

# 神木-榆林地区上古生界流体压力分布演化及 对天然气成藏的影响

王震亮\* 陈荷立

(大陆动力学国家重点实验室, 西北大学地质学系, 西安 710069)

**摘要** 以神木-榆林地区石炭一二叠系的现今压力分布及其成因探讨为基础, 以压实恢复、包裹体温压测试获得的古压力数据为约束, 利用盆地数值模拟技术恢复出古压力的演化史. 在此基础上, 探讨了异常压力的发育、演化历史对天然气运移、成藏的作用. 研究认为, 研究区东南、西北部接近常压, 大部分地区存在“负压”, 主要由致密储层压力难以测准、地势起伏与水势面的不协调导致的计算误差、地层抬升致使压力散失等引起. 上古生界存在有利于形成超压的地质因素, 在实测压力、压实研究和包裹体分析获得古压力数据约束下, 以盆地数值模拟为主线, 恢复出流体压力的演化历史. 上古生界在地质历史上至少存在过两个异常压力高峰, 其过剩压力幅度可达 5~25 MPa. 受上石盒子组物性、超压双重封闭, 天然气主要在山西组和下盒子组主力产层内聚集. 中南部  $J_3-K_1^{\text{中}}$ ,  $K_2^{\text{中}}$ -E 两个时期为天然气主要的运移成藏时期; 而在  $N^{\text{中}}$  后则属气藏的调整期.

**关键词** 流体压力 演化历史 异常压力高峰 天然气运移和成藏

异常流体压力作为一种普遍存在的地质现象, 是油气运移、聚集、成藏的重要动力之一, 其在历史时期的分布和演化状况, 直接影响到石油和天然气在地质历史上的运移过程、成藏特点和聚集规律<sup>[1-10]</sup>. 神木-榆林地区位于鄂尔多斯盆地东北部, 面积约  $4 \times 10^4 \text{ km}^2$ , 地跨伊陕斜坡北部和伊盟隆起南部<sup>[11]</sup>, 该区上古生界是盆地目前天然气勘探的重点和热点地区. 上古生界自下而上划分为: 上石炭统本溪组( $C_2b$ )、下二叠统太原组( $P_{1t}$ )和山西组( $P_{1s}$ )、中二叠统下石盒子组( $P_{2x}$ )和上石盒子组( $P_{2sh}$ )与上二叠统石千峰组( $P_{3sh}$ ). 近年来, 鄂尔多斯盆地上古生界的“负压”现象倍受关注. 前人曾总结了低压与天然气分布间的关系模式<sup>[12-15]</sup>, 但却基本未深究其发育时限与形成历史. 因此, 恢复该盆地的古压力状况及其演化历史

意义重要但难度颇大. 只有通过多种手段的综合分析、相互印证才可能实现<sup>[16]</sup>. 本文以神木-榆林地区石炭一二叠系的现今压力分布为基础, 以压实恢复、包裹体温压测试获得的古压力数据为约束, 利用盆地数值模拟技术恢复古压力的演化历史. 并在此基础上探讨了异常压力的发育、演化历史及其对天然气运移、成藏的作用.

## 1 现今流体压力分布及其成因

### 1.1 现今流体压力状态

鄂尔多斯盆地上古生界素有“负压盆地”之称, 但前人多用压力系数等参数进行直观显示, 容易引起认识上的偏差. 为了真实表示地下的实际分布状况, 根据钻井过程中重复电缆测试(RFT)、完井试气

收稿日期: 2006-07-13; 接受日期: 2007-02-28

国家重点基础研究发展计划项目(编号: 2003CB214600)、教育部长江学者和“油气盆地”创新团队发展计划项目(批准号: IRT0559)和中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司项目联合资助

\* E-mail: wangzl@nwu.edu.cn

等途径获得的压力资料, 求出地层压力与所在深度的比值, 即得到地层压力梯度数据. 需要说明, 鉴于本地区上古生界砂岩地层物性极为致密, 测压时需要相当长的时间, 工程难度较大, 故若在同一深度段获得多个数据, 则往往在进行比较、确认后, 取其中较大的数据.

现以压力实测资料点较多的下石盒子组为例, 对压力“负异常”的程度加以说明. 由图 1 可见, 平面上压力最高的地区是研究区东南部的榆 17~镇川 6 井区, 压力梯度可达到 0.98~1.02 MPa/100 m, 相当于静水压力梯度或略高, 过剩压力仅 -0.5 MPa, 显示该区为静水压力区; 西北地区(陕 196-盟 4 井区), 压力表现为次高, 压力梯度为 0.90~0.94 MPa/100 m, 过剩压力为 -2~-1.5 MPa, 显示了轻微的压力负异常; 而在上述两地区之间(盟 5—榆 2—麒参 1 井间地区), 压力

梯度仅有 0.76~0.82 MPa/100 m, 过剩压力达 -4~-5.5 MPa, 表现为较大幅度的压力负异常.

此外, 区内盟 5、神 8、榆 17 井石千峰组的压力梯度分别为 0.994, 0.565, 0.382 MPa/100 m. 除盟 5 井为静水压力外, 后两井均表现为异常突出的低压, 异常幅度大大超过下石盒子组.

## 1.2 地层“低压”的成因

由图 1 可见, 研究区上古生界内目前所测得的压力多为“低压”. 从低压产生的机理分析, 造成压力负异常(低压)的原因可能有:

(1) 储层特别致密, 钻井液容易引起污染, 压力难以测准. 对比、统计发现, 本地区很多钻井在初试时往往地层压力偏低, 且达不到工业气流标准. 完井后相隔一段时间, 对部分井重新射开试气时发现, 天然气产量和地层压力都有一定程度的增长(表 1). 陕 201 井太原组、陕 83 井山西组、陕 69 井马家沟组五段内初试时的压力梯度分别为 0.8696, 0.8915, 0.9177 MPa/100 m, 2~7 年后重试时, 其压力梯度已分别达到 0.9643, 1.0105, 0.9415 MPa/100 m, 既显示了致密地层钻开后压力的补充调整, 更说明原始地层压力系统相互封隔, 互不沟通.

(2) 石炭—二叠系砂体(水力疏导层)不连续, 非均质性强, 按通常的压力计算方法容易造成压力的人为降低.

以往人们在计算静水压力时, 一般是从地表开始起算的, 但这种方法仅适用于水势面与地势相差不大、承压水层相互连通的情况, 此时地层水处于同一个水动力体系内(图 2(a)). 而在各自独立的水动力体系间, 水势面与地表面之间的距离相差甚远. 加之鄂尔多斯盆地上古生界砂体的纵、横向连通性差, 同一层位内的若干砂体被泥岩相互分隔, 即使在同一砂岩体内, 因成岩作用强弱的不同导致物性的非均质性, 也可存在不同的水动力体系(图 2(b)). 其中体系 A 的水势面与地势基本一致, 压力的计算可近似自地表算起. 而体系 B、体系 C 的水势面与地表间的垂直距离分别为  $Z_B$ ,  $Z_C$ , 此时的压力起算点应分别自  $Z_B$ ,  $Z_C$  深处开始. 以 B 点为例, 如果此时仍从地表起算, 压力梯度为:

$$P_g = P_B / (h_B + Z_B). \quad (1)$$

将明显小于其本来的压力梯度:

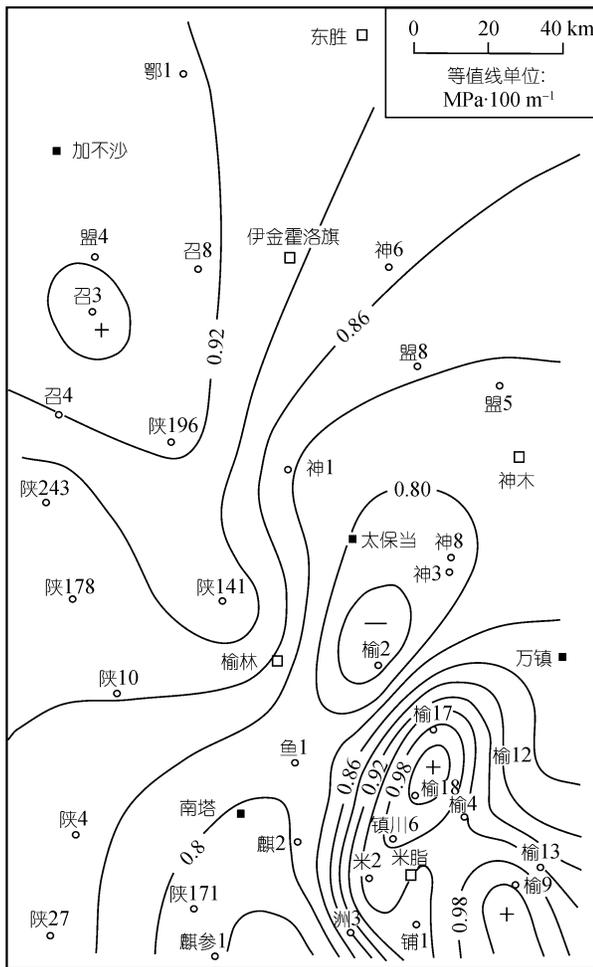


图 1 神木-榆林地区下石盒子组砂岩储层流体压力梯度分布

表 1 部分钻井在油气初试和重试中获得的压力测试结果<sup>a)</sup>

井号	井段/m	层位	压力梯度 1/MPa·(100 m <sup>-1</sup> )	压力梯度 2/MPa·(100 m <sup>-1</sup> )
陕 201	2782 ~ 2792	P <sub>1t</sub>	0.8696 (1997 年)	0.9643 (1999 年)
陕 83	2939 ~ 2945	P <sub>1s</sub>	0.8915 (1993 年)	1.0105 (1999 年)
陕 69	3162.4 ~ 3185	O <sub>1m5</sub>	0.9177 (1992 年)	0.9415 (1999 年)

a) 压力梯度 1——初试结果, 压力梯度 2——重试结果

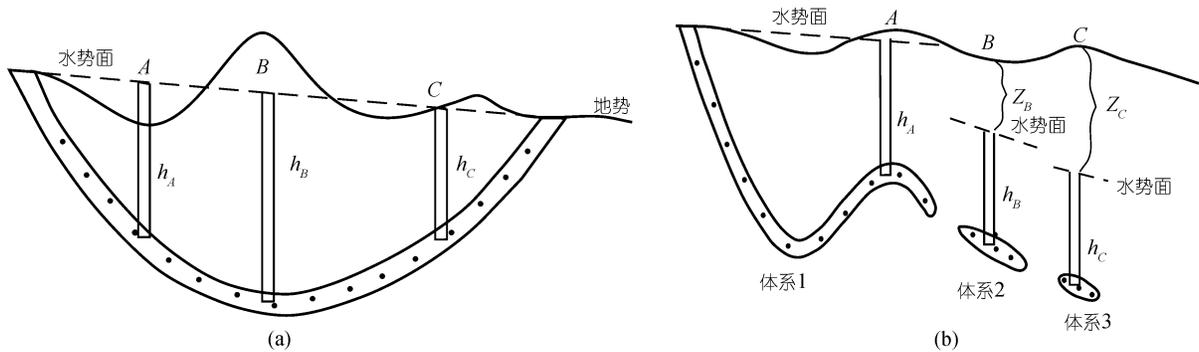


图 2 连续和不连续水力疏导层中水势面与地势之间的差别大小对压力计算的影响

(a) 连续水力疏导层; (b) 不连续水力疏导层

$$P_g = P_B / h_B, \quad (2)$$

从而表现为明显的“负压”异常。但这种“异常”显然是人为因素造成的, 并不反映地下压力的真实分布状况。

(3) 鄂尔多斯盆地在早白垩世之后发生了较为强烈的构造抬升, 引起地层剥蚀(据计算, 本地区的地层剥蚀量可达 1000 ~ 2000 m), 随着上覆负荷的部分卸载, 目的层内孔隙体积的弹性膨胀量远大于孔隙水, 孔隙体积增大; 地层温度降低, 流体遇冷收缩, 体积变小。这些因素的综合效应, 有可能引起流体压力的降低<sup>[17-21]</sup>。

## 2 古流体压力恢复

### 2.1 根据压实研究恢复最大埋深时期的古流体压力

因沉积物压实效应的不可逆性, 由压实曲线经平衡深度法计算出的流体压力, 应反映该地区处于最大埋深状态下的地层压力分布状况<sup>[22,23]</sup>。至于何时达到这一最大埋深状态, 则取决于盆地或地区的构造、沉积、埋藏历史。据作者研究, 受区域构造-沉积历史的影响, 鄂尔多斯盆地大部分地区在早白垩世末埋深最大, 因而计算的过剩压力更多反映了这一时期的情况<sup>[24,25]</sup>。

通过读取区内 90 余口钻井的砂、泥岩测井曲线(包括自然伽玛、声波时差、电阻率等), 编制了这些

井的综合压实曲线, 大量资料的综合和对比, 从区域上把握了本地区的压实特点和规律。图 3 为榆林气田陕 141 井的泥岩压实曲线, 其正常压实段一般为侏罗系底部—延长组(T<sub>3y</sub>)中部, 随着深度的增加压实程度增大。继续向下, 地层则处于欠压实段范围, 欠压实程度在不同层段有明显起伏。延长组底—纸坊组(T<sub>2z</sub>)出现第一个欠压实高峰, 向下降低, 至下三叠统最为致密, 声波时差值最低; 从二叠系项开始, 欠压实程度明显增高, 石千峰组(P<sub>3sh</sub>)-上石盒子组(P<sub>2sh</sub>)为第二个欠压实高峰, 欠压实程度最大, 向下一般呈降低趋势或呈波浪状起伏。通过对大量井压实曲线的对比和综合分析, 确定出本地区的正常压实趋势, 并在此基础上, 利用平衡深度法比较真实地再现出最大埋深时期的古流体压力。

根据这一方法的恢复和计算, 编制了最大埋深时期——早白垩世末的过剩压力的分布剖面。研究发现, 石炭—二叠系内的异常压力较为明显, 过剩压力的幅度最大可达 20 ~ 25 MPa。剖面上, 以石千峰组底部—上盒子组幅度最大, 向下减小, 或基本保持不变; 平面上, 研究区南部的过剩压力幅度明显大于北部, 西部大于东部。

### 2.2 利用包裹体测试分析计算古压力

流体包裹体形成温度和压力是包裹体研究中两

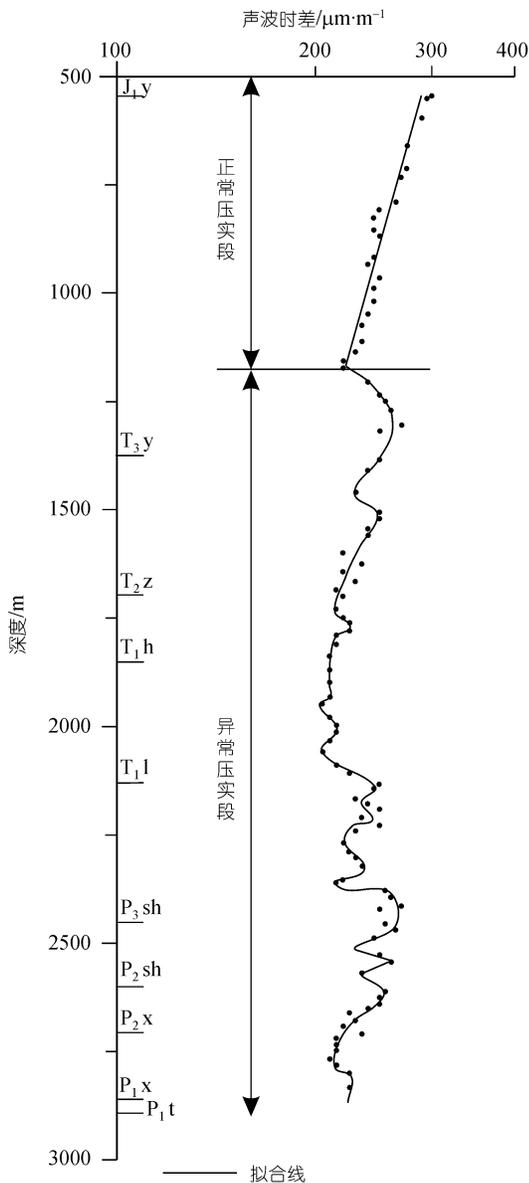


图3 榆林气田陕141井泥岩压实曲线

个最重要的热力学参数。但如何运用包裹体显微测温数据计算包裹体捕获时的形成压力，一直属于世界性的科研难题<sup>[26-32]</sup>。

最近，米敬奎等<sup>[31,32]</sup>利用PVTsim软件研究了山西组砂岩储层的次生液态烃包裹体和同期含气态烃包裹体根据建立的二元一次等容线方程，联立求得次生包裹体得捕获压力为21~32 MPa，而此时的静水压力约为25~40 MPa。从而认为天然气藏形成时的古压力仍为异常低压。分析认为，上述结果存在一些明显的疑问：(i) PVTsim软件主要适于模拟石油包裹体的捕获压力，本区液态烃包裹体少见，能否将

其捕获压力与最小捕获压力差的最大值推广到其他地区，尚有较大风险；(ii) 文中使用的静水压力值明显偏高，如盟4井(2555~2560.5 m)、盟5井(1890 m)所取地层水密度分别为1.175, 1.375 g/cm<sup>3</sup>，远大于实际情况(1.025~1.075 g/cm<sup>3</sup>)。即使按该软件恢复的地层压力，如果应用适合的静水压力梯度，其所对应的地层压力梯度也分别为0.902, 1.190 MPa/100 m，对应的压力状态分别为略低压和略高压(表2)，并非如该文中所谓之“低压”。

需要说明，在计算包裹体的形成温度时，过去大多采用对均一温度进行“压力校正”的方法。该方法必须事先知道其形成压力，而且后者仅从包裹体自身体系往往很难获得，因而只能近似估算，难以保证计算结果的精度。刘斌等<sup>[29]</sup>将包裹体与其形成的相关物质体系相联系，在同一平衡热力学场下，按不同形成环境，提出了计算包裹体形成温度和压力的两种方法。根据本地区实际情况，选取、采用了不混溶流体包裹体作为地质温度计和压力计。具体做法是：用显微测温法测定出包裹体的均一温度、冷冻温度后，再结合每一包裹体成分，计算其密度。利用其中两个极值包裹体的密度和成分代表当时不混溶流体单相的密度和组分，用单相流体状态方程来描述其 $P$ - $V$ - $T$ 关系。将两个状态方程联立求解，即可求出不混溶流体包裹体组合的形成温度和压力。包裹体被捕获时的压力基本反映了地层内流体压力的大小。

基于上述分析思路，研究中共选取了神3、盟5、召4、桃6、榆17等5口井的17块砂岩样品进行显微镜下鉴定和冷热台下测温。镜下可见，本地区砂岩内发育的流体包裹体多产于石英碎屑的早期、晚期微裂隙内，在油气运移过程中被捕获，反映了油气运移时期的流体组分及其所处的温度、压力环境。包裹体的成分类型包括含盐子矿物水溶液类、气态烃类、含沥青质烃类、液态烃类等，粒度大小一般2~5 μm，颜色多稍带灰黑-灰黑色，根据不混溶包裹体计算方法，计算的形成温度多见于150~180℃。

有关包裹体成分的测试分析利用法国J-Y公司生产的RAMANOR-U1000型激光拉曼探针完成，具体实验参数是：Ar<sup>+</sup>激光器波长514.5 nm，激光功率600 mW，双单色器狭缝450 μm，色散率9.2 cm<sup>-1</sup>/mm，光电倍增管高压1530 V，样品室：微量。实验条件：温度23℃，湿度65%。实验中共测试出了9个液相包裹

体、4 个气相包裹体的流体组分, 其平均流体组成见表 3。

根据实测和计算获得的地层压力, 并考虑各井在早白垩世末的上覆地层总剥蚀量, 可计算出包裹体形成时的古流体压力以及相应的古压力梯度和古过剩压力(表 4)。其中, 剥蚀量的计算是根据鄂尔多斯盆地的构造-沉积背景, 采用压实曲线法、地层对比法和镜质体反射率法联合求出的<sup>[33]</sup>。

以盟 5 井下石盒子组 1809.70 m 处的浅灰色中粗砂岩样品为例, 包裹体形成于早期微裂缝中, 成分类

型有水溶液和气态烃类包裹体, 后者中含有 CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub> 等。应用矿物(石英)平衡热力学计算法, 确定包裹体形成时的古流体压力为 40.6 MPa, 如果考虑到该井所在地区在晚白垩世约有 770 m 的剥蚀厚度, 则可推算出, 本井处上石盒子组的古流体压力梯度可达 1.57 MPa/100 m, 过剩压力可达 14.66 MPa。综合表 4 结果, 神木-榆林地区上古生界在地质历史上的古流体压力梯度可达 1.34 ~ 1.66 MPa/100 m, 而古过剩压力则在各井之间有较大差别, 最小为 10 MPa, 最大可达 22 MPa。对比表明, 用包裹体计算出

表 2 部分样品的包裹体捕获温度、捕获压力特征(据文献<sup>[31,32]</sup>改编)

井号	样品深度 /m	捕获压力 /MPa	原用的静水压力值/MPa	合理的静水压力值/MPa	过剩压力 /MPa	地层压力梯度 /MPa·(100 m <sup>-1</sup> )	对应的压力状态
盟 4	2555~2560.5	23.207	29.5	26.35	-3.143	0.902	略低压
盟 5	1890	22.492	25.5	19.47	3.022	1.190	略高压

表 3 榆林-神木地区上古生界砂岩包裹体中流体的液相、气相组成<sup>a)</sup>

液相包裹体			气相包裹体		
组分	平均含量/% mol	样品数	组分	平均含量/% mol	样品数
H <sub>2</sub> O	64.06	8	CO <sub>2</sub>	40.85	4
CO <sub>2</sub>	23.49	9	N <sub>2</sub>	24.2	3
H <sub>2</sub> S	6.5	5	CH <sub>4</sub>	12.08	4
CH <sub>4</sub>	6.09	9	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	12.6	2
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	4.03	3	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	11.6	3
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	3.7	6	H <sub>2</sub> S	8.7	1
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3.56	3	-	-	-

a) 测样数量: 液相包裹体 9 个, 气相包裹体 4 个

表 4 神木-榆林地区上古生界砂岩包裹体形成时期的古流体压力恢复结果

井号	样品埋深/m	层位	岩性	K <sub>2</sub> 剥蚀量 /m	包裹体形成压力/MPa	古压力梯度 /MPa·(100 m <sup>-1</sup> )	古过剩压力 /MPa
神 3	1987.30	P <sub>2</sub> X	浅灰绿色不等粒砂岩	1080	41.0	1.34	10.16
	1988.40	P <sub>2</sub> X	浅灰绿色不等粒砂岩	1080	41.1	1.34	10.25
	1988.40	P <sub>2</sub> X	浅灰绿色不等粒砂岩	1080	42.2	1.38	11.35
	2068.10	P <sub>1</sub> S	浅灰色含砾粗砂岩	1080	48.2	1.53	16.55
	2082.65	P <sub>1</sub> S	灰色含砾粗砂岩	1080	45.5	1.44	13.70
盟 5	1668.60	P <sub>2</sub> sh	浅灰绿色中砂岩	770	35.9	1.47	11.38
	1809.70	P <sub>2</sub> X	浅灰色中粗砂岩	770	40.6	1.57	14.66
	1888.85	P <sub>1</sub> S	浅灰色砾状粗砂岩	770	41.2	1.55	14.47
	1888.85	P <sub>1</sub> S	浅灰色砾状粗砂岩	770	41.8	1.57	15.07
	1913.05	P <sub>1</sub> S	浅灰色中粗粒砂岩	770	39.3	1.46	12.32
召 4	3008.15	P <sub>2</sub> X	浅灰绿色中砂岩	350	55.6	1.66	21.83
	3032.10	P <sub>1</sub> S	灰色中砂岩	350	55.9	1.65	21.89
桃 6	3363.60	P <sub>2</sub> X	浅灰色含砾不等粒砂岩	510	60.9	1.57	21.95
	3364.90	P <sub>2</sub> X	浅灰色含砾粗砂岩	510	56.8	1.47	17.84
榆 17	2091.90	P <sub>2</sub> X	浅灰绿色中粗砂岩	1130	46.1	1.43	13.70
	2094.00	P <sub>2</sub> X	浅灰绿色中粗砂岩	1130	46.1	1.43	13.68
	2169.75	P <sub>1</sub> S	浅灰色中粗砂岩	1130	47.1	1.43	13.93
	2262.95	P <sub>1</sub> t	灰色含砾粗砂岩	1130	48.5	1.43	14.38
	2264.95	P <sub>1</sub> t	深灰、灰色粗砂岩	1130	51.9	1.53	17.76

的过剩压力幅度与前述由压实曲线估算出的结果基本吻合。

总之, 压实研究和包裹体测试结果均显示, 鄂尔多斯盆地上古生界在地质历史时期确实存在超压, 现今所见的低压应是后期形成的, 从而为利用盆地模拟技术恢复古压力演化提供了重要的约束条件。

### 3 盆地压力演化过程分析

#### 3.1 形成压力异常的主要地质因素

目前, 人们公认引起压力异常的主要地质作用有: 沉积物的欠压实作用、烃类物质生成、水热增压、构造挤压等<sup>[34,35]</sup>。下面结合鄂尔多斯盆地上古生界的实际加以分析。

##### 3.1.1 欠压实作用

沉积物的欠压实作用为超压的产生提供了基础, 而剥蚀作用造成沉积负荷的负增长则是压力降低乃至形成低压的主要地质过程。神木-榆林地区石炭—二叠纪沉积环境, 造就了有利超压形成的岩性组合关系。具体表现为: 砂岩、泥岩互层, 且砂体在纵、横向上的连续性差; 泥岩较为发育, 砂岩颗粒较细; 二叠纪以后上覆地层直至早白垩世末的快速沉积(图 4), 都为超压的形成提供了外部条件。

##### 3.1.2 生烃作用

鄂尔多斯盆地石炭—二叠系烃源岩主要包括煤和暗色泥岩组成的煤系地层。热模拟实验结果表明<sup>[2]</sup>, 煤型气的主要成分是甲烷及甲烷同系物, 其次是二氧化碳。气态烃产率随着源岩热演化程度的增加而

逐渐增大。在三叠纪末至中侏罗世末, 太原组有机质在盆地中南部的大部分地区内已达到成熟阶段( $R_o > 0.5\%$ ), 并在延川—延长一带进入油气兼生阶段( $R_o > 1.0\%$ )。晚侏罗世—早白垩世, 盆地处于异常高地热场, 太原组有机质达到凝析气和干气阶段( $R_o > 1.25\%$ ), 大部分地区达 2.0% 以上。其中, 晚侏罗世—早白垩世为快速增温阶段, 研究区南部进入干、湿气混生阶段, 形成以盆地东部为主、西部次之的广覆式生烃, 东部地区的生气强度可达  $50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  以上, 烃源岩的累计排烃也达到顶峰期, 排气强度可达  $40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。天然气大量生成并进入已致密化的储集层孔隙内, 也是促使压力增高的的重要原因。

##### 3.1.3 水热增压作用

据研究, 鄂尔多斯盆地在中生代晚期存在的构造-热事件活动, 无疑将在一定程度上提高地层水的温度及其水热增压效应。需要指出, 近年的研究表明, 相对于欠压实作用和生烃作用来说, 由水热增压作用引起的异常地层压力几乎可以忽略不计<sup>[36]</sup>。

总之, 根据上述分析, 因石炭—二叠系本身的成岩演化与其上覆的三叠纪—早白垩世的快速沉积作用, 石炭—二叠系在某些地质时期内完全有可能形成超压。同时, 因各地区之间沉积、剥蚀和成岩作用的差异, 超压形成的幅度也将有所差别。

#### 3.2 利用盆地数值模拟技术恢复古压力演化历史

盆地模拟是石油地质理论与计算技术相结合的产物, 它有助于实现对某些石油地质过程的定量描述和恢复<sup>[33,37-40]</sup>。有关古流体压力的恢复可借助描

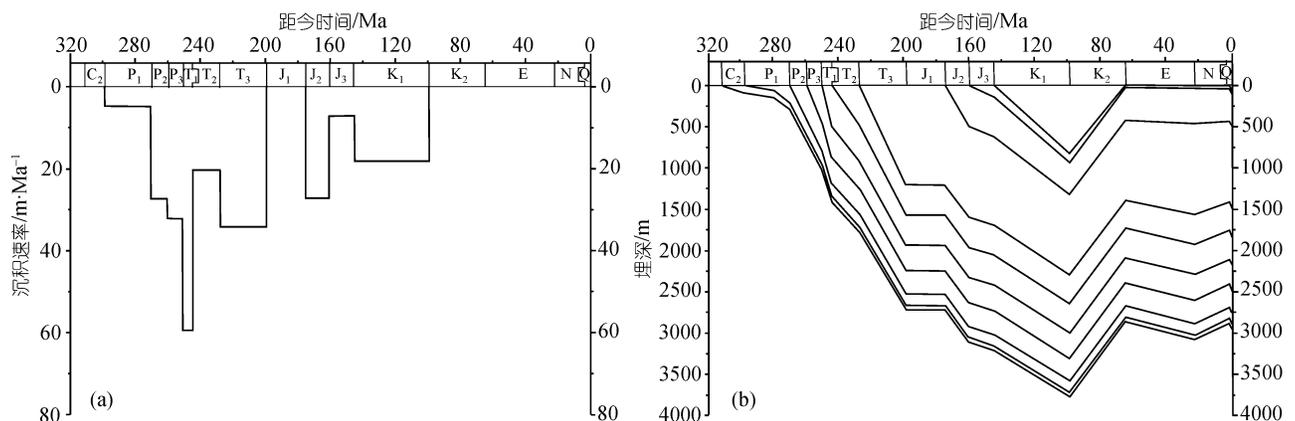


图 4 榆林-神木地区陕 171 井平均沉积速率分布(a)与埋藏史曲线(b)

述压力发育历史的数学模型进行。

从异常压力的成因机制出发, 模拟计算中依据 4 个基本前提: (i) 压实过程中岩石的颗粒骨架不可压, 孔隙流体可压; (ii) 流体在孔隙介质中的流动为线性渗流, 服从达西定律; (iii) 流体流动中质量守恒; (iv) 水力裂缝方式可使泥岩中过高的压力得以释放、降低。表达流体压力演化历史的方程为<sup>[33]</sup>

$$(\phi \cdot \beta_f + \beta_s) \cdot \frac{dp}{dt} = \frac{1}{\rho_f} \cdot \text{div} \left\{ \frac{k \cdot \rho_f}{\mu_f} [\text{grad} p - \rho_f \cdot \vec{g}] \right\} + \beta_s \cdot \frac{dS}{dt} + \alpha_f \cdot \phi \cdot \frac{dT}{dt} + q_f, \quad (3)$$

式中,  $\beta_s$  和  $\beta_f$  分别为岩石和流体的压缩系数,  $\rho_f$ ,  $\mu_f$  分别为流体的密度和动力学粘度,  $p$  为流体压力,  $S$  为上覆总负荷,  $\alpha_f$  为流体的热膨胀系数,  $T$  为温度,  $q_f$  是单位体积内流体的体积增长率,  $t$  为时间。(3) 式反映了流体压力随时间的变化, 因此可用来恢复其演化历史。

需要指出, 盆地模拟结果的准确与否, 主要取决于模型的正确建立、参数的仔细选取和适当的实现方法<sup>[31]</sup>。在进行数值模拟时, 应尽可能多地以不同途径

获得的古状态参数(如古压力、古温度实测结果)作为约束条件, 以扎实、细致的地质研究为基础, 在参数选取、初始和边界条件给定、计算结果的检验等方面投入大量实际工作, 最终才能获得比较切合实际的古压力及其演化历史。

数值模拟结果表明, 在研究区的不同地区之间, 因孕育和保持异常压力的能力差异, 所形成的异常压力幅度及其演化历史有明显差别。如研究区西部的陕 171 井, 晚二叠世末石炭—二叠系内开始出现超压; 晚三叠世末, 石炭—二叠系底部的过剩压力可达 15 MPa; 至早白垩世末处于最大埋深状态时, 其过剩压力则可高达 20 MPa 以上(图 5)。中部的陕 141 井处, 石炭—二叠系内的异常压力演化历史与西部相似, 即在晚二叠世开始出现超压, 在晚三叠世和早白垩世的过剩压力均在 10 MPa 以上。东部的榆 17 井处, 石炭—二叠系内的异常压力主要出现于早三叠世—早白垩世, 过剩压力幅度在 5 ~ 10 MPa, 其中底部的过剩压力在晚三叠世—晚侏罗世最为发育, 过剩压力可达 10 MPa, 白垩纪后压力明显衰减。至于北部

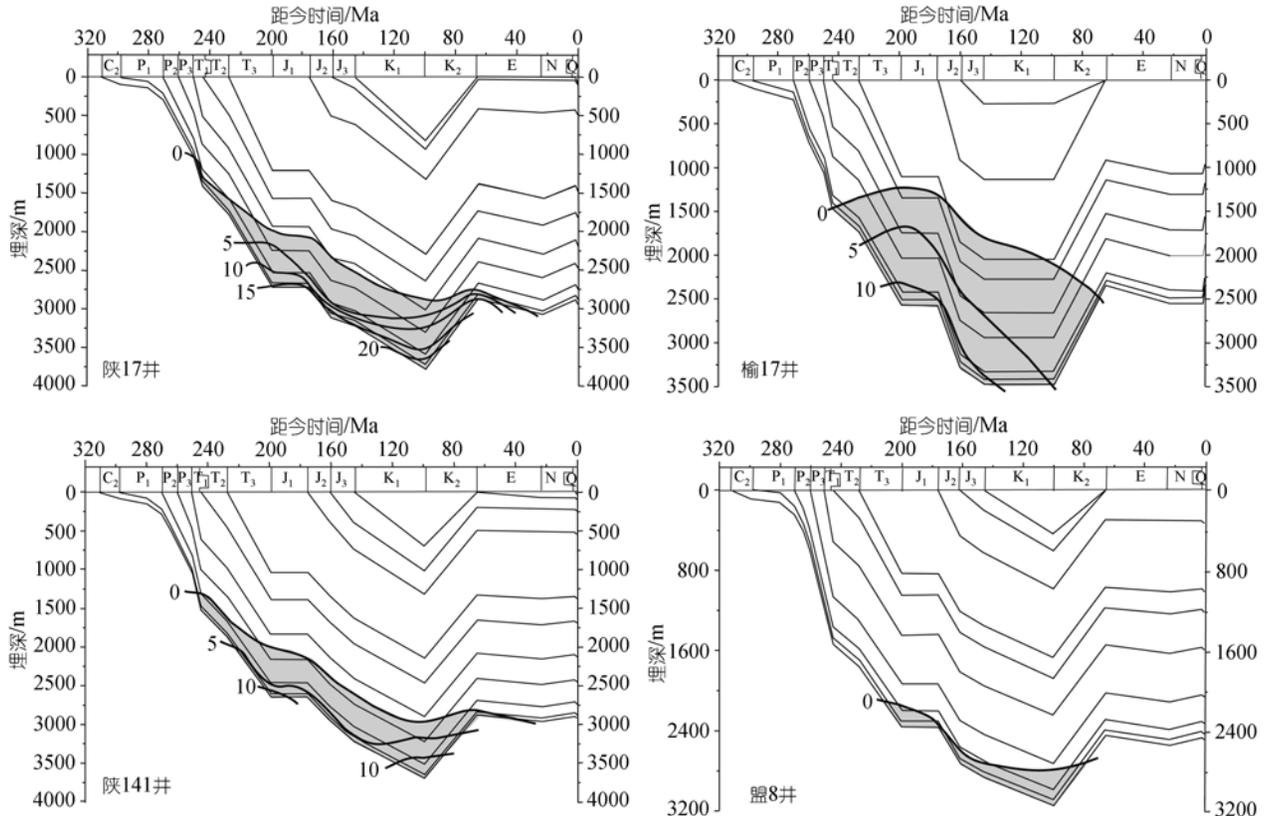


图 5 榆林-神木地区四口钻井在埋藏史背景下的过剩压力发育历史

的盟 8 井处, 仅在中三叠世—晚白垩世孕育过最大幅度不超过 5 MPa 的过剩压力。

为展示同一地层在不同地区之间异常压力演化的差别, 图 6 综合对比了陕 171 井、陕 141 井、榆 17 井、盟 8 井等处太原组内在不同时期的过剩压力分布。由图 6 可见, 陕 171 井太原组内过剩压力从晚三叠世—中侏罗世一直处于快速增长状态, 并于中侏罗世末形成第一个过剩压力高峰(过剩压力为 20 MPa), 此后在晚侏罗世略有下降, 并于早白垩世末形成第二个高峰(过剩压力 24 MPa), 此后逐渐降低至近似常压状态。榆 17 井依然发育第一个过剩压力高峰(13 MPa), 但因受东部白垩纪后沉积作用的限制, 没有形成第二个压力高峰, 过剩压力一直降低至零。陕 141 井处形成了两个过剩压力高峰, 但主要发育于晚三叠世末和早白垩世末, 且第二个峰值(14 MPa)高于第一个(10 MPa)。至于研究区北部的盟 8 井, 尽管也存在晚三叠世末和早白垩世末的两个过剩压力高峰, 但峰值的幅度很小, 均小于 5 MPa。

研究发现, 过剩压力在地质历史上的增、减历程构成了两个压力旋回。流体压力的这一发育、演化历史与该地区的构造、沉积历史密切相关, 在快速沉积、埋藏作用阶段, 过剩压力将会逐渐增加, 有利于异常压力的形成和保持, 而伴随着构造运动的加强,

地层被抬升、遭受剥蚀, 原有超压体中的压力得到一定程度的释放, 过剩压力将会逐渐减小, 甚至降至静水压力或略呈负压。

## 4 流体动力作用下天然气的运移、成藏特点

### 4.1 压力的垂向分布与天然气的差异性成藏

石炭—二叠系砂岩储集层较为发育, 加之与砂岩层相间的泥岩构成直接盖层, 为天然气的聚集提供了有利条件, 因此几乎各层组都有气层分布。考虑到气层分布的广泛性和复杂性, 试气结果往往并不全面, 现以测井解释的气层、含气层厚度占所在小层厚度的比例为依据, 分析不同层组内的气层和含气层厚度分布(图 7)。在所统计的 262 口井中, 96.6% 的井中见到气层和含气层。纵向上, 天然气在集中分布于山西组和下石盒子组, 其中又以山 2 段、山 1 段、盒 9 段、盒 8 段内天然气分布最为集中。从含气层段的分布层位看, 整体上处于上石盒子组和石千峰组区域性泥岩盖层以下, 后者同时又是天然气向上运移的压力封盖层, 为气藏的保存提供了双重保障。

从研究区中部横贯南北的陕 13—盟 4 井过剩压力连井剖面(图 8)看, 早白垩世末多数地区纵向上过剩压力最高的层段一般位于上石盒子组和石千峰组底部<sup>[22]</sup>, 最大幅度可达 20 MPa, 向上、下相邻层位依次

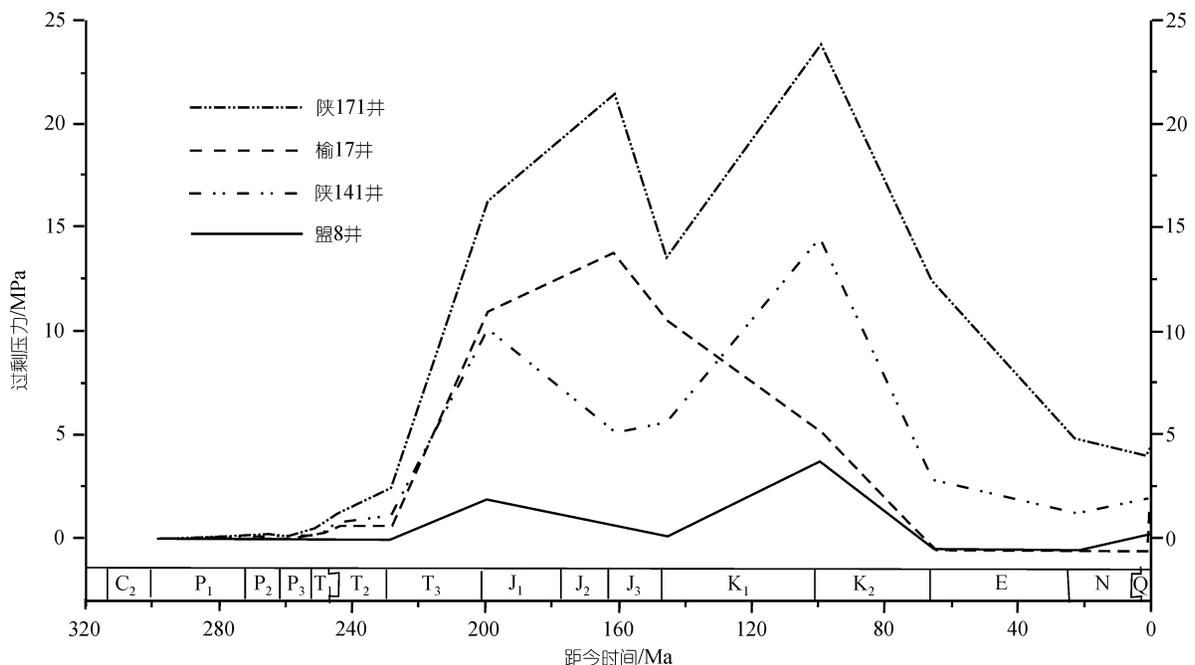


图 6 榆林-神木地区四口井太原组的过剩压力演化史曲线

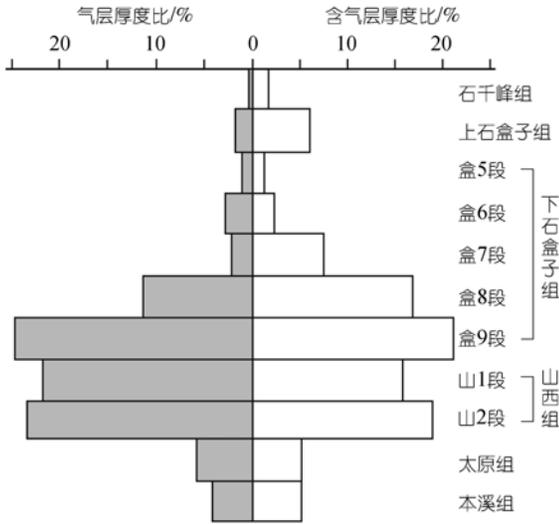


图7 神木-榆林地区上古生界气层、含气层累计厚度在各小层间的分布比例

降低。其次，在纸坊组有一次高压带，幅度可达 5 MPa。而在区内的下石盒子组一本溪组则为相对低压区。上石盒子组异常高压的存在，在稳定分布的大套泥岩上，叠加了毛细管封闭和异常压力封闭两种封

闭机制，构筑了一个牢固的封盖体系，油气一般很难逾越这一界限向上运移，并最终在高压带以下的下石盒子组一本溪组聚集成藏。目前，该地区已发现的天然气大多位于这一封盖层之下，应是这种运移成藏效应的具体体现。

东西向的陕 25 井—榆 13 井剖面(图 9)中，中西部上古生界的过剩压力分布格局基本与图 10 相似，但在东部的洲 3—铺 2 井之间，上石盒子组和石千峰组内过剩压力相对其东、西两侧较低，前述石千峰组—上石盒子组区域性水动力封隔出现缺口，石炭—二叠系内过剩压力明显下高上低，或基本保持不变。在此种水动力背景下，靠气柱自身的浮力和下高上低的过剩压力格架，天然气可比较容易地实现向上覆地层的运移，从而有可能使天然气达到浅部储集层内。近年来，该地区的榆 17 井、盟 5 井、神 8 井在石千峰组千 5 段，神 3 井在上石盒子组盒 3 段内相继获得高产工业气流，逐步证实了上述认识。

总之，二叠系内浅层气的成藏机理可概括为，因发育纵向上和过剩压力封盖缺口，天然气可突破传统的区域性盖层，进入上覆的有利储层聚集成藏。据

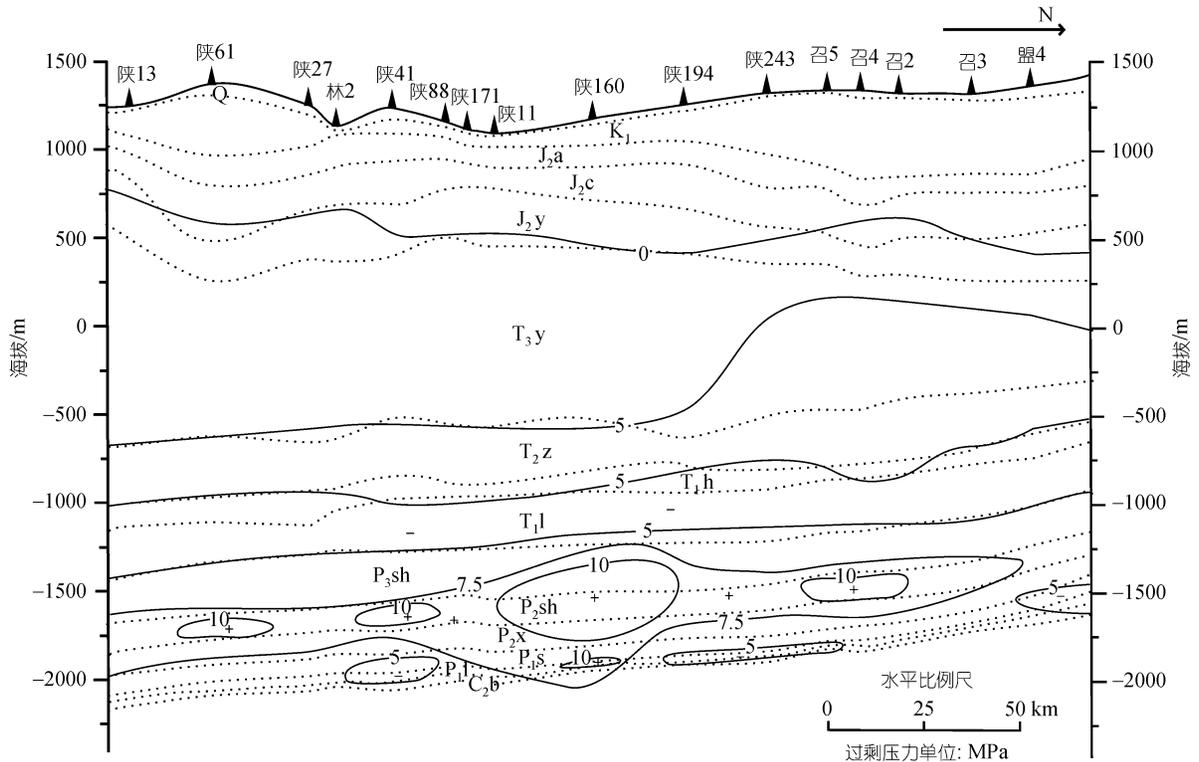


图8 陕 13-盟 4 井剖面(南北向)在最大埋深时期的过剩压力分布剖面  
点线为地层界面，实线为过剩压力(单位: MPa)

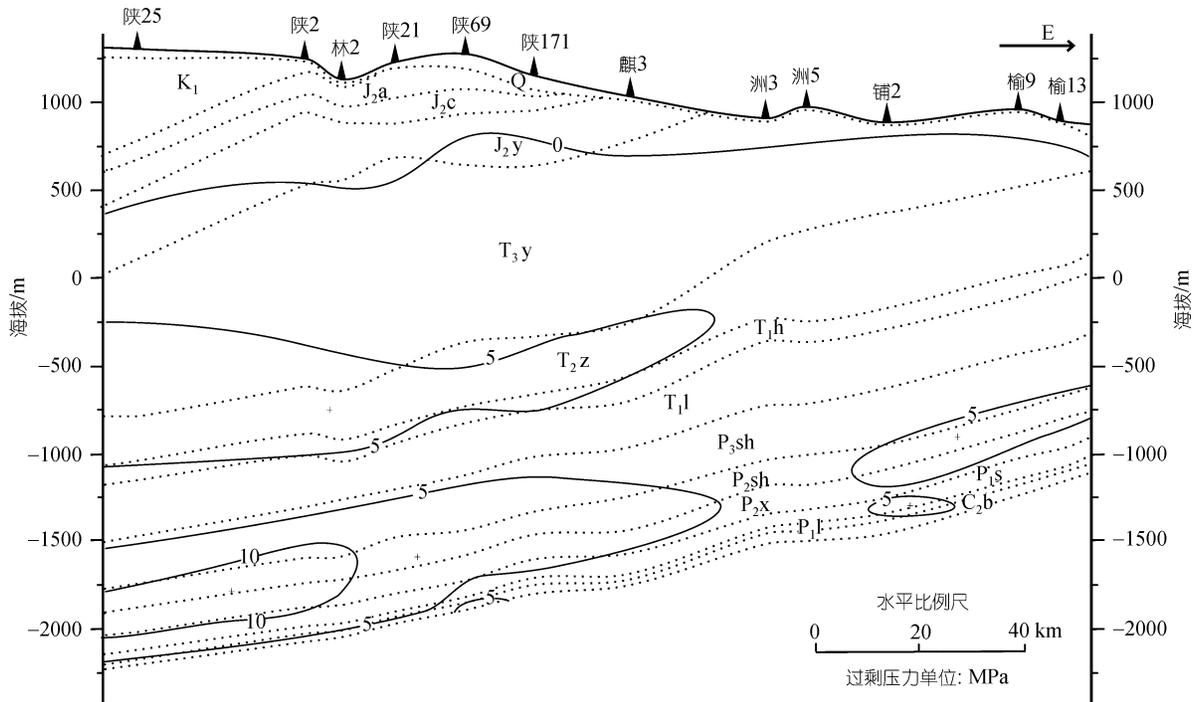


图 9 陕 25—榆 13 井剖面(东西向)在最大埋深时期的过剩压力分布剖面  
点线为地层界面, 实线为过剩压力(单位: MPa)

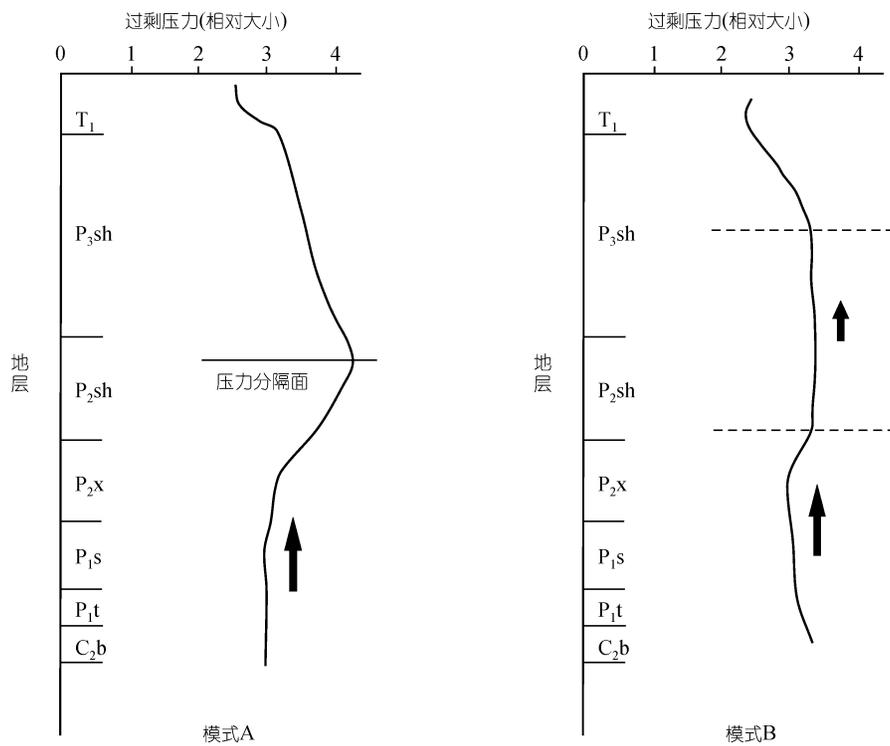


图 10 天然气在过剩压力作用下的两种运移成藏模式

此, 将上古生界在早白垩世末最大埋深时期处于不同流体动力背景下的天然气运移成藏模式划分为以下两种类型(图 10):

模式 A: 天然气向上只能运移至上石盒子组底, 途中在山西组、下石盒子组内就近聚集。

模式 B: 天然气向上运移至上石盒子组后, 因盖层的压力封闭性能偏低甚至不具压力封盖性, 气可通过裂缝、砂体等途径继续向上运移, 从而形成上石盒子组、石千峰组浅层气藏。

#### 4.2 气势梯度的演化与天然气侧向运移的阶段性的

作为流体能量具体体现的流体动力, 是影响油气运移聚集成藏的根本性因素<sup>[41]</sup>。以含水孔隙介质中的油气为例, 地下流体动力的构成可用“流体势”的概念加以概括。而运移、成藏时期的古流体势取决于古压力、古高程、古毛细管压力(对于油、气)等参数。其中, 古压力、古高程(由古埋深转化而来)可经由压实研究、包裹体恢复结果约束, 在盆地数值模拟技术下进行恢复。需要指出, 针对油、气特别是天然气在地下较高的压力和温度下, 其压缩和膨胀性十分明显这一物理性质, 在恢复古流体动力演化史时建立

了地下天然气密度与地层压力的统计模型。

具体做法是, 先根据天然气的分子组成求出天然气的视平均分子量 $M$ , 再根据相应深度点的温度、压力大小, 求出其折算压力 $P_r$ 和折算温度 $T_r$ , 查诺模图(Schowalter T T)<sup>[42]</sup>可得出气体的压缩因子 $\beta_g$ , 最后依据有关公式计算出天然气的地下密度。通过对区内 83 个实测天然气组分点进行地下密度的换算, 获得了天然气地下密度 $\rho_g$ (单位:  $\text{g}/\text{cm}^3$ )与其所在点地层压力 $P$ (单位: MPa)的统计关系:

$$\rho_g = 0.003587 \cdot P + 0.07016 \quad (N = 83, r = 0.8724). \quad (4)$$

由此, 只要有目的层在不同时期的古压力, 就能得出当时的天然气地下密度。

根据上述恢复结果, 可计算出目的层在不同地质时期的气势大小。直接控制天然气运移的是气势梯度, 从陕 243 井等 7 口井的山西组在晚三叠世末以来各时期的气势梯度分布(图 11)看, 研究区中南部在晚侏罗世末、晚白垩世末等两个时期的气势梯度最大, 气势梯度最高可达 50 ~ 200  $\text{m}/\text{km}$ , 促使天然气运移的直接动力最强, 天然气的运移、成藏活动最为活跃。

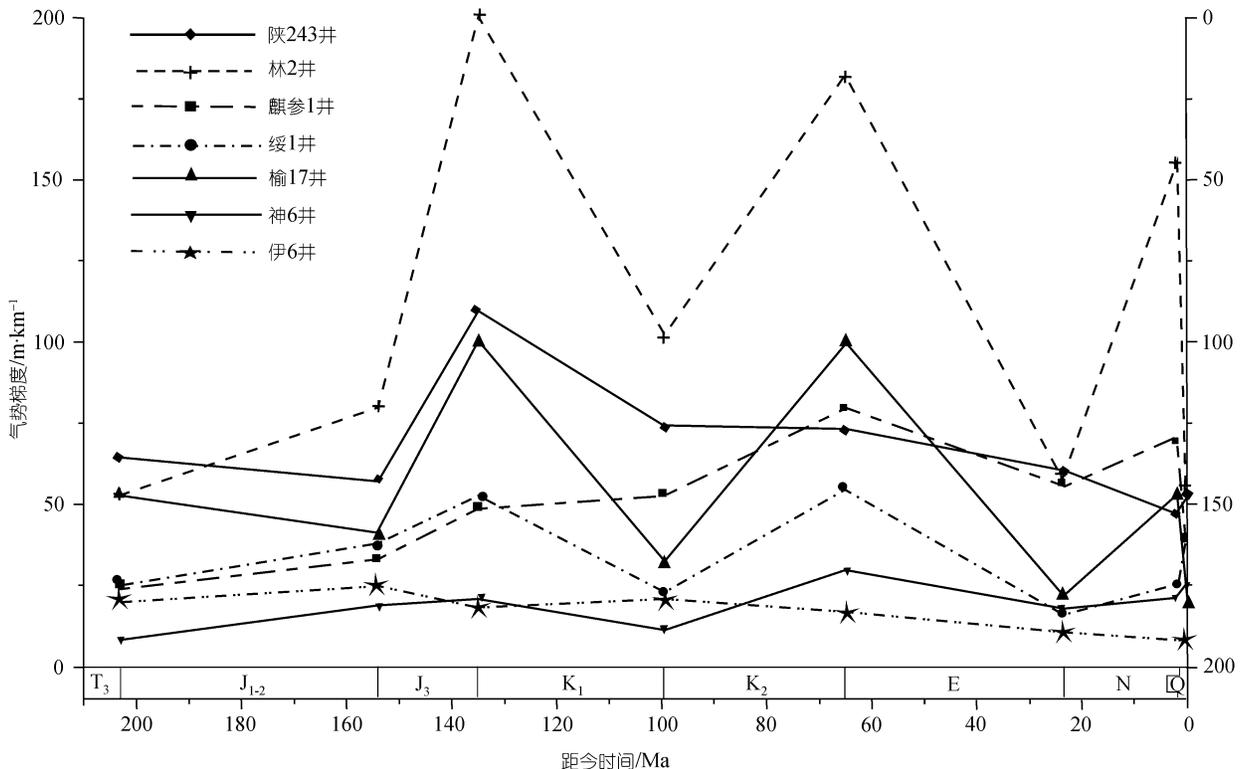


图 11 榆林-神木部分井区山西组气势梯度在主要地质时期的变化及天然气成藏阶段性的划分

而在新近纪末的气势梯度也相对较高,有助于天然气藏形成之后的天然气再运移和调整.而研究区北部地区气势梯度变化不大,显示天然气由南向北运移的必然性.据此提出,榆林-神木地区上古生界内的天然气运移成藏作用存在两个主要运移成藏期( $J_3-K_1^{\text{中}}$ 、 $K_2^{\text{中}}$ -E)和一个调整期( $N^{\text{中}}$ 后).

这一研究结果显示,流体过剩压力与天然气运移间关系较为复杂:当地层处于最大埋深时期时,过剩压力增至最大,但气势梯度较小;而当地层抬升时,过剩压力幅度虽小,但气势梯度较大,从而增加了天然气的运移性,成藏活动也最为活跃.

## 5 结论和认识

(1) 根据实测地层压力梯度分析了现今压力的分布规律,下石盒子组仅在研究区东南、西北部超过 0.92 MPa/100 m,接近常压,大部分地区压力梯度仅有 0.76 ~ 0.82 MPa/100 m,过剩压力负异常 4 ~ 5.5 MPa.“负压”主要由致密储层压力难以测准、地势起伏与水势面的不协调导致的计算误差、地层抬升致使压力散失等因素引起.

(2) 根据平衡深度法利用压实曲线换算出最大埋设时期上古生界内的过剩压力可达 20 ~ 25 MPa;应用矿物(石英)平衡热力学计算法,确定包裹体形成时的古压力,考虑当时的古埋深,其古过剩压力为 10 ~ 22 MPa.两者结果基本吻合.

(3) 上古生界存在有利于形成超压的地质因素,在实测压力、压实研究和包裹体分析获得古压力数据约束下,以盆地数值模拟为主线,恢复出流体压力的演化历史.上古生界在地质历史上至少存在过两个异常压力高峰,其过剩压力幅度可达 5 ~ 25 MPa.

(4) 主要运移成藏时期过剩压力的垂向分布引起了天然气在成藏层位上的差异性聚集,主力产层山西组和下盒子组内聚集的天然气受上石盒子组物性、超压双重封闭,是气藏保存的有利因素.

(5) 中南部气势梯度在晚侏罗世末、晚白垩世末最大,天然气的运移、成藏活动最为活跃,新近纪末的气势梯度较高,则预示着天然气的再运移和调整.北部气势梯度变化不大,显示天然气由南向北运移的必然性.

**致谢** 西北大学地质学系硕士研究生高胜利、张立宽、孙明亮、施立志、王晓梅、管红、王飞龙、赵国玺、罗荣涛等先后参与了部分基础工作,中国石油天

然气股份有限公司长庆油田分公司杨华、付金华、席胜利、范正平、侯云东等曾在课题研究中给予过具体帮助.在此一并致谢.

## 参 考 文 献

- 1 Law B E, Ulmshiek G F, Slavin V I. Abnormal pressures in hydrocarbon environments (AAPG Memoir 70). The American Association of Petroleum Geologists, 1998
- 2 杨华, 席胜利, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气生成及运聚特征. 见: 傅诚德, 等. 深盆地研究. 北京: 石油工业出版社, 2001. 88—103
- 3 王振峰, 罗晓容. 莺琼盆地高温高压地层钻井压力预测技术. 北京: 石油工业出版社, 2004
- 4 郝芳. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理. 北京: 科学出版社, 2005
- 5 龚再升, 李思田. 南海北部大陆边缘盆地油气成藏动力学研究. 北京: 科学出版社, 2004
- 6 Neglia S. Migration of Fluids in Sedimentary Basins. AAPG Bull, 1979, 63(4): 573—597
- 7 Dahlberg E C. Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration. New York: Springer-Verlag, 1982
- 8 康永尚, 王捷. 流体动力系统与油气成藏作用. 石油学报, 1999, 20(1): 30—33
- 9 郝芳, 邹华耀, 姜建群. 油气成藏动力学及其进展. 地学前缘, 2000, 7(3): 11—21
- 10 宋岩, 夏新宇, 王震亮, 等. 天然气运移和聚集动力的耦合作用. 科学通报, 2001, 46(22): 1906—1910
- 11 杨俊杰, 李克勤, 张东生, 等. 长庆油田. 见: 中国石油地质志, 卷十二. 北京: 石油工业出版社, 1992. 62—78
- 12 华保钦, 林锡祥, 杨小梅. 鄂尔多斯盆地下古生界负气压藏及运移. 沉积学报, 1994, 11(2): 105—113
- 13 马新华, 王涛, 庞雄奇, 等. 深盆地气藏的压力特征及成因机理. 石油学报, 2002, 23(5): 23—27
- 14 付金华, 段晓文, 席胜利. 鄂尔多斯盆地上古生界气藏特征. 天然气工业, 2000, 20(6): 16—18
- 15 李熙哲, 冉启贵, 杨玉凤. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆地气水分布与压力特征. 见: 傅诚德, 等. 深盆地研究. 北京: 石油工业出版社, 2001. 121—128
- 16 王震亮. 盆地流体动力学及油气运移研究进展. 石油实验地质, 2002, 24(2): 99—103
- 17 Dickey P A, Cox W C. Oil and gas reservoirs with subnormal pressures. AAPG Bull, 1977, 61(12): 2134—2142
- 18 Belitz K, Bredehoeft J D. Hydrodynamics of Denver basin: explanation of subnormal fluid pressures. AAPG Bull, 1988, 72(11): 1334—1359
- 19 楼章华, 高瑞祺, 蔡希源, 等. 流体动力场演化与地层流体低压成因. 石油学报, 1999, 20(6): 27—31
- 20 李明诚, 李先奇, 尚尔杰. 深盆地预测与评价中的两个问题. 石油勘探与开发, 2001, 28(2): 6—7
- 21 刘晓峰, 谢习农. 东营凹陷低压系统的特征及成因机制. 石油与天然气地质, 2002, 23(1): 66—70
- 22 Magara K. Compaction and Fluid Migration. Amsterdam-Oxford-New York: Elsevier Scientific Publishing Company, 1978

- 23 陈荷立, 罗晓容. 砂泥岩中异常高流体压力的定量计算及其地质应用. 地质论评, 1988, 34(1): 54—63
- 24 陈荷立, 王震亮. 陕甘宁盆地西部泥岩压实研究. 石油与天然气地质, 1992, 13(3): 263—271
- 25 王震亮, 陈荷立, 王飞燕, 等. 鄂尔多斯盆地中部上古生界天然气运移特征分析. 石油勘探与开发, 1998, 25(6): 1—4
- 26 施继锡, 李本超, 傅家谟, 等. 有机包裹体及其与油气的关系. 中国科学 B 辑, 1987, 17(3): 318—325
- 27 刘斌. 利用流体包裹体及其主矿物共生平衡的热力学方程计算形成温度和压力. 中国科学 B 辑, 1987, 17(3): 303—310
- 28 施继锡, 李本超. 包裹体作为天然气运移判别标志的研究. 石油与天然气地质, 1991, 12(2): 185—194
- 29 刘斌, 沈昆. 流体包裹体热力学. 北京: 地质出版社, 1999. 119—140
- 30 卢焕章, 郭迪江. 流体包裹体研究的进展和方向. 地质论评, 2000, 46(4): 385—392
- 31 米敬奎, 肖贤明, 刘德汉, 等. 利用储层流体包裹体的 PVT 特征模拟计算天然气藏形成压力. 中国科学 D 辑: 地球科学, 2003, 33(7): 679—685
- 32 米敬奎, 肖贤明, 刘德汉, 等. 利用流体包裹体信息恢复鄂尔多斯盆地晚古生代天然气气藏气水界面的迁移过程. 科学通报, 2004, 49(4): 396—400
- 33 王震亮, 罗晓容, 陈荷立. 沉积盆地地下古水动力场恢复. 西北大学学报(自然科学版), 1997, 27(2): 155—159
- 34 Osborne M J, Swarbrick R E. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: a reevaluation. AAPG Bull, 1997, 81(6): 1023—1041
- 35 Luo X R, Dong W L, Yang J H, et al. Overpressuring mechanisms in the Yinggehai basin, south China sea. AAPG Bull, 2003, 87(4): 629—645
- 36 Luo X, Vasseur G. Contributions of compaction and aquathermal pressuring to geopressure and the influence of environment conditions. AAPG Bull, 1992, 76(10): 1550—1559
- 37 Ungerer P, Burrus J, Doligez B, et al. Basin evaluation by integrated two-dimensional modelling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation and migration. AAPG Bull, 1990, 74(3): 309—333
- 38 Welte D H, Horsfield B, Baker D R, ed. Petroleum and Basin Evolution. Verlag Berlin: Springer, 1997
- 39 郭秋麟, 米石云, 石广仁, 等. 盆地模拟原理方法. 北京: 石油工业出版社, 1998. 27—35
- 40 Xie X N, Jiu J J, Tang Z H, et al. Evolution of abnormal low pressure and its implication for the hydrocarbon system in the southern uplift zone of Songliao basin, China. AAPG Bull, 2003, 87(1): 99—119
- 41 王震亮, 陈荷立. 试论古水动力演化的旋回性与油气的多期次运聚. 沉积学报, 2002, 20(2): 339—344
- 42 Schowalter T T. Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment. AAPG Bull, 1979, 63(5): 723—760