言,更为广泛……,几乎在每一个油气田中的低渗透砂岩,都有这种油气藏的聚集。”他称之为次储集岩,作为常规油气田外延或夹层中低品油气层来对待。

二、四川盆地西部 含气超致密砂岩

在四川盆地西部(简称川西)发现了一批气藏,储存于比北美“致密砂岩”物性更差的砂岩中,其远景正在扩大。成藏机制与北美“致密砂岩”气区有重要的区别。没有在构造

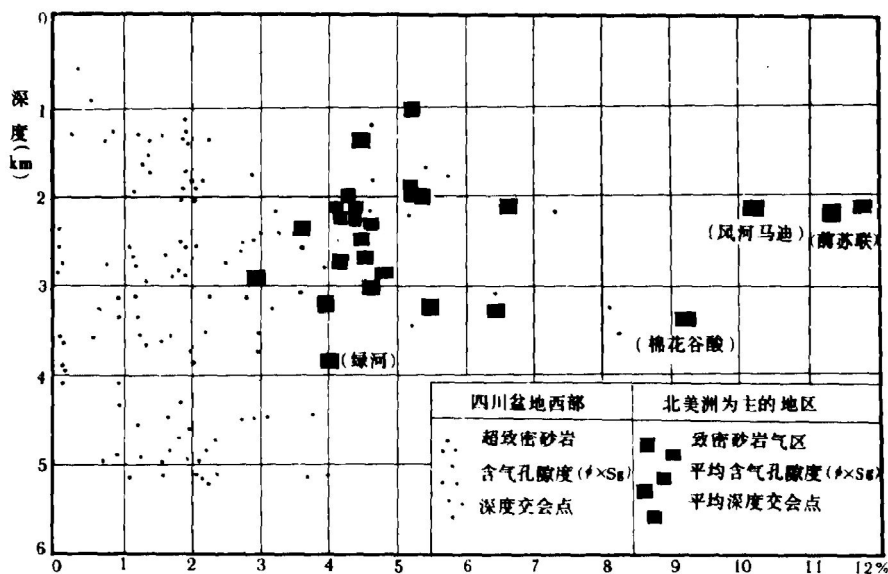


图2 致密含气砂岩深度-含气孔隙度图

(注:四川盆地西部 S_g 系用 $1-S_w$ 求得)

* M. K. Калинин. 1986. 低渗透岩石中油气藏形成的地质条件. 演怀玉译自 СОВЕТСКАЯ ГЕОЛОГИЯ. 四川石油普查, 1989, (1).

盆地中心找到大片含气区，而是在相对构造活动带上发现几种类型的气藏（图3）。

川西上三叠统须家河组（ T_{3x} ）砂岩，井下取芯测定，六千多个样品平均孔隙度为4.02%。砂岩基质渗透率的三千多样品中， $<0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 者约占28%， $0.1 \times 10^{-3} - 0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 者约占71%；如果剔除有微缝的样品，实际砂岩基质渗透率还要低得多。砂岩孔隙喉道半径平均低于四川计算气体有效喉道 $0.075 \mu\text{m}$ 的数值， $>0.5 \mu\text{m}$ 者极少。因此，作者称之为“超致密砂岩”。

在Masters孔隙度-水饱和度图（图1）的基础上，叠加了川西地区约200多个含气砂岩点（小黑点），90%都落在孔隙度低限线（7%）以下，其中包括一些高产气井。有些砂岩基质孔隙度特别低，但处于封闭的破裂带上，也可有很好的初产。另外，在含气孔隙度（ $\phi \times S_g$ ）与深度关系图（图2）上，北美砂岩（ $\phi \times S_g$ ）多集中4%—5.5%和深度2—3.3 km左右；而川西（ $\phi \times S_g$ ）平均在2%以下（贫含气砂岩），深度变化不定。这两种实际资料对比，反映出川西“超致密砂岩”和一般称为“致密砂岩”之间的显著区别。

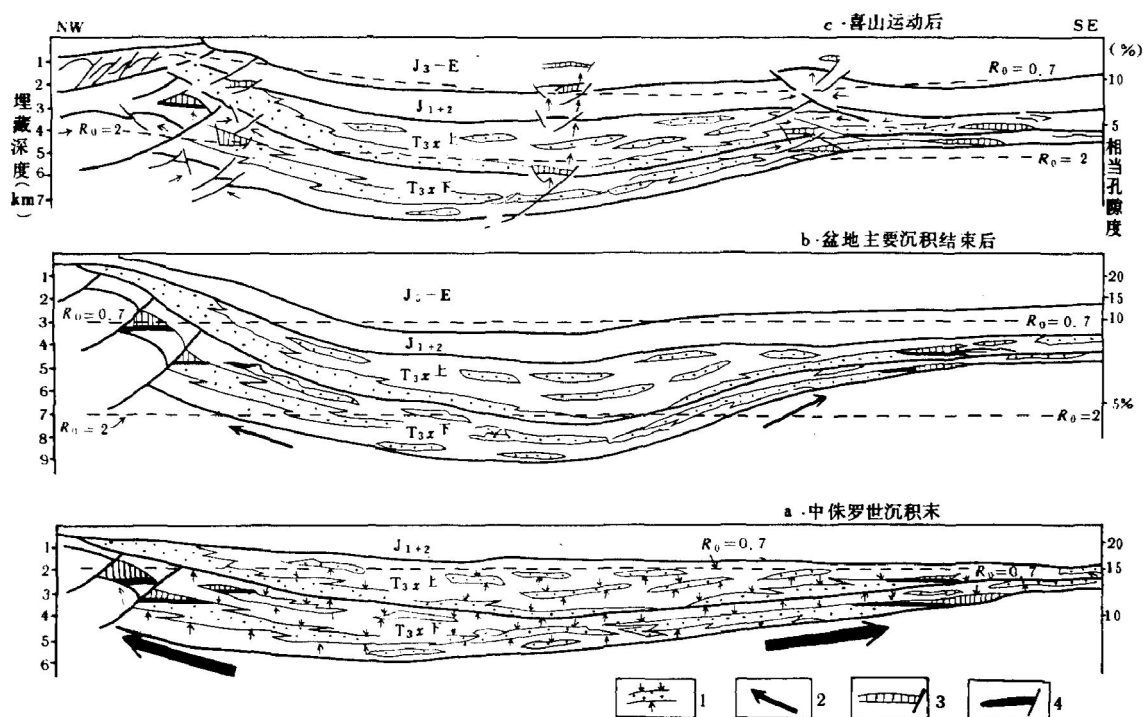


图3 川西超致密砂岩油气展布略图

1—初次运移，2—二次横向运移，3—示意气藏，4—示意油藏

超致密砂岩的普遍特征是：①砂岩和泥岩的孔隙度界线已不清楚，孔隙度与碎屑颗粒大小往往呈反相关关系（表1）。②地层含水饱和度很高，但水并不活跃，可能由于砂岩孔隙喉道甚小，束缚水所占比例大所致。③地层普遍超高压，尤其是构造变异轻微的地区（如大向斜）更突出，甚至接近岩石负荷压力；在构造隆起带上地压梯度相对下降，在盆地边缘逐步变为常压或负压。④井下气显示极其普遍，须家河组中尤为频繁。由于压力梯度高，钻进中井涌、增液、井喷现象时有发生。强烈井喷与储量和产量并无直接关系，无工业价值的气井

在超高压和一定裂缝配合下,也会出现非常猛烈的初喷。气储量与构造裂缝的分布范围及相对较高的孔隙度有关;产量主要与局部裂缝发育状况有关。

表1 川孝114井不同粒级岩石孔隙度统计表

粒 级	细粒砂岩	粗粉砂岩	泥质粉砂岩	粉砂质泥岩	泥 岩
孔隙度 (%)	3.24	3.24	3.39	5.08	5.7
岩样数 (个)	38	31	38	39	14

由于岩石致密化过甚,砂岩孔隙度与埋深关系已不明显^[4]。多期成岩作用反复进行,颗粒之间以及与胶结物之间相互镶嵌,砂岩密度值增大^[5]。如须二段砂岩明显有两期以上次生石英,在砂岩半成熟后期,粘土环边之外为石英次生加大边充填,残余粒间孔及压裂缝中经常见到沥青或原油。进烃之后,第二期次生石英或玉髓充填,早期缝中沥青又产生纵向裂纹,被再次生石英充填,在胶结物也有此现象。

三、超致密砂岩气藏形成问题探讨

(一) 与碳酸盐岩储层的区别

四川碳酸盐岩储层孔隙度平均在2%以下,比超致密砂岩还低一半多,但气藏成效远大于后者,除砂岩沉积环境极不稳定造成严重的非均质性外。关键是岩石骨架颗粒成分和组构的区别,砂岩孔隙基本是粒间的,成岩作用使孔隙的曲折度迅速增大,按柯静-卡尔曼公式,渗透率和曲折度的平方为倒数关系。而碳酸盐岩在粒内、粒间等多种次生作用,溶蚀选择面很宽,喉道连通的机遇比砂岩大很多。川东具有很大储量的中石炭统白云岩,平均孔隙度为3.23%;著名的卧龙湖嘉五段孔隙性储层仅为2.5%;盆地东部与礁体有关的上二叠统白云岩产层孔隙度也只有2.5%;石龙场大1介屑灰岩全构造连通,孔隙度平均不到3%。但同等的孔隙度在砂岩中,即使有裂缝配合也很难有所成就。另外,致密碳酸盐岩在地下深部形成溶洞的机遇率比砂岩大得多,有些成为特高产气井并控制相当大的储量。

(二) 砂岩孔隙度级别与油气活动关系

砂岩储层的孔隙度、渗透率、喉道半径是决定流体活动的内在基本因素。在物性较好的砂岩中,三者的对应关系明显;随着岩石致密化,非均质性增强,渗透率值跳跃变化很大,喉道半径多变,三者关系十分复杂。在砂岩中,孔隙度数值较为稳定,可作为划分砂岩储层级别的基础,但必须结合其它多种参数,方可深刻地认识储层的性能,因为最终决定储层性质的仍是渗透率。按此原则将砂岩储层分为:疏松砂岩、孔渗砂岩、低孔渗砂岩、致密砂岩、超致密砂岩五级,在流体不同活动形式下各具特点(表2)。

川西许多井钻穿储层后,常有很好的气显示甚至强烈井喷,但完井大压差测试反而不能成为有价值气井。根据大量岩芯分析,储层物性参数普遍低于教科书及专家们确定的低限。Masters把有效储层孔隙度划在7%以上;莱复生^[6]认为孔隙度小于5%即无价值;麦肯齐*把喉道半径 $<0.9\mu\text{m}$ 归为最差一类;麦柯*规定喉道下限为 $0.77\mu\text{m}$ 。罗平和罗蛰潭^[7]认为喉道

* 引自:周文.致密砂岩的储产特征.四川石油普查,1988,(1).

表2 砂岩基质孔隙度级别与流体活动关系

气在砂岩基 质中活动分类	毛管作用 意义	储层级别	孔隙度 (%)	渗透率 (10^{-3} μm^2)	喉道半径 (μm)	Pc 50 (bar)	流 体 形 分 式	流体在砂岩基质 孔隙中流动条件	与裂缝关系	油气活动模式	
			平均值	平均值	平均值	平均值	异			有裂缝参与	在基质孔隙中
按 常 规 条 件 活 动	泛作 毛管 作用	疏松 砂岩	>30	>1000			按分 重力 异	流体从高势向低势 自由流动 (孔隙大于0.5 mm, 气不受毛管影响)	不需		孔隙完全连通, 油气从高势向 低势自由活动
	常 规 毛 管 作 用	孔渗 砂岩	30- 20	1000- 100	>7.5	<1	按分 重力 异	油气在浮力及微压 差下可流动	不需		孔隙基本连通, 油气在浮力及 微压差下即可 流动
	低 孔 渗 砂 岩	低孔 砂岩	22- 13	100- 1	7.5- 0.75	1-20	按分 重力 异	油气在浮力及 一定压差下流动	适当裂缝有利 油气活动		
	致 密 砂 岩	致密 砂岩	15- 6	5- 0.005	1- 0.075	15- 80	低逆 压重 力区 有象	气在较高压 差下流动	油在裂缝发育条件 下才能流动		
在特殊 条件下 活动	超作 毛管 作用 (似极限)	超致 密砂 岩	7- 2.5	0.01- 0.0001	0.1- 0.01	50- 300	孔无 隙重 力分 体异	气在高压差下 很难流动	气在裂缝、油在 特殊条件下 才能流动		
									 ○ 模拟孔隙含气 ● 模拟孔隙含油 — 裂缝		压力梯度方向

二、三次加压仍只有少数大喉道被充满，第四次用高压突破主要喉道分布值，大喉道才全被充满。因此实际有效值可能是幅度较大的区间值。表2“似极限”是一个供参考的概念；有效值喉道半径75 nm也是供参考的大致界线。

作者认为：砂岩孔隙直径大于0.5 mm时（表2的疏松砂岩），重力超过界面张力，流体从高势向低势自由流动。孔渗砂岩、低孔渗砂岩、致密砂岩的基质孔隙内流体活动，毛管压力曲线可以规律性定量反映孔隙结构特征^[10]；但液体油主要在低孔渗砂岩级别以上孔隙内活

* 曲志浩，储集岩最小含油喉道半径之确定及其在油藏评价中的应用，1982；尹凤岭，四川盆地川西北地区中上三叠统储集条件初步研究报告，1979。

** 王 胜等，四川盆地西部油气地质条件与找气（油）方向，1986。

动,致密砂岩孔隙内以气体为主。超致密砂岩的孔隙只有靠裂缝沟通,气体才能活动;如果到了“似极限”,孔隙已失去意义,只有在破裂带条件下偶尔发现一些气井,产量递减很快,如孝泉32井在3342—3358 m段强烈气喷以致井垮,同井场94井在该层取芯分析,孔隙度仅1.68%—1.93%,测试无效。

(三) 砂岩致密化历史与进烃期的关系

图4反映川西主要含油气岩系的演化图式,以须家河组下部砂岩为基准,其它可类推。

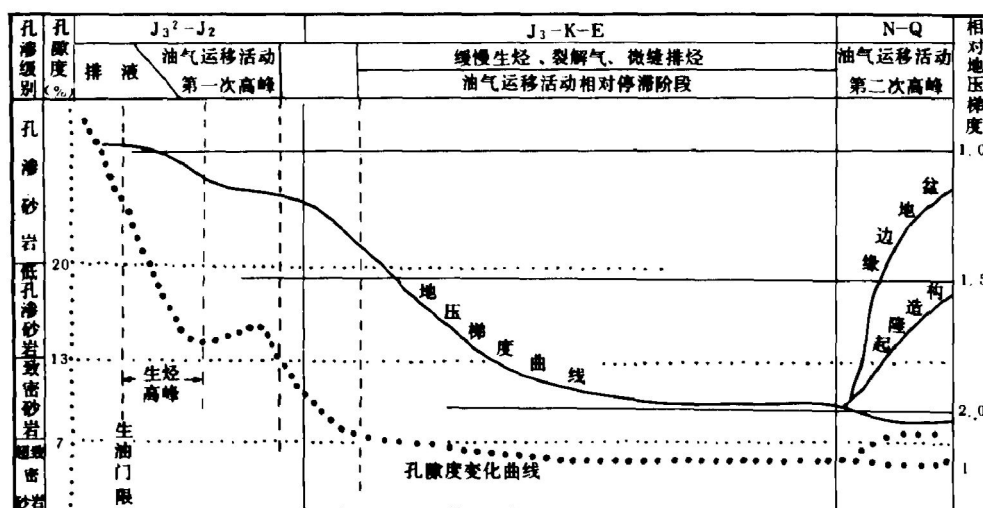


图4 须家河组下部砂岩孔隙度、地压梯度、油气演化图式

注:图中须家河上部砂岩要相应后移

(1) 粗点线表示岩石致密化历史过程,总趋势是随着埋深不断致密化,大致在中晚侏罗世砂岩达到超致密阶段(图3-a)。董贞环等^[1]对川西大量成岩、粘土、进烃等资料研究后认为:在砂岩埋深约3000 m左右,原生孔隙逐步消失,次生孔隙增加,计算进油期以次生为主的孔隙度为10%—12%,最高可达15%,和Schmidt^[11]的演化模式相符。随着埋深增加次生孔隙也逐步消失,即使喜山运动使砂岩抬升,基质孔隙也没有提高,略有增加的只是裂缝孔隙部分。由于胶结物和成岩方式的差异,有些埋藏不是很深的砂岩,在成岩有利条件下,局部仍能保留到致密砂岩或低孔渗砂岩级别(如新场地区),是寻找浅层气的重要基础。

(2) 粗实线表示地层压力梯度变化,梯度增高与地层封隔有关,略滞后于岩石致密化。喜山运动后盆地边缘出露,梯度线密集下降至常压或负压;在幅度较高的构造上如龙泉山普遍卸压(图3-c右);而广大构造微弱区并无显著卸压现象,上升后卸压小或不卸压,实际地压梯度增加了。

(3) 图的横向表示晚三叠世后约二亿年的历史。晚三叠世正是邻近洋壳俯冲及碰撞阶段,古地温根据董贞环^[1]伍大茂等成岩包裹体计算,平均为4.22℃/100 m。因此推算生油门限及生烃高峰在三叠纪末迟至中侏罗世末(须家河组上部在侏罗纪末)。在砂岩严重致密化之前应存在第一次油气运移活动高峰^[12],当时早已存在的地层、岩性、古构造等成藏条件十分有利

• 董贞环,黄恒铨等.四川盆地西部致密砂岩实验方法和储集岩与成岩作用关系研究.1989.

•• 董贞环,黄恒铨等.四川盆地西部致密砂岩实验方法和储集岩与成岩作用关系研究.1989.

(图3-a),应努力探索这些古油气藏的后期变化^[13]。中侏罗世以后,岩石迅速致密化并较早地进入超致密砂岩范畴,油气历经了长时期相对停滞和热演化阶段。喜山运动强烈而面广,川西形成大批背斜构造和断层,出现许多新的裂缝连通系统,天然气运移活动产生了第二次高峰。

(四)晚期构造缝(破裂系)是超致密砂岩“起死回生”的关键

裂缝对疏松砂岩和孔渗砂岩的意义不大,但对低孔渗砂岩级别以下则很重要,尤其是超致密砂岩的基质孔喉,多半已失去了气体活动的有效性。晚期构造活动使初次运移已进气而后致密化的砂岩产生裂缝网络,重新聚集成藏。

1. 川西有利于成缝的构造条件 (1)在挤压背景下,背斜两翼反冲逆断层组成的扇状拱曲体(突发变形),局部正处于张性状态,纵张缝和共轭剪切缝发育;有时在突发变形的深部,表现为对冲逆断裂组成的三角形变形带,也有明显的应力集中区,卢华夏教授*根据合兴场构造组合特点做了两种光弹性模拟试验(图5)。反映了三角形变形带的轴部、突发变形带的核部及突发变形带两侧断层的中段、三角形变形带两侧断层中段的断面附近,是应力集中区;上述核部正上方和轴部正下方的层面附近也是应力集中区,可能是构造内破裂相对比较发育的部位。川西已发现的几个较好的气藏都属此类。(2)隐伏断层本身控制的裂缝系统。川西多为断面弯曲的旋转断层,平面上表现为弧形、斜列,在断层外凸、交汇、末端等处都有显著的裂缝响应,尤其是外凸形如中坝东南侧、文星场4号井位等。(3)正向构造挠曲带或不对称背斜陡翼如孝泉等。

原始状态。上为突发变形带,
下为三角形变形带。点为层
状,实线为主干断层。

为一级绿;断层为狭窄一级红;压力增大,等色组均升高。压力为4.5kg时:
1为三级绿;2为三级红;3为三级黄;4为二级绿;5,6为不清二级红;7,
8为三级黄;9为三级红。(级数升高,在同一级内按黄红一蓝一绿为序)

地面露头上也经见到节理密集带(如合兴场灯盏窝),由破裂系控制的孝泉气藏,各井间都无干扰,说明在普遍超致密背景中,破裂系周边具有封隔条件。这种情况有两点启示:一是应力集中带可作为寻找气藏的重要方向;二是这种破裂系并不能大面积呈现,裂缝网络触及不到的部位,气仍然是停滞的,故很难期望在晚期构造中找到大型气藏,但可群体积累形

* 卢华夏等,四川盆地龙门山前破裂构造时空分布研究,1989.

成一定的规模。

2. “储集体”的概念是超致密岩裂缝产气的形象反映 致密砂岩级别以上(含致密砂岩)油气储集的概念是“层”,不同压差条件下油气在砂岩孔隙中进行不同形式的运移活动。超致密岩石破裂系不完全受“层”的限制,而由岩石力学性质决定。节理密度与杨氏模量成正比而与岩层厚度成反比,砂岩的抗压强度和杨氏模量较高、泥层较低。砂、泥岩受力后的裂缝密度和规模有较大区别,但并非在岩层界面截然而止,砂岩中的破裂系可穿进泥岩,组成垂直或倾斜的储集单元,有独立的压力系统并多为超高压。“储集体”在地震信息响应为低速、低频、振幅暗、产状乱等特征。在毯状大砂岩中,“储集体”亦可联接组成“似层状”的较大储集单元,成为相对富集的气藏。

广义的储集体还应包括岩性或成岩因素造成的独立圈闭,本文不讨论。

3. 相对稳定厚大砂岩破裂系联合组成的似层状储“层” 滨海相较为稳定的须二段砂岩,在背斜构造范围内,由于多组系破裂带联合而形成“似层状”储层,并有一定气水界面,目前川西最好的气田皆属此类。但经详细研究,“产层”并非同一层位,如合兴场川100井气产在夹层及以下部位,不远的127井则在夹层以上产气。因为砂岩仍属超致密,储集条件严

格受裂缝带控制,在陡翼或弧前凸带有很高产能,裂缝不发育地区产量很低,甚至中坝背斜高点的18井也不产气。须四段砂岩也可能出现上述情况。

(五) 地压、封盖、次生气藏的相互关系

地层压力与岩石致密化及增烃作用关系密切,由于岩石普遍严重致密化,大部分地区垂直压力分带已不完全反映欠压实和排烃规律。用声波时差、泥岩密度、孔隙度等法计算的地层压力(图6实线),与用dc指数或实测地压曲线(点线)很不和谐。后者起伏小,接近现在测试求取地压的实际情况,说明现在烃源层、储层、盖层的差异逐渐模糊。对气藏极其重要的盖层,在超致密砂岩区与储层的关系也只是一个相对的概念了。

但根据声波等计算的曲线,主要生烃的须三段仍表现为欠压实超高压,须五段也类似;区域重要储层须二段反映了压力平衡状态,须四段也类似。须三段与须二段间的地压差异,可能预示着川西主要气藏仍在须二段内,其次是须四段。

在红层内的两种地压曲线保持高压形态,在孝泉、新场地区更为明显,地层压力系数峰值可超过1.8,勘探实践中认识到这是寻找红层次生气藏的可靠标志(表3)。川

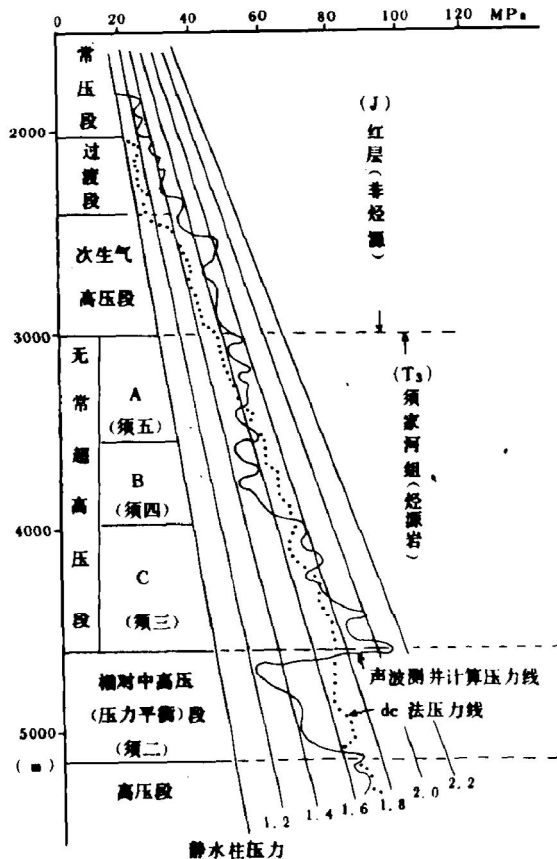


图6 川西地层压力垂直分段示意图
(以川合100井资料为基础)

西构造区(带)在不同深浅层次上发育各类断层、裂隙,导致天然气垂直运移作用而形成次生气藏,这在超致密砂岩区是普遍的形式。烃源岩须家河组在超高压势态下,天然气必然沿着缝隙上窜,气灌注到那里,那里的地压梯度就增高,灌注愈满,压力梯度愈大(表3)。红层如没有次生气则为常压,值得注意的是从常压往下反映出的第一个高压段并不是欠压实段或盖层,而是次生气层,出现储层压力高于盖层的反常现象,因此,这种次生气藏是不稳定的,它将不断冲破“盖层”向上运移,在适当条件下形成再次生气藏;如上窜到地表就是气苗。图7所附“孝泉地区次生气垂直丰度”,表示第一套砂岩大组合包括沙溪庙层是次生气丰度最高峰值段;其上泥岩为主的遂宁组作为临时盖层为低值段;穿过“盖层”进入另一套砂岩发育的蓬莱镇组,出现次一级丰度高值段,实际形成一个“逐步节流”的机制。在次生气不断向上窜移和泄漏的同时,深部巨大高压气源会不断给以补充。这一切都是在不断运动中的相对状态。

表3 孝泉地区地层压力系数与产能关系表

井号	93	113	37	108	110	106	105	109	129
井深(m)	上界	2300	607	1743	2582	1801	1902	1833	1764
	下界	2411	634	1762	2585	1855	1922	1853	1774
层位	J _{2x}	J _{1p}	J _{3s}	J _{1b}	J _{2s}	J _{3s}	J _{3s}	J _{3s}	J _{2s-x}
压力系数	1.37	1.45	1.65	1.76	1.83	1.99	1.99	2.06	2.02
气产量(10 ⁴ m ³ /d)		0.38	0.67	0.78	1.15	4.46	4.1	6.16	5.2
求产方式	录井	中测	完井测	中测	完井测	完井测	试录	完井测	完井测

(六) 超致密砂岩区孔隙度异常

图7反映从上三叠统源岩上窜至红层中形成不同类型次生气藏的实例,用气的丰度表示次生气展布状况。图左部分是孝泉背斜东南侧次生带状气藏,砂岩平均孔隙度3%—5%,在川孝106、109、105、110等井控制很窄的带上,气藏不和圈闭良好的背斜轴部对应,而和陡翼主曲率高带大致相符,它以“储集体”的形式为主,属小型气藏。图右红层砂岩孔隙度明显增高,平均10%左右,达到致密砂岩级别,气藏性质与孝泉显著不同,为背斜控制的似层状,有一定面积的分布区,钻井成功率很高,气藏达到中等储量水平。说明气在致密砂岩级别的孔隙层中,可以作一定距离的侧向运移。这种类型的发现,开拓了川西寻找较好气田的一个新方向。

致密砂岩级别的孔隙层如配以适当裂缝条件,液体石油就可以进行运移活动了。美国致密砂岩含气构造盆地的周边,经常呈现一些中小型由背斜、挠折、转折带控制的油田。陕北广泛分布的致密砂岩级别的油层(孔隙度平均10%),由于裂缝不发育,聚集和开采条件都较差。庆华吴地貌岩性油藏(孔隙度平均13%)^[14]达到低孔渗砂岩下限,通过人工压裂,产量有一定规模。

超致密砂岩在严重致密化前有适宜条件时液体油可进入储层,川中的凉高山砂岩,川中、川北、川南的沙溪庙砂岩含油很普遍。但多半无适时聚集,含油饱和度很低,不能阻止岩石超致密化。尽管后期有许多良好的背斜构造,也无法形成好的油藏,说明一般构造缝,不足以促使超致密砂岩中的油进行有效运移聚集。特殊的是美国尤英塔盆地的阿尔蒙特油田。平

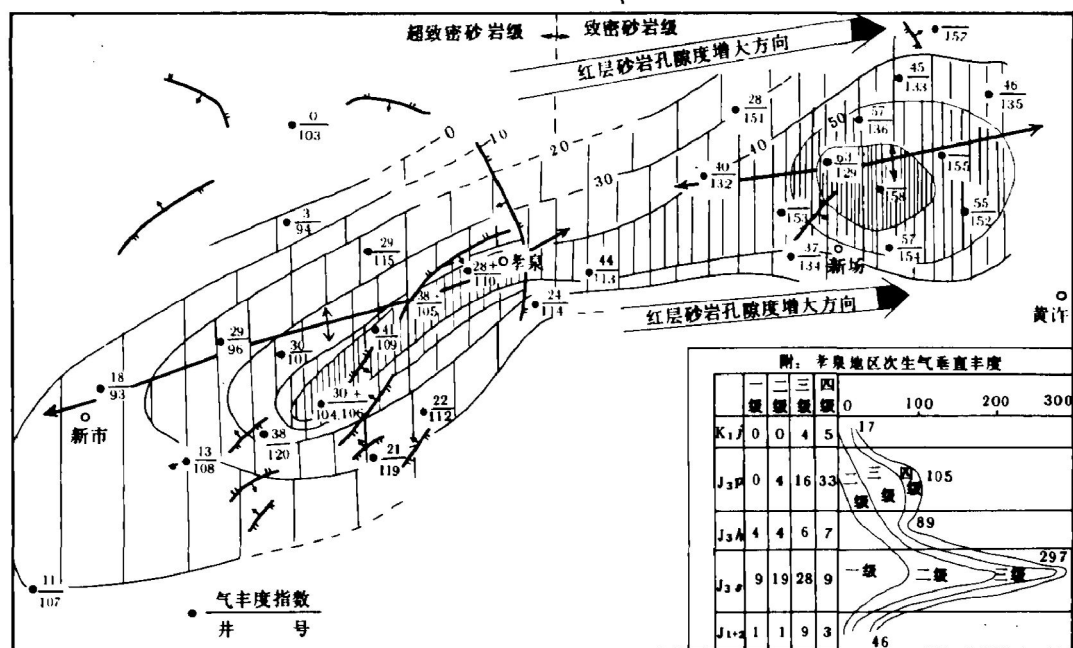


图7 孝泉地区侏罗系红层次生气丰度略图

天然气丰度指数按：工业气井（一级）10，综合解释气层（二级）6，综合解释含气层（三级）3，综合解释微含气层（四级）1

均孔隙度仅5%左右，但产、储量都较大，引起许多专家重视，认为是极其难得的特殊条件，谁也不敢期望在这种条件下找到大油田。Lucas和Drexler^[15]解释为逆冲断层后期的地壳应力释放，导致薄层脆性砂岩高孔隙流体压力背景下产生裂缝，完全改造了砂岩基质的渗滤条件。

（七）“超贫含气砂岩”

川西上三叠统油气源岩厚度大、分布广，古地温较高，生、储配置关系也较理想，初次运移条件相当好，砂岩在致密化之前已普遍进油进气，并有部分即时二次运移聚集成藏。但广大地区多层砂岩中滞留有未经聚集的油气。随着继续深埋进入过成熟阶段，油裂解为沥青（川西砂岩孔隙中普遍）和气；饱和度不高的气抵抗不住砂岩致密化和超致密化，压缩在孔隙中或溶解于高压水中。喜山运动普遍抬升并产生许多构造和破裂系，部分砂岩获得新的连通条件以及卸压而出溶的气，形成一批有工业价值的贫矿和富矿。但晚期构造并不能改变砂岩基质孔隙结构，有些由于强烈挤压而变得更差，大范围内的气仍滞留在砂岩中。因此，成为广泛的“超贫含气砂岩”。目前不具经济价值，但也是一种巨大的潜能，有待新技术的发展。

四、尾 语

活动性超致密砂岩已在须家河组和红层（次生）中发现一批气藏，都与晚期构造和断裂有关，往往成群成带并且多层叠合。川西经济发达，气的社会效益显著，可作近期主要勘探目标，滞留在超贫含气砂岩中的资源也应适当进行探索。

新场沙溪庙组砂岩的厚度稳定而发育，物性改善达到致密砂岩级别，出现储量较丰的气

藏，开辟了一个寻找富集气田的重要方向。

从川西地质结构和演化史的总体分析，早期油气适时聚集并能保存下来，或经改造后以新的形式出现，这个领域是决定川西能否跃入大型气区的关键。晚期成藏虽很普遍，勘查相对容易，但所依据的破裂系网络一般都有局限性，难以导致规模较大的区域运移和聚集。然而由于其分布广阔，若遵循“集小成大、贫中求富”的原则，并逐步深入研究地史发展，仍然可望探获巨量的天然气资源。

参 考 文 献

- 1 甘克文等编. 世界含油气盆地图集. 北京: 石油工业出版社, 1982; 第66节
- 2 Masters J A. Deep basin gas trap, Western Canada. *AAPG Bull.* 1979; 63 (2): 152—181
- 3 Mcpeek L A. Eastern Green River Basin; A developing giant gas supply from deep, overpressured upper cretaceous sandstones. *AAPG Bull.* 1981; 65 (6): 1078—1096
- 4 朱国华. 成岩作用与砂岩孔隙的演化. 石油与天然气地质, 1982; 3 (3): 195—202
- 5 邓康龄. 四川盆地上三叠统成岩作用及其对孔隙的控制. 石油与天然气地质, 1985; 6 (3): 308—314
- 6 Levorsen A I. *Geology of petroleum* (2nd ed) San Francisco: W. H. Freeman and co., 1967
- 7 罗平, 邓恂康, 罗世潭. 克拉玛依油田八区下乌尔禾组油藏的孔隙结构与动态特征. 石油与天然气地质, 1985; 6 (3): 260—269
- 8 包茂主编. 天然气地质学. 北京: 科学出版社, 1988; 213
- 9 张博全, 王岫云编. 油(气)层物理学. 武汉: 中国地质大学出版社, 1989; 176—180
- 10 郑汝茂, 庞明编著. 碎屑储集岩的成岩作用研究. 武汉: 中国地质大学出版社, 1989; 100—102
- 11 Schmidt V. and McDonald D A. Secondary reservoir porosity in the course of sandstone diagenesis. *AAPG c. e. c. n Series* 1976; (12)
- 12 李明诚. 利用压实曲线研究初次运移的新方法. 石油学报, 1985; 6 (4): 33—39
- 13 叶德胜等. 聚集期孔隙——评价油气储集层的重要依据. 石油与天然气地质, 1986; 7 (3): 218—223
- 14 王锡福, 宋国初. 陕甘宁盆地油气区特征及勘探方向. 石油学报, 1987; 8 (3): 7—17
- 15 Mcpeek L A. Eastern Green River Basin; A developing giant gas supply from deep overpressured upper cretaceous sandstone. *AAPG Bull.* 1981; 65 (6): 1088

PROBLEMS RELATING TO GAS-BEARING IN SUPER-TIGHT SANDSTONE

Wang Jinqi

(Southwest Bureau of Petroleum Geology, MGMR, Chengdu)

Abstract

The co-existence of both Upper Triassic organic-rich sediments and super-tight sandstone is a very typical petroleum geological condition in Western Sichuan Basin. The oil-generating peak period in the end of Middle Jurassic was just the time when original porosity of the sandstone reduced and secondary porosity increased gradually. Favourable

condition, combined with various traps formed earlier, formed the first upsurge of lateral migration and accumulation. After continuous subsidence of more than 100 million years of the basin, the rocks were already getting super-tight (average $\phi < 7\%$), hydrocarbon generating was slow down and turned to craking, and superpressure formed in sedimentary rocks, thus resulting in the sluggishness of natural gas. Himalayan tectonic movement resulted in many new structural traps, and fractures connected pore spaces in the super-tight sandstone. This led to the second upsurge of both horizontal and lateral migration and accumulation.

The porosity of supertight sandstone tended to be "pseudo-limit" of gas migration, this made things more complicated for gas accumulation and recovery: 1. Linear gas-pool groups distributed along fracture system; 2. Layer-like reservoirs formed by felty sandstone with fracture system could be good anticlinal gas pools with edge water drive, but the gas production would vary remarkably in different wells. However, this type of gas pools are still the main targets for gas prospecting in West Sichuan. 3. Porosity lower than the "pseudo-limit" ($\phi \approx 2.5\%$, throat $r \approx 10\text{nm}$) is not valuable, but the gas would flow out from fracture belt suddenly into the wellbore and even make blowout sometime, then the production will decline rapidly. 4. Gas fields with certain reserve might form in local places where better porosity of sandstone equivalent to the tight sandstone class ($8\% - 15\%$) at the shallow formations or favourable facies and petrogenetics. The production is high when fissure developed in the sandstone; otherwise, it is low. This is another target for gas exploration.