

文章编号: 0253-9985(2007)03-0329-08

济阳坳陷沾化凹陷古近系沙四段现今压力场特征 及其与油气分布的关系

秦润森, 徐国盛, 徐兴友, 李建林, 袁海锋

(成都理工大学“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室, 四川 成都 610059)

摘要: 利用实测压力数据和通过平衡深度法计算的压力值, 恢复了沾化凹陷单井压力剖面, 划分了单井纵向压力变化序列类型, 指出沾化凹陷古近系沙河街组存在正常压力-过渡压力型、过渡压力-异常高压型的 2 种不同类型的次洼。压力场的纵向叠置决定了油气的分布, 沙河街组四段油层与压力场耦合关系可以总结出: 异常高压型油层、压力过渡型油层、正常压力型油层 3 种耦合模式, 而研究表明压力与岩性双重封堵的模式对沙四段高产油层的形成最为有利。过渡压力-异常高压型次洼中-深部正常压力带和压力过渡带是获得沙四段高产油层的有利区带。

关键词: 异常压力; 油气分布; 平衡深度法; 沙河街组; 沾化凹陷; 济阳坳陷

中图分类号: TE112.2 **文献标识码:** A

Characteristics of the present pressure filed in the Paleogene Sha-4 Member of Zhanhua sag Jiyang depression and their function to the distribution of oil and gas pools

Qin Runsen, Xu Guosheng, Xu Xinyou, Li Jianlin, Yuan Haifeng

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploration,
Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059)

Abstract The measured pressure data and pressures calculated with balanced depth method are used to reconstruct pressure profiles and classify vertical pressure variation sequences in single well in Zhanhua sag. Two different types of sub-sag, i.e. sub-sags with normal-transitional and transitional-abnormal pressure, are recognized in the Paleogene Shahejie Formation in the sag where the vertical superimposed pressure field controls the distribution of oil and gas pools. There are three modes of coupling relationships between the reservoirs in the 4th member of Shahejie Formation (E_s^4) and the pressure fields: abnormal-pressure reservoirs, transitional-pressure reservoir, and normal-pressure reservoirs, among which the mode that oil with double lithologic and pressure seal are the most favorable to the formation of high yield reservoirs. The middle-deep normal pressure zone and transitional pressure zone in sub-sag of transitional-abnormal pressure are potential plays for the discovery of high yield oil layers in the E_s^4 .

Key words abnormal pressure; distribution of oil and gas pools; principle of balanced depth method; Shahejie Formation; Zhanhua sag; Jiyang depression

压力场是油气成藏动力学研究的核心内容之一, 在目前世界上已发现的 180 多个超压盆地中, 有 160 多个盆地为富含油气的盆地, 说明压力场

与油气生成、运移、聚集有密切的关系。20 世纪 70 年代 Barker (1972)、Bruce (1972) 和 Bradley (1975) 等都从不同角度对能量场的不均匀性进行

收稿日期: 2007-01-22

第一作者简介: 秦润森 (1982-), 男, 硕士研究生, 储层评价与油气成藏规律

基金项目: “十五”国家科技攻关项目 (2003BA613A-02)

了研讨^[1,2]。Bradley在其相关异常压力的论文中首次提出了封闭系统的概念,论证了在封闭系统中才能形成异常高压,指出封闭系统是在三维空间上被不渗透的地质体封闭的,这种对压力封存箱的认识实际上促使了对沉积盆地压力体系的划分^[3~5]。Hunt(1990)认为,沉积盆地含有两个或两个以上叠合的水文地质系统,其中浅层为宽阔、开放的水文地质系统,保持着正常的流体静压。

对于压力场的空间展布目前多以压力系数或地层压力梯度来描述。众多文献在探讨异常超压与油气分布的关系时,多依据压力系数的大小,并认为超压体系的过渡带是油气富集带^[6~8]。但实际情况可能并不那么简单,这取决于盖层对下伏流体压力的封存能力。如库车凹陷的克拉 2 号构造压力系数大于 2 但仍保存 $2\,000\times 10^8\text{ m}^3$ 以上的天然气。主要原因是其盖层为一套膏岩沉积层,不易发生脆性破裂,可以封存高压流体。盖层的封存机理主要有物性封闭、超压封闭及烃浓度封闭等。对于超压盆地,前两种封闭最为常见,同时也是研究油气成藏的重点与难点。

沾化凹陷是济阳拗陷重要的油气勘探区,具异常压力的古近系沙河街组四段(以下简称沙四段)是重要的油气产层,其现今压力场与油气分布存在密切的关系^[9]。纵向压力场的展布是如何决定油气的分布的,以及超压封闭、岩性封闭或他们的组合形式对油层规模的控制及他们之间的耦合模式是笔者研究的重点。

1 现今压力场纵向分布特征

对于压力的分类,多以压力系数为基础,但不同学者有不同的方案,这主要取决于对压力异常的认识。如 Hunt认为,在饱和盐水状态下压力系数至 1.20 仍属正常地层压力。本文结合研究区地层水的矿化度资料及前人分类结果,将沾化凹陷的压力分为 4 种类型(表 1)。

表 1 沾化凹陷异常压力分类
Table 1 Classification of abnormal pressure
in Zhanhua depression

压力系数	< 0.9	0.9~1.2	1.2~1.5	> 1.5
压力分类	异常低压	正常压力	过渡压力	异常高压

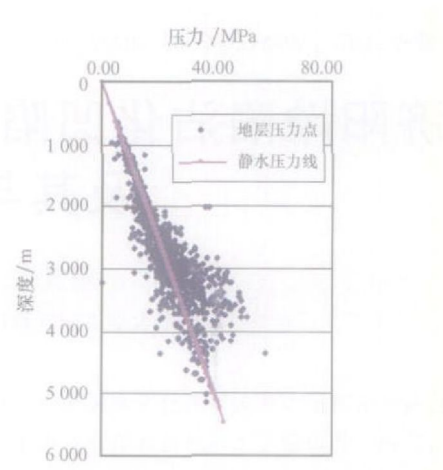


图 1 沾化凹陷实测地层压力与深度的关系
Fig. 1 Measured pressure vs depth in Zhanhua sag

地层流体压力异常在沾化凹陷较为普遍,如渤南洼陷罗 1 井、义 32 井、义 171 井、义东 12 井的沙四段压力系数均在 1.70 以上,孤北洼陷东部的桩 83 井、桩 832 井附近沙四段的压力系数多超过 1.30,而一些井的压力系数则表现为低压,如孤北 19 井压力系数为 0.89。

图 1 为沾化凹陷古近系及以上层位实测地层压力与深度关系,从图中可以看出研究区纵向压力的整体分布态势。在深度小于 2 500 m 时,地层压力与静水压力基本上是相等的,这个深度内的泥岩压实曲线为正常的压实线;而深度在 2 500~4 200 m 左右,由于一些井异常压力的存在,所测的地层压力偏离了正常的静水压力,至 3 500 m 左右,偏离的幅度达到最大;在 4 200 m 以下,实测的地层压力又开始回返到正常的静水压力。

2 压力场平面分布特征

利用实测地层压力数据和模拟计算的地层压力数值,做出了沾化凹陷内渤南洼陷和孤北洼陷沙四段的地层压力平面分布图(图 2)。

从图中分析可知,渤南洼陷沙四段异常高压区主要集中在中部缓坡带的义 64 井、义 170 井附近,压力系数达 1.60 以上;而北部的洼陷带与南部的凸起带多表现为正常压力,如北部的义 115 井沙四段压力系数为 0.91,南部的罗 10 井压力系数为 0.99。孤北洼陷的异常高压区主要集中在东部洼陷带和中部的斜坡带,如东部的桩 83 井附近压力系数达 1.50,中部的桩 94 井压力

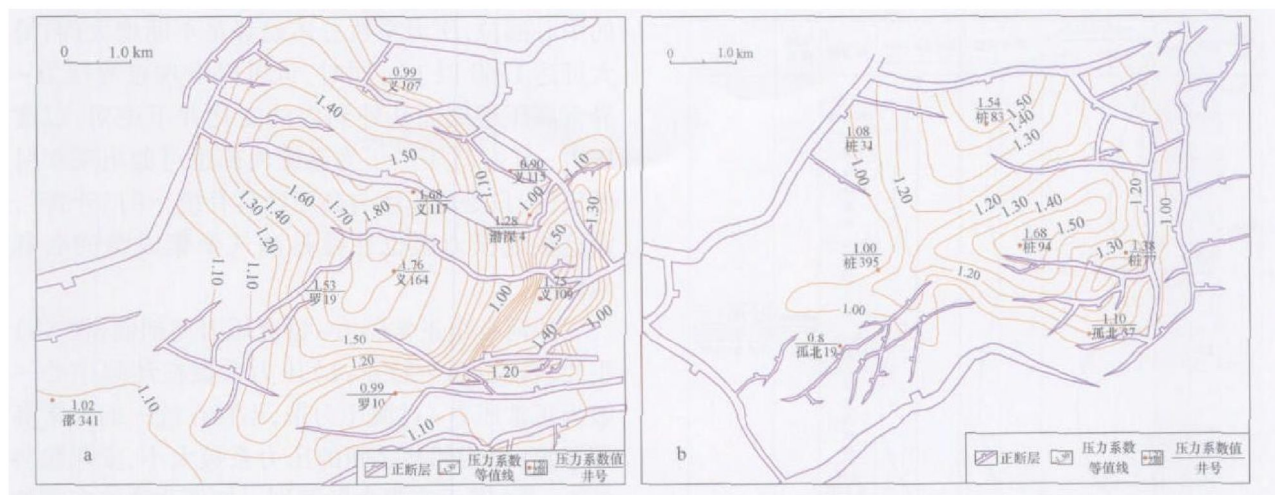


图 2 渤南洼陷 a)、孤北洼陷 b)沙四段地层压力系数平面分布

Fig. 2 Planar distribution of pressure coefficients in the 4th member of Shahejie Formation in Bonan a) and Gubei b) subsags

系数达到 1.68 而西部次洼与中部的低凸起带压力系数正常,如桩 395 井压力系数为 1.00。

综上所述,虽然沾化凹陷的洼陷内部(沙四段深层)仍可能会发育异常高压,但据现今勘探现状分析沙四段异常高压区主要集中在中深部的斜坡带和部分次洼区,深度范围大致在 3 000~4 200 m,即图 1 所示的异常高压发育深度段。

3 现今压力剖面的恢复

恢复现今压力剖面旨在从单井出发,详细研究剖面上压力场的分布特征,从而探寻现今压力场与油气分布的关系。据刘震(2003)^[10]、王效美(2004)^[11]等的研究,沾化凹陷异常高压产生的主要原因为地层埋藏过程的欠压实作用,所以单井压力剖面的恢复可以通过平衡深度法计算欠压实作用所引起的异常压力。

所谓平衡深度,是指在超压层段中找出与其上部正常压实层段 Δt (或电阻率、密度)相等的那一点所对应的深度 h (h 为正常压实层段的深度)。从物理意义上讲,因声波时差(或电阻率、密度)相等,可以设想该两深度点具有相同的有效应力 σ ,如图 3 中的正常泥岩压实点 A 与泥岩超压点 B 具有相同的应力。其计算公式为:

$$P_{Af} = \frac{1}{C} \left| \rho_{ln} \frac{\Delta t_0}{\Delta t_A} - (\rho - \rho_f) \ln \frac{\Delta t_0}{\Delta t_B} \right| \times 0.0098 \quad (1)$$

式中: P_{Af} 为地层压力, MPa

h 为岩柱的垂直高度, m;

Δt_0 为地表声波时差, $\mu s/m$;

Δt_A 为欠压实层段 A 点的声波时差, $\mu s/m$;

Δt_B 为等效于 A 点的正常压实点 B 的声波时差, $\mu s/m$;

ρ 为上覆岩层的平均密度, g/cm^3 ;

ρ_f 为岩层孔隙中流体的平均密度, g/cm^3 ;

C 为泥岩压实系数, 小数;

0.0098 为单位换算系数。

计算过程中,首先要提取泥岩段的声波时差数据,其次确定正常压实趋势线是平衡深度法计算地层压力的关键。在研究过程中可以通过相邻井间的相似声波时差叠加来确定的泥岩的正常压实趋势线^[12]。以此对沾化凹陷 30 余口井的压力剖面进行了恢复,本文仅以渤南洼陷义 118 井压力恢复剖面为例加以说明,图 4 为在深度 2 500~

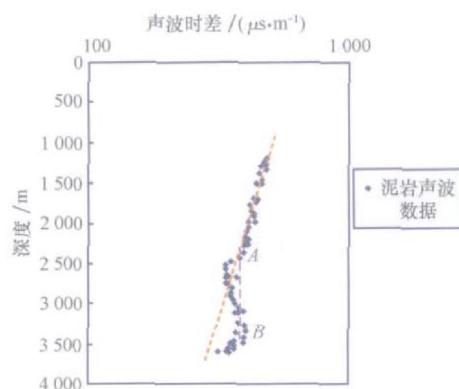


图 3 平衡深度法原理图解

Fig. 3 Illustration of the balanced depth principle

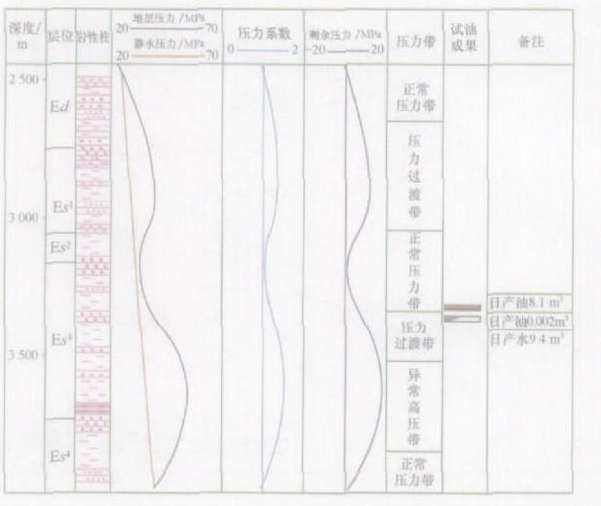


图 4 渤南洼陷义 118 井压力剖面

Fig. 5 Pressure profile of Well Y118 in Bonan sag

4 000 m 范围内的压力剖面,从图中可以看出,义 118 井从上覆东营组至下伏沙四段依次呈现出正常压力带—压力过渡带—正常压力带—压力过渡带—异常高压带—压力过渡带—正常压力带的变化序列。

通过对沾化凹陷 6 条地震剖面的压力场特征进行综合分析可以发现,凹陷内的洼陷或洼陷内的次洼中深层沙河街组压力场依据压力系数可以分为两种压力变化序列类型:正常压力—过渡压力型、过渡压力—异常高压型。不同类型的剖面决定了沙四段不同的能量场环境。

对于沙河街组过渡压力—异常高压型剖面(图 5a),其洼陷深部具有统一的异常高压系统,表现为井与井之间的压力系数大小、变化趋势横向上具有相似性。如地震测线 630 剖面义 115 井、义 121 井沙河街组就处在一个统一的压力系统之内。这个系统最外层压力系数为 1.20,随着进入洼陷

的中心部位,压力系数总体趋势是不断增大的,最大可达 1.60 以上。同时,也可以发现过渡压力—异常高压型剖面从外到内的变化并不绝对,过渡压力—异常高压型压力系统内部也可能出现相对低压区,只是低压区与高压区具有统一的“外壳”,而这些低压区也往往是油气聚集成藏的有利地区。

沙河街组正常压力—过渡压力型剖面(图 5b)主要表现出两个特点:1)压力系数在洼陷中心一般为正常压力—过渡压力带,不存在统一的异常高压系统;2)相邻井之间的压力系数大小、变化趋势并不一致,甚至有很大的差别。如孤北洼陷东部的次洼,洼陷中心部位压力系数小,一般不超过 1.20,纵向上井与井之间压力系数差别较大。如孤北 105 井局部压力系数可达 1.40 以上,而与之相邻的桩 395 井、桩 26 井整体上为正常压力型剖面。

4 现今压力场与油气分布的关系

4.1 压力系数与油层分布关系

沾化凹陷沙四段选择了 346 个试油层段,其中试油结果为油层的有 60 个层段。图 6 为沙四段压力系数与油层分布关系图,从图中可知:1)沙四段油层的压力系数分布较宽,从压力系数 0.7~1.7 都有分布;2)高产油层主要集中在压力系数值在 1.2 附近。

4.2 压力场与油层分布耦合关系模式

从沙四段油层与压力系数关系图上可以发现,仅以油层自身的压力系数来判断油层分布显然并不合理,这是油层的压力系数值分布较宽所

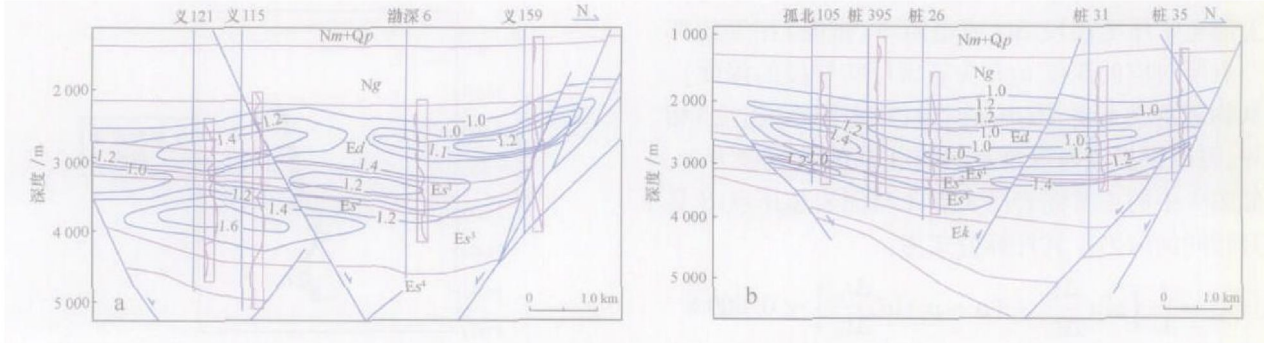


图 5 沾化凹陷沙河街组压力系数剖面

Fig. 5 Pressure coefficient profile of the Shahejie Formation in Zhuanghua sag

a. 630 地震测线 (过渡压力—异常高压型); b. 638.8 地震测线 (正常压力—压力过渡型)

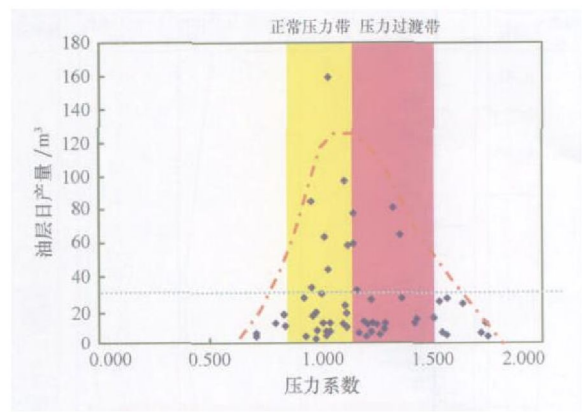


图 6 沙四段油层产量与压力系数的关系

Fig. 6 Relationship between oil output and pressure coefficient in the 4th Member of Shahejie Formation

决定的。然而,从剖面油层的分布态势研究发现,油层的分布与各个压力系统纵向上、横向上的相互叠置密切相关。虽然通过油气层自身的能量场来判断油气的分布规律较难,但这种压力场叠置方式与油气层分布耦合关系却相当明显。本次研究在纵向上将这种关系概括为 3 种类型,在此重点对这 3 种模式油气层的发育部位、产能大小、压力特征、成因机理进行逐一分析。

1)异常高压型油层模式

这种油层表现为与周围烃源岩一致的压力系数(图 7)。它主要存在于异常高压型洼陷的中央中-深层部位,沙四段砂体呈透镜状分布,周围都被异常高压致密泥岩封堵。由于砂体周围的烃源岩呈现异常高压,在油气的初次运移过程中,砂体即为油气的优先聚集区。在后期烃源岩的持续生烃增压并向砂体充注过程中,砂体内流体与其四

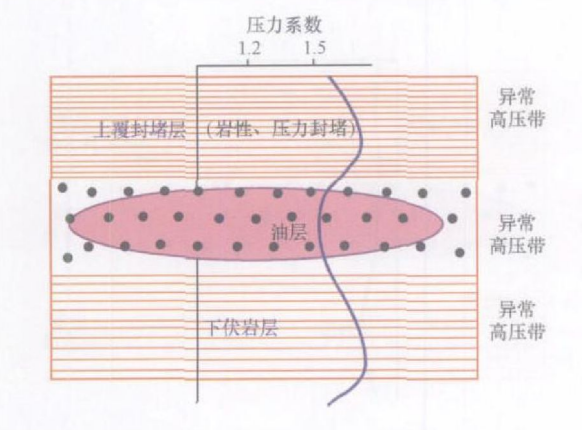


图 7 异常高压型油层压力系数曲线特征

Fig. 7 Characteristics of the pressure coefficient curve for the abnormal high pressure reservoirs

周逐渐形成统一的压力系统,因此砂体可以保持较高的压力系数,一般在 1.5 以上,但这类油层日产油量一般较少,这与高幅整压体储集空间小有关。如孤北洼陷的桩 83 井沙四段油层 3 473 ~ 3 599 m 段日产油量 6.8 m³,压力系数平均值却在 1.54 左右(图 8)。

2)压力过渡型油层模式

这类油层的压力系数曲线可以分为两种形态。第一种形态(iv型,图 9)是上覆盖层处在正常压力带,中间的储层为压力过渡带,下部的烃源岩为异常高压带,侧向可以是断层或岩性封堵。这种类型的油气藏在正常压力-过渡压力型洼陷

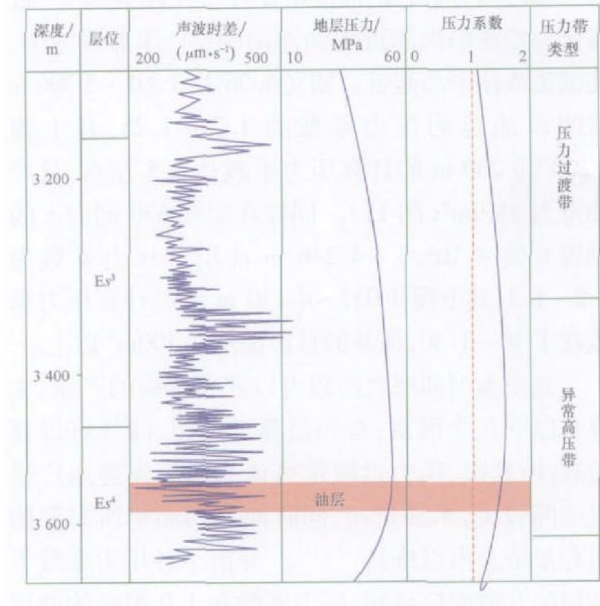


图 8 桩 83 井压力剖面与油层部位

Fig. 8 Location of reservoirs in pressure profile of Well Zhuang-83

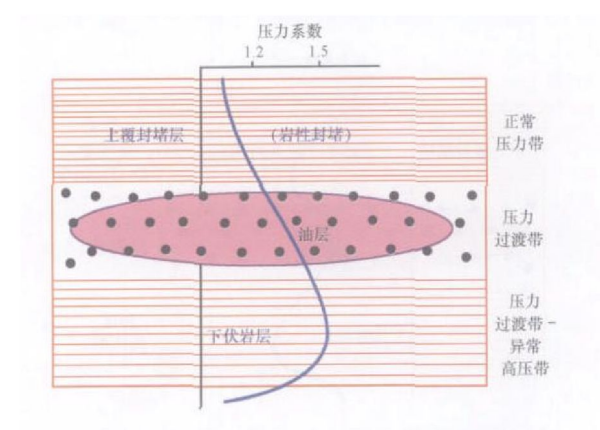


图 9 压力过渡 iv 型油层压力系数曲线特征

Fig. 9 Characteristics of the pressure coefficient curve for iv-typed transitional pressure reservoirs

与过渡压力-异常高压型洼陷内均可能存在。从产量上来看,这一类型的油层产量大多不高,如测线 630剖面内的义东 341井,沙四段 3 455~ 3 505 m层段内日产油 0.97m³,其原因是多方面的,但缺乏高压盖层封堵可能是这类油气藏产量低的重要因素,此时油气可以在浮力和压力共同作用下继续向浅部储层运移。

第二种形态 (㊟型,图 10)是上覆盖层处在异常高压带-压力过渡带内,这种异常高压的存在可以来自先期泥岩的欠压实作用,也可以是后期的生烃作用。中部储层处在压力过渡带,下部多为烃源岩,处在异常高压带,侧向上可以是断层与岩性封堵。这种压力形态的油层主要分布在异常高压-过渡压力型洼陷内靠近生油洼陷的中-深部缓坡带、陡坡带或洼中凸起带。如义东 26井 3 391~ 3 396 m沙四段油层的压力系数为 1.2~ 1.25 其上覆 3 200~ 3 230 m的计算压力系数达 1.5左右,日产油量为 25.9m³(图 11)。同样在测线 630剖面上的渤深 6井 4 165.5~ 4 246 m油层的压力系数为 1.2~ 1.3 其上覆 4 037~ 4 130 m地层计算压力系数在 1.40~ 1.50 该井的日产油量在 100m³以上。

这一类型油层之所以可以获得很高的产量,主要有以下几个因素:首先是靠近油源,油气可以直接充注;其次,压力过渡带可认为储集体连通广泛且空间较大,不易蹙压,同时油气的储集所需要的封存系统又得以维持^[13~ 15]。分析了各压力系数下油层的孔隙度后可知,压力系数在 1.0附近的储层孔隙度最大,最大孔隙度达 25%左右;随着压力系数进入过渡压力区间,储层最大孔隙度呈缓慢下降趋势,但仍可能保持较高的孔隙度,最大孔隙度大

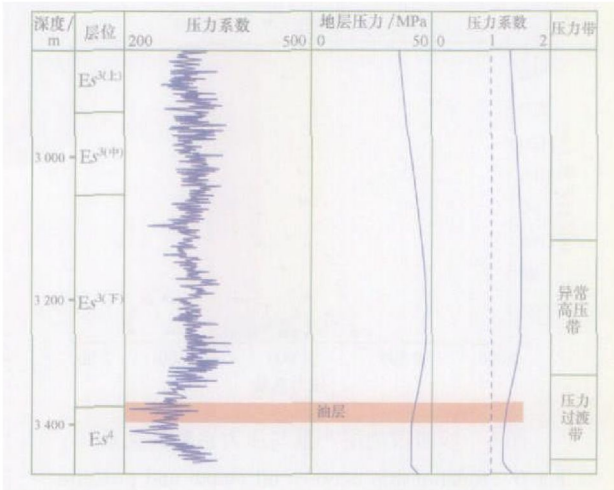


图 11 义东 26井压力剖面与油层部位
Fig. 11 Location of reservoirs in pressure profile of Well Yidong-26

致在 15% ~ 20%左右;当压力系数增至 1.4以上,最大孔隙度呈快速下降趋势,随着压力系数的增大,孔隙度进一步降低。

3)正常压力型油层模式

这类油层在剖面中压力系数曲线主要表现为两种形态(图 12 图 13)。

第一种形态是上覆的泥岩及下伏的砂岩和中间的储集层均表现正常的压力系统 (iv型,图 12)。这类曲线形态在两种类型洼陷的构造高部位广泛分布。从实际勘探资料分析,这种形态油层除少数井外(如义 112井、渤 3井),油层的日产量均较低,一些油层为低产油层、稠油层。研究表明,这种模式的沙四段油层因缺乏上覆压力封堵,又由于远离洼陷中心油源,仅靠有限的岩性封堵多数情况下难以成藏。

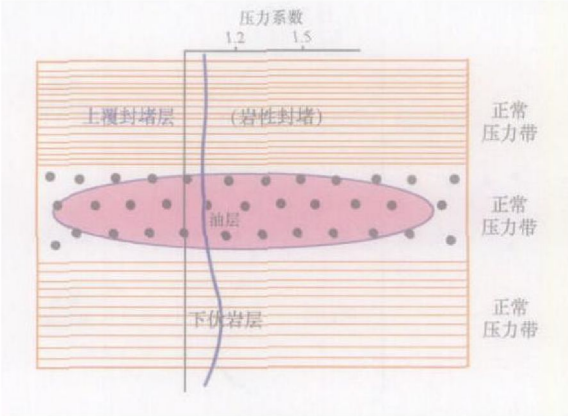


图 12 正常压力 iv型油层压力系数曲线特征
Fig. 12 Characteristics of the pressure coefficient curve for iv-typed normal pressure reservoirs

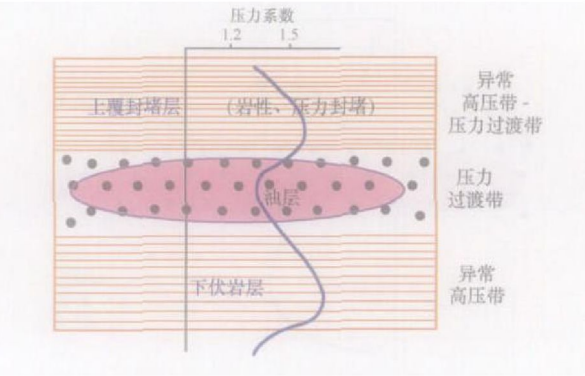


图 10 压力过渡 ㊟型油层压力系数曲线特征
Fig. 10 Characteristics of the pressure coefficient curve for ㊟-typed transitional pressure reservoirs

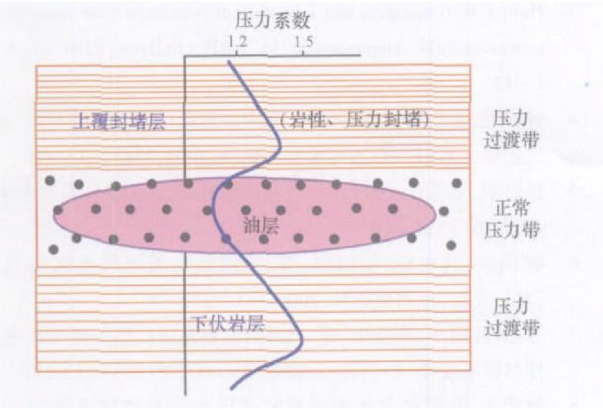


图 13 正常压力 ⊕ 型油层压力系数曲线特征

Fig. 13 Characteristics of the pressure coefficient curve for ⊕-typed normal pressure reservoirs

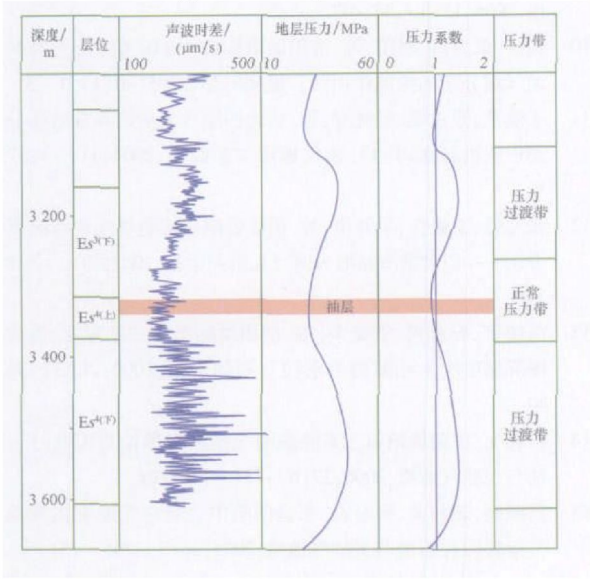


图 14 义 113 井压力剖面与油层部位

Fig. 14 Location of reservoirs in pressure profile of Well Y113

第二种形态是上覆的封堵层及下伏的封堵层整体表现为压力过渡带, 而中间的储集层表现为正常的压力系统 (⊕型, 图 13)。这种曲线类型在过渡压力-异常高压型次洼及正常-过渡压力型次洼中深部缓坡带、陡坡带均有分布。由于靠近洼陷中心, 并且受到上覆岩性与压力的双重封堵, 其油层日产量大多较高, 如义 113 井 3 304.3~3 338.0 m 沙四段油层压力系数为 1.0~1.05, 其上覆 3 000~3 250 m 层段的压力系数 1.2~1.25, 日产油 35.7 m³ (图 14)。

从上述分析可以得出, 不同洼陷类型和不同的构造部位导致了不同的压力剖面形态, 后者决定了能量场的空间叠置, 这种叠置的形式又一定程度地决定了油气层产能的大小。同时, 距生油洼陷的距离也影响了日产量的高低。从正常压力型油层与压力过渡型油层的分布位置可以看出, 距生油洼陷中心近的油层更有可能是高产油层。

从压力场与沙四段油层的耦合关系可以看出, 凡上覆呈现岩性与压力的双重封堵, 其下伏相对低压油层储量大、产量高。从区带上看, 具过渡压力→异常高压型次洼中—深部靠近源岩的正常压力带和压力过渡带是获得高产油层的有利区带; 而具正常→过渡压力的次洼中—深部正常压力带油气富集程度较高。从构造部位上看, 临近生油洼陷的缓坡带、陡坡带、洼中凸起带是形成上覆岩性和异常压力双重封堵模式的最佳构造部位, 其中高丰度的沙四段油层表现为过渡压力型或正常压力型 (图 15)。

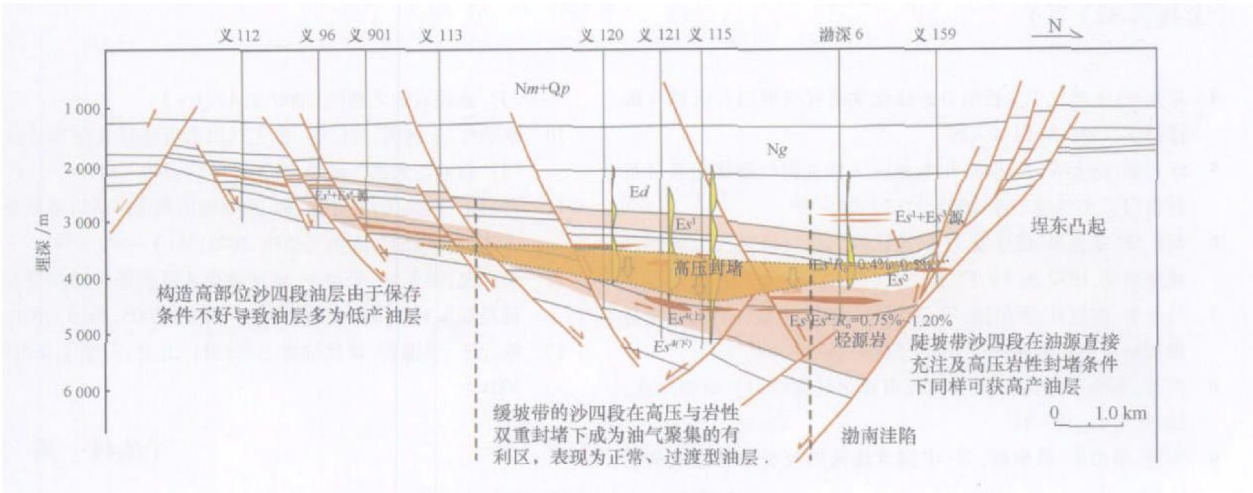


图 15 高压封堵与油气成藏模式

Fig. 15 Sketch map showing the high pressure sealing and the patterns of hydrocarbon accumulation

5 结论

1) 从实测压力分析, 沾化凹陷正常压力在各深度段均有较大比例的分布, 异常压力主要出现在 2 500 m 深度段以下, 3 000~4 200 m 是异常高压出现的主要层段, 这个层段一般位于凹陷内中-深部的斜坡带和次级洼陷。

2) 通过平衡深度法恢复了单井现今压力剖面。沾化凹陷古近系存在正常压力-过渡压力型次洼、过渡压力-异常高压型次洼两种类型。

3) 沾化凹陷沙四段油层的分布与压力系统的叠置耦合关系可以概括为异常高压型、压力过渡型、正常压力型 3 种模式。具过渡压力-异常高压的次洼, 其中-深部正常压力带和压力过渡带是获得高产油层的有利区带, 而具正常-过渡压力的次洼, 其中-深部正常压力带油气富集程度较高。

4) 临近生油洼陷的缓坡带、陡坡带、洼中凸起带, 沙四段可在上覆岩性和异常高压(或过渡压力)双重封堵下形成过渡压力型或正常压力型高丰度油层, 是油气聚集的最佳构造部位。

参 考 文 献

- 1 Banker C. A quaternary pressuring role of temperature in development of abnormal pressure zone [J]. AAPG Bulletin, 1972, 56 (6): 957-973
- 2 Bradley J S Abnormal formation pressure [J]. AAPG Bulletin, 1975, 59(6): 957-973
- 3 Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments [J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(1): 1-12
- 4 孙冬胜, 金之钧, 吕修祥, 等. 沉积盆地超压体系划分及其与油气运聚关系 [J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(1): 14-20
- 5 张启明, 董伟良. 中国含油气盆地的超压体系 [J]. 石油学报, 2000, 26(1): 1-12
- 6 徐国盛, 刘树根, 徐国强, 等. 四川盆地天然气成藏动力学 [M]. 北京: 地质出版社, 2004, 171-232
- 7 苏惠, 曲丽萍, 张金川, 等. 渤海湾盆地东濮凹陷天然气成藏条件与富集规律 [J]. 石油实验地质, 2006, 28(2): 123-129
- 8 赵桂萍. 准噶尔盆地南缘异常高压及其与油气成藏的关系 [J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(4): 327-332
- 9 李胜利, 于兴河, 陈建阳, 等. 渤海湾盆地济阳凹陷沾化凹陷地层流体压力分布规律及其对油气成藏的影响 [J]. 地质力学学报, 2006, 12(1): 37-42
- 10 刘震, 戴立昌, 赵阳, 等. 济阳凹陷地温-地压系统特征及其对油气藏分布的控制作用 [J]. 地质科学, 2005, 40(1): 1-5
- 11 王效美, 张立强, 罗晓容, 等. 沾化凹陷沙河街组异常高压分布及形成机制探讨 [J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(3): 37-39
- 12 张发强, 王震亮, 吴亚生, 等. 消除影响压实趋势线地质因素的方法——以莺歌海盆地为例 [J]. 沉积学报, 2002, 20(2): 326-331
- 13 苗建宇, 祝总祺, 刘文荣, 等. 济阳凹陷下第三系温度、压力与深部储层次生孔隙的关系 [J]. 石油学报, 2000, 21(3): 36-40
- 14 张善文. 济阳凹陷第三系隐蔽油气藏勘探理论与实践 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 731-740, 761
- 15 马丽娟, 郑和荣, 解习农. 东营凹陷中央隆起带断裂构造及油气运移 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(2): 246-251

(编辑 武新民)

(上接第 323 页)

- 4 朱岳年. 天然气中非烃组分地球化学研究进展 [J]. 天然气地球科学, 1994, 5(1): 1-29
- 5 江兴福, 徐人芬, 黄建章. 川东地区飞仙关组气藏硫化氢分布特征 [J]. 天然气工业, 2002, 22(2): 24-27
- 6 樊广锋, 戴金星, 戚厚发. 中国硫化氢天然气研究 [J]. 天然气地球科学, 1992, 3(3): 1-10
- 7 马永生, 郭旭升, 郭彤楼, 等. 四川盆地普光大型气田的发现与勘探启示 [J]. 地质评论, 2005, 51(4): 477-480
- 8 岑芳, 李治平, 张彩, 等. 含硫气田硫化氢腐蚀 [J]. 资源产业, 2005, 7(4): 79-81
- 9 岑芳, 李治平, 赖枫鹏, 等. 中国含硫天然气资源特点及前景 [J]. 新疆石油天然气, 2006, 2(4): 1-3
- 10 蔡勋育, 朱扬明, 黄仁春. 普光气田沥青地球化学特征及成因 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(3): 340-347
- 11 冉启佑, 赵庆飞, 方开璞, 等. 水驱油田剩余经济可采储量计算方法 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(3): 379-383
- 12 李江龙, 黄孝特, 张丽萍. 塔河油田 4 区奥陶系缝洞型油藏特征及开发对策 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 630-633
- 13 陈元千, 李璽著. 现代油藏工程 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2001

(编辑 高 岩)

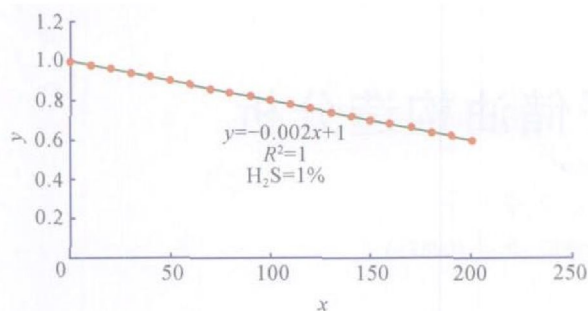
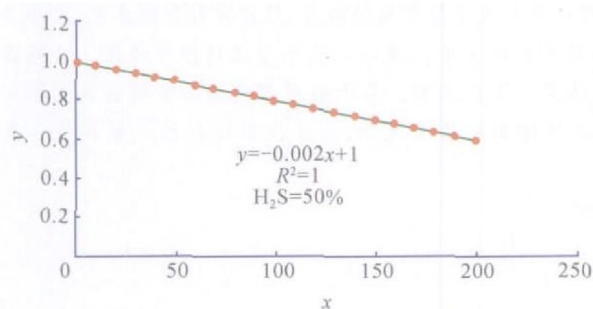
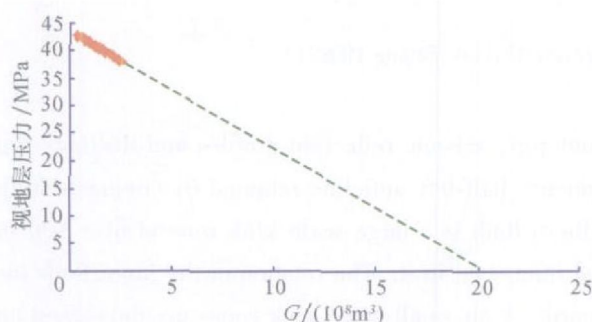
图 4 硫化氢含量为 1% 时的 y 与 x 关系Fig. 4 Relationship of y and x at a H_2S content of 1%图 5 硫化氢含量为 50% 时的 y 与 x 关系Fig. 5 Relationship of y and x at a H_2S content of 50%

图 6 某定容含硫封闭气藏压降

Fig. 6 Drawdown curve of a sealed constant-volume sour gas reservoir

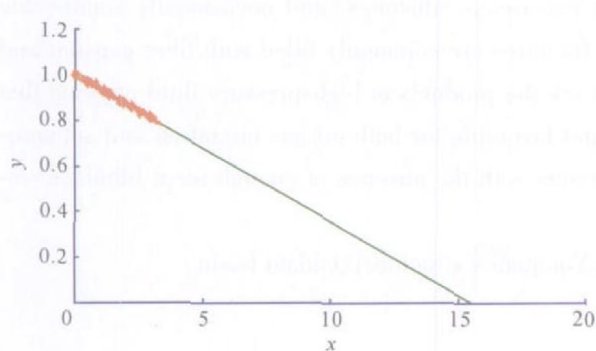


图 7 某定容含硫封闭气藏一元线性回归曲线

Fig. 7 Univariate linear regression of a sealed constant-volume sour gas reservoir

$$a = 1 \quad (10)$$

$$b = -\frac{1}{G} \quad (11)$$

可以得到:

$$y = a + bx \quad (12)$$

由式 (12) 可以看出, 定容含硫气藏的开发动态可以用直线关系式来表示。直线斜率的倒数就等于气藏的原始地质储量。

通过计算结果的对比发现 (图 4 图 5) 一元线性回归法能很好的拟合含硫气藏的地质储量, 计算结果准确度高。

3) 实例

某真实气藏用压降法计算, 得到的视地层压力与累积产气量的关系式为 $p/z = -2.137 4G_p + 43.334$ 相关系数为 0.999 8 得到的储量为 $20.27 \times 10^8 m^3$ (图 6)。使用一元线性回归计算, 得到的公式为 $y = -0.064 3x + 1$, 相关系数为 1, 计算得到的储量为 $15.56 \times 10^8 m^3$ (图 7)。

3 结论

1) 含硫气藏由于存在硫化氢, 易析出单质硫堵塞地层。在储量计算中, 特别是中高压含硫气藏必须考虑硫沉积的影响, 否则会造成计算结果不准确, 因此原定容气藏物质平衡方程不再适用于含硫气藏储量计算。

2) 在考虑含硫气藏硫沉积的基础上, 推导出适合定容含硫气藏的物质平衡新方法, 使得计算过程能考虑到硫沉积析出体积的变化特征, 该方程能准确计算定容含硫气藏的储量, 并进行开发动态预测。

3) 对比发现新定容含硫气藏物质平衡方程理论上计算储量精度更高, 且硫化氢含量很低时其误差也比原定容气藏物质平衡方程计算储量结果更为准确、稳定、可靠、精度高。因此利用该方法计算定容含硫气藏储量是可靠的。

参 考 文 献

- 1 戴金星. 中国含硫化氢的天然气分布特征, 分类及其成因探讨 [J]. 沉积学报, 1985 (4): 109~120
- 2 张子枢. 四川碳酸盐岩气田的硫化氢 [J]. 石油实验地质, 1983 5(4): 304~307
- 3 陈安定. 陕甘宁盆地中部气田奥陶系天然气的成因及运移 [J]. 石油学报, 1994 15(2): 1~10

(下转第 336 页)