

DOI: 10.19657/j.geoscience.1000-8527.2018.01.15

惠民凹陷中央隆起带异常低压特征及成因分析

刘元晴¹, 周乐¹, 曾溅辉², 李伟¹, 周军良³,
何锦¹, 王新峰¹, 吕琳¹, 邓启军¹

(1. 中国地质调查局 水文地质环境地质调查中心, 河北 保定 071051; 2. 中国石油大学(北京) 地球科学学院, 北京 102249;
3. 中海石油(中国)有限公司 天津分公司 渤海石油研究院, 天津 300459)

摘要: 惠民凹陷普遍存在异常低压现象, 低压发育层段为沙河街组二段、三段, 且集中分布在中央隆起带周边。前人对异常低压成因研究尚存在于定性描述阶段, 应用 295 口井试油实测地层压力数据, 分析了惠民凹陷地层压力纵向、平面分布特征; 从引起异常低压主要因素入手, 定量分析了抬升地层剥蚀、地层温度降低、蚀变耗水作用、蚀变矿物体积变化对地层压力的影响。结果表明, 地层剥蚀孔隙反弹引起地层压力降低 0.516 MPa; 地温下降造成地层压力降低 2.02~3.73 MPa; 蚀变耗水引起地层压力降低 8.64 MPa; 蚀变矿物体积变化使得地层压力降低 4.36 MPa; 成藏期烃类充注, 地层压力增加量小于 32 MPa。以上各因素共同作用, 使得中央隆起带压力演化呈现降压-增压-降压的旋回性, 并最终形成现今压力分布格局。

关键词: 异常低压; 低压封存箱; 惠民凹陷; 中央隆起带

中图分类号: TE122.2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-8527(2018)01-0154-08

Subnormal Pressure Characteristics and Genesis Analysis of the Central Uplift Belt in Huimin Sag

LIU Yuanqing¹, ZHOU Le¹, ZENG Jianhui², LI Wei¹, ZHOU Junliang³,
HE Jin¹, WANG Xinfeng¹, LÜ Lin¹, DENG Qijun¹

(1. Centre for Hydrogeology and Environmental Geology, CGS, Baoding, Hebei 071051, China;
2. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
3. Bohai Oilfield Research Institute, Tianjin Branch, CNOOC Ltd., Tianjin 300459, China)

Abstract: There commonly developed subnormal pressure in Huimin Sag, which mainly located in the second and third members of Shahejie Formation vertically and around the Central Uplift Belt horizontally. The previous studies on genesis of subnormal pressure has still remained un-quantitative. Based on the measured data of 295 boreholes, the vertical and horizontal distribution characteristics of the strata pressure in Huimin Sag were discussed. Furthermore, the decrease of pressure caused by the influence of the strata denudation, temperature decrease, water consumption of mineral alteration and volume change of minerals was analyzed quantitatively, which was respectively 0.516 MPa, 2.02 to 3.73 MPa, 8.64 MPa and 4.36 MPa. Hydrocarbon filling led the pressure increased less than 32 MPa. All the above factors together made that the pressure evolution of Central Uplift Belt presented the cycle of depressurization-pressurization-depressurization, and finally formed the current

收稿日期: 2017-04-12; **改回日期:** 2017-08-10; **责任编辑:** 孙义梅。

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05006-001); 中国地质调查局地质调查项目(DD20160289; DD20179262); 山东省自然科学基金项目(ZR2016DB29)。

作者简介: 刘元晴, 男, 工程师, 硕士, 1988 年出生, 矿产普查与勘探专业, 主要从事沉积盆地流体方面研究。
Email: lyq198896@126.com。

引用格式: 刘元晴, 周乐, 曾溅辉, 等. 惠民凹陷中央隆起带异常低压特征及成因分析 [J]. 现代地质, 2018, 32(1): 154-161.
LIU Yuanqing, ZHOU Le, ZENG Jianhui, et al. Subnormal Pressure Characteristics and Genesis Analysis of the Central Uplift Belt in Huimin Sag [J]. Geoscience, 2018, 32(1): 154-161.

distribution characteristics of pressure.

Key words: subnormal pressure; low pressure compartment; Huimin Sag; the Central Uplift Belt

0 引言

盆地流体的驱动机制、流动样式及其成岩、成矿和成藏效应是盆地动力学研究的重要内容之一^[1]。近年来,随着勘探程度的深入,美国 Piceance 盆地、Denver 盆地、我国鄂尔多斯盆地、东营凹陷、松辽盆地十屋断陷^[2-6]等均发现了异常低压的存在。超压发育机理、超压流体流动样式及其成岩、成藏效应已得到广泛研究。相比之下,异常低压研究程度较低,尤其对异常低压成因机制的研究还不够深入^[7]。目前常见的异常低压成因机制主要有抬升剥蚀降压、地层温度降低降压、流体密度差降压、轻烃扩散作用降压、地下水流动不平衡性降压等^[8]。惠民凹陷中央隆起带沙河街组二段、三段储层发育异常低压,前人研究认为惠民凹陷内异常低压由于断裂活动、长期泄压所致^[9]。笔者认为断裂活动造成压力释放,使得储层内部及周边压力达到平衡,该平衡状态应以常压或弱超压形式表现,尚不足以解释中央隆起带储层内部现今广泛分布的异常低压现象。鉴于此,本文结合沙河街组二段、三段低压分布特征,从成岩作用、温度降低、构造抬升及异常低压保存等方面定量分析了中央隆起带异常低压形成机制。

1 地质概况

惠民凹陷中央隆起带位于凹陷西部,呈北东东向展布,属于惠民凹陷的次一级构造单元。北与滋镇洼陷相邻,南接临南洼陷。隆起带内部断裂发育,临商断裂为主要断裂,控制着中央隆起带的油气运聚。断裂由一系列雁列断层系组成,西段主断层明显,平面上呈弧形向东段撒开。自新生代以来经历了 3 次较明显的构造运动,受其影响,区内形成了孔店期—沙四期伸展半地堑充填、沙三期—沙二期断块强烈活动、沙一期—东营期断块活动复杂化和新近纪—第四纪埋深加大 4 个构造演化阶段^[10]。中央隆起带油气的主力烃源岩为临南洼陷的沙河街组三段的中、下段有效烃源岩,由于沉积的旋回性形成了多套储盖组合,即:沙三上段和沙二段砂岩储层,盖以沙一段泥

岩;东营组二段砂岩储层,盖以东营组一段和馆陶组三段泥岩等。油气成藏期主要集中在古近纪东营组沉积末期和新近纪馆陶组、明化镇组沉积期两个时期,其中后者为最主要运聚成藏期^[11-13]。中央隆起带分布着临盘油田、商河油田、玉皇庙油田等,多以断块油气藏为主,为惠民凹陷最重要的含油气构造。

2 压力分布特征

惠民凹陷地层压力有别于济阳坳陷其他凹陷,发育有明显的异常低压。为研究区内异常低压体系特征,本文采用国内常用的地层压力分类方案^[14](表 1)。

表 1 地层压力分类表
Table 1 Classification of strata pressure

压力梯度/(MPa/m)	压力系数	压力的分类
<0.007 5	<0.75	超低压
0.007 5~0.009	0.75~0.9	低压
0.009~0.012	0.9~1.2	常压
0.012~0.015	1.2~1.5	高压
>0.015	>1.5	超高压

2.1 压力纵向分布特征

对惠民凹陷 295 口探井,共计 540 个试油静压数据进行统计,结果表明,惠民凹陷整体上以压力系数在 $0.9 < K_p < 1.2$ 范围的常压为主,随埋深增加,压力逐渐偏离静水压力线,于 1 500 m 开始出现低压异常,3 200 m 开始发育高压异常,出现超压、低压及常压共存。压力系数 $K_p < 0.9$ 的占统计数据的 17.6%,主要集中在沙河街组二段、三段地层;压力系数 $K_p < 0.75$ 的超低压多出现在沙三段地层中(图 1)。

2.2 压力平面分布特征

惠民凹陷沙二段异常低压分布范围较沙三段小,主要集中在中央隆起带。压力系数 $K_p < 0.75$ 的超低压多分布在临邑主干断裂周边。与之比较,沙三段异常低压在中央隆起带、夏口断裂带及临南洼陷内部均有出现,主要分布在中央隆起带上;压力系数 $K_p < 0.75$ 的超低压出现在商河断裂周边,压力系数在 $0.75 < K_p < 0.9$ 的低压分布位置则靠近临南洼陷。

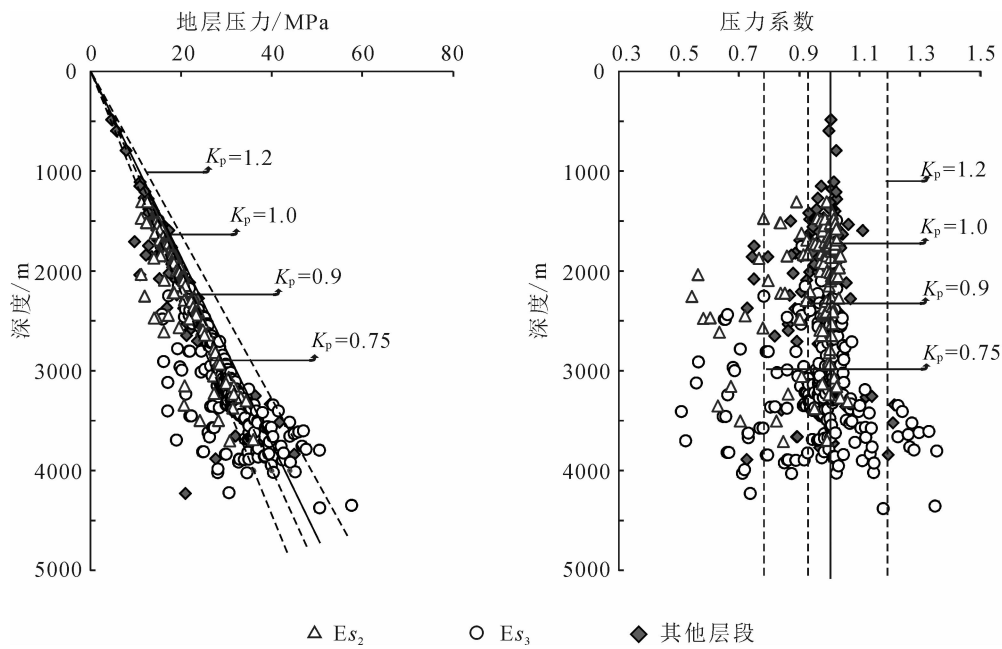


图 1 惠民凹陷压力及压力系数随深度变化图

Fig. 1 Diagram of strata pressure and pressure coefficient vs. depth in Huimin Sag

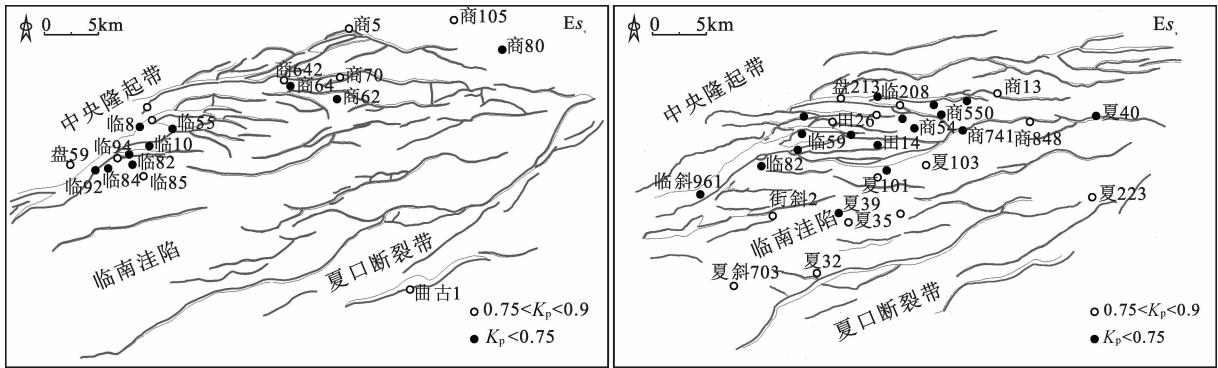


图 2 惠民凹陷沙河街组二段、三段异常低压压力系数分布图

Fig. 2 The distribution of subnormal pressure and pressure coefficient in the second and third members of Shahejie Formation in Huimin Sag

3 现今低压成因分析

3.1 孔隙反弹

随着构造抬升，目的层上覆岩层遭受剥蚀，负载降低，导致其孔隙和地层流体卸载膨胀。孔隙膨胀时必然会导致地层压力降低；与之相反，孔隙中流体发生膨胀，一定程度上会增加地层压力^[8]，最终地层压力的变化将取决于二者的相对大小。Russell(1972)测定砂岩储层孔隙的弹性压缩系数 C_r 为 $4.35 \times 10^{-10} \text{Pa}^{-1}$ ，并认为当上覆地层被剥蚀时，砂岩储层孔隙的扩容率与压缩率相当^[15]。地层水的压缩系数 C_w 为 $3.4 \times 10^{-10} \sim 5.0 \times 10^{-10} \text{Pa}^{-1}$ ^[16]，本文取值为 $4.2 \times 10^{-10} \text{Pa}^{-1}$ 。这

种由于地层抬升导致的孔隙体积增加通常称之为回弹作用下的孔隙增加，势必会形成异常低压。

据前人研究，古近系末期是济阳拗陷由裂陷阶段向拗陷阶段转化的过渡时期。喜山运动东营幕使得华北地区整体抬升，地层遭受剥蚀，形成古近系东营组与新近系馆陶组的沉积间断面(N/E 间断面)。吴智平(2000)^[17]在济阳拗陷不同构造位置单井 N/E 沉积间断地层剥蚀量数据研究基础上，拟合出适用于济阳拗陷 N/E 沉积间断地层剥蚀量计算经验公式，如下：

$$H = -2 \times 10^{-5} H_e^3 + 0.0196 H_e^2 - 7.4821 H_e + 2033.2 \tag{1}$$

式中： H 、N/E 沉积间断面现今埋深，m； H_e 、地层

表 2 惠民凹陷 N/E 沉积间断计算的单井地层剥蚀量

Table 2 Single well formation denudations calculated by depositional hiatus of N/E, Huimin Sag

井号	剥蚀厚度/m	井号	剥蚀厚度/m	井号	剥蚀厚度/m	井号	剥蚀厚度/m
临 208	113	商 13	114	商 55	77	田 14	57
临 59	55	商 49	99	商 550	89	田 26	83
临 82	54	商 54	77	商 848	97	田 301	53
盘 213	98	商 543	84	田 12	86	田斜 307	53

剥蚀厚度，m。

本文依据以上公式，结合现今沉积间断面埋深数据，对惠民凹陷中央隆起带 16 口井进行了地层剥蚀厚度恢复计算。由结果可知，研究区剥蚀厚度在 53 ~ 114 m 之间，平均剥蚀厚度为 81 m(表 2)。

由于构造抬升与地层剥蚀导致孔隙反弹对储层压力影响的定量分析可由公式(2)进行计算：

$$\Delta p = - \frac{1}{3} \frac{1+v}{1-v} \frac{C_r}{C_r + C_w} \rho_r g \Delta h \tag{2}$$

式中： Δp . 储集层压力变化，MPa； v . 岩石泊松比，无量纲 0.25； C_r . 岩石压缩系数； C_w . 水的压缩系数； ρ_r . 遭受剥蚀的地层平均密度，2.3 g/cm³； g . 重力加速度，m/s²； Δh . 构造抬升过程中地层的剥蚀厚度，m。

由以上公式计算可知，惠民凹陷古近系末期构造抬升导致的孔隙反弹，造成中央隆起带地层压力降低了 0.516 MPa。

3.2 温度降低

温度因素对地层压力的影响不可忽视，伴随着地壳抬升运动的剥蚀作用必然导致地层温度的降低，流体由于遇冷收缩，体积变小，流体的热膨胀系数远大于岩石，John (1957)测定线性接触的岩石颗粒的膨胀系数 α_r 单位体积为 $9 \times 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ ，胶结程度较差且呈点接触的岩石颗粒的膨胀系数 α_r 单位体积为 $5 \times 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ ，地层卤水的膨胀系数 α_w 单位体积是 $400 \times 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ 。温度每降低 1 $^{\circ}\text{C}$ ，单位体积卤水产生的体积变化为孔隙空间的 40 ~ 80 倍^[18]。事实上，如果地层处于封闭状态，那么体积的变化很小，而压力的变化很大。因此，温度降低对异常低压的影响十分显著。

苏向光等^[19]对惠民凹陷热演化史进行了模拟分析，研究表明惠民凹陷在地质演化过程中古地温是逐渐降低的，孔店组沉积末期到沙河街沉积末期低温梯度下降较快，沙河街组沉积末期地温梯度降至 3.7 $^{\circ}\text{C}/100 \text{ m}$ 左右，此后缓慢降低至现今 3.2 $^{\circ}\text{C}/100 \text{ m}$ 左右。地温梯度降低约 0.5 $^{\circ}\text{C}/$

100 m。本文对中央隆起带异常低压发育的 39 口探井进行统计，沙二段、沙三段低压发育层位埋深均值分别为 2 394 m 和 3 287 m。基于此，可计算出由于地温梯度降低，沙二段和沙三段温度变化量 ΔT 分别为 12 $^{\circ}\text{C}$ 和 16.5 $^{\circ}\text{C}$ 。根据对中央隆起带沙二段和沙三段砂层物性统计，研究区沙二段和沙三段平均孔隙度分别为 15.74% 和 22.08%。以该孔隙度数据作为参数，对单位体积内岩石和流体的体积变化之和进行计算：

$$\Delta V = \Delta T [\alpha_w \varphi + \alpha_r (1 - \varphi)] \tag{3}$$

式中： ΔV . 体积变化量，m³； ΔT . 温度变化量， $^{\circ}\text{C}$ ； α_w . 地层卤水的膨胀系数； α_r . 岩石膨胀系数； φ . 目的砂层孔隙度，%。

其中 $\Delta V = V_0 - V$ 。由上式计算可得到，临南洼陷中央隆起带沙二段、沙三段因温度降低而造成的孔隙度增加量分别为 0.085%、0.157%。根据帕斯卡定律，液态流体体积随压力变化规律可表示为：

$$V = V_0 [1 - C_w (p - p_0)] \tag{4}$$

式中： V_0 . 压力为 p_0 时液态流体体积，m³； p_0 . 原始液态流体压力，MPa； p . 体积变化后现今储层流体压力，MPa。

为了便于计算，假设孔隙流体均为地层水，取地层水的压缩系数 C_w 为 $4.2 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$ 。结合以上公式，惠民凹陷中央隆起带沙二段、沙三段地层由于温度降低，使得地层压力分别降低了 2.02 MPa、3.73 MPa。

3.3 蚀变耗水作用

沉积岩中赋存着大量地层水，作为油气二次运移的驱动力和载体，前人往往注重了水岩相互作用及次生孔隙的发育，通常忽略了成岩过程中地层水消耗引起的地层流体体积的变化。张善文研究认为济阳坳陷中深部储层发育的异常低压现象是由于成岩演化阶段矿物转化过程中地层水消耗导致的^[20]。

惠民凹陷古近系储层岩性主要为细砂岩和粉砂岩，按福克分类，砂岩类型属于岩屑长石砂岩

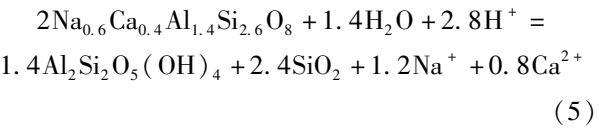
表 3 惠民凹陷中央隆起带沙二段、沙三段砂岩矿物组分表

Table 3 Mineral components of sandstone in the second and third members of Shahejie Formation in Huimin Sag

井号	层位	深度/m	岩石名称	石英/%	长石/%		白云石/%	方解石/%	黏土矿物/%
					斜长石	钾长石			
商 848	E ₂ s ²	2 633	粉细砂岩	49.5	20	6.3	5.2	4.5	14.5
商 850	E ₂ s ²	2 680	粉砂岩	55.0	17.0	7.0	11.0	0.7	9.3
盘斜 352	E ₂ s ³	1 559	泥质粉砂岩	60.0	18.5	12.0	0	2.5	7.0
商 544	E ₂ s ³	3 182	粉砂岩	64.5	13.5	5.0	3.5	5.5	8.0
商 548	E ₂ s ³	3 276	粉砂岩	45.0	24.0	5.0	9.0	8.0	9.0
商 549	E ₂ s ³	3 086	细砂岩	64.0	17.0	5.0	2.0	3.0	9.0
商 550	E ₂ s ³	2 978	粉砂岩	56.2	16.0	5.7	8.7	0.2	13.2
商 847	E ₂ s ³	2 978	粉砂岩	41.8	26.9	13.3	4.6	4.7	8.7
矿物平均含量				54.5	19.1	7.4	5.5	3.6	9.9

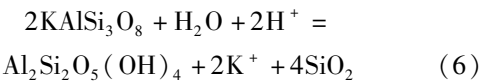
和长石砂岩类别^[21]。对中央隆起带发育异常低压的 8 口井沙二段、沙三段的全岩及黏土矿物 X 衍射分析结果表明, 矿物含量以石英为主, 平均含量 54.5%; 其次是斜长石、黏土矿物和钾长石, 平均含量分别为 19.1%、9.9% 和 7.4% (表 3)。中央隆起带同沉积断裂发育, 断裂带又是酸性流体迁移良好的通道, 有利于溶蚀作用的进行。中央隆起带溶蚀作用主要发育于 1 400~2 500 m 和 2 800~4 000 m 两个深度段^[22]; 对应发生在早成岩阶段 B 期和中成岩阶段 A 期, 主要蚀变过程为长石矿物蚀变高岭石化、绿泥石化, 次生孔隙发育^[23]。

斜长石蚀变为高岭石^[24]:



计算可得 1 000 g 斜长石蚀变为高岭石需要 46.9 g 水。

钾长石蚀变为高岭石^[24]:



计算可得 1 000 g 钾长石蚀变为高岭石需要 32.4 g 水。

前人研究表明, 济阳坳陷古近系主要矿物蚀变阶段长石的蚀变程度为 7%~15%, 平均 12%^[20]。结合上述化学反应式, 取钾长石密度为 2.56 g/cm³, 斜长石密度取 2.69 g/cm³, 水的密度取 1.0 g/cm³, 通过公式(5)和(6)可计算出每立方米储层长石蚀变为高岭石所消耗的地层水。

斜长石部分: $1 \times 10^6 \text{ cm}^3 \times 19.1\% \times 12\% \times 2.69 \text{ g/cm}^3 \times 46.9 \times 10^{-3} = 2\,891.6 \times 10^{-6} \text{ t}$

钾长石部分: $1 \times 10^6 \text{ cm}^3 \times 7.4\% \times 12\% \times 2.56$

$\text{g/cm}^3 \times 32.4 \times 10^{-3} = 736.5 \times 10^{-6} \text{ t}$

由上可计算出单位体积储层, 经过成岩过程中的长石溶蚀的“耗水作用”, 单位储层孔隙体积增加量约为 $3\,628.1 \times 10^{-6} \text{ m}^3$, 储层孔隙体积增加量为 0.363%。为了便于计算, 假设孔隙中的流体均为地层水, 取地层水压缩系数 C_w 为 $4.2 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$, 根据帕斯卡定律, 液体体积随压力变化公式, 通过公式(4)计算得出由于矿物溶蚀作用消耗地层水, 导致储层孔隙体积的增加, 进而引起地层压力下降 8.64 MPa。

惠民凹陷古近系沙二段、沙三段储层黏土矿物如高岭石、伊利石、伊/蒙间层所占比例较少, 蚀变产生的耗水作用本文中暂不做分析。

3.4 蚀变矿物体积变化

长石类矿物在蚀变为高岭石的过程消耗着岩石格架中地层水, 同时矿物自身体积也会发生相应变化^[19]。由式(5)和(6)可知溶蚀反应前后各离子组分以溶液形式参与, 故发生体积变化的矿物仅有长石类、高岭石和次生石英。

表 4 对于斜长石和钾长石蚀变为高岭石的体积变化进行了初步分析, 可得出斜长石高岭石化体积缩小率为 3.1%, 钾长石高岭石化体积缩小率为 12.6%。所以, 长石蚀变为高岭石必然会导致储层孔隙体积增加。结合中央隆起带岩矿组分中斜长石和钾长石相对含量及长石蚀变程度, 可计算出长石蚀变导致自身体积缩小所增加的那部分孔隙体积。

斜长石高岭石化部分: $1 \times 10^6 \text{ cm}^3 \times 19.1\% \times 12\% \times 3.1\% = 710.5 \text{ cm}^3$

钾长石高岭石化部分: $1 \times 10^6 \text{ cm}^3 \times 7.4\% \times 12\% \times 12.6\% = 1\,118.9 \text{ cm}^3$

表 4 斜长石、钾长石蚀变为高岭石的体积变化情况

Table 4 Volume changes of plagioclase and potash feldspars altering to kaolinite

反应类型	反应阶段	反应物质	摩尔数	摩尔克数/g	密度/ (g/cm ³)	体积/cm ³	反应前后 体积/cm ³	体积缩小 率/%
斜长石高岭石化	反应前	Na _{0.6} Ca _{0.4} Al _{1.4} Si _{2.6} O ₈	2	268.4 × 2	2.69	199.5	199.5	3.1
		Al ₂ Si ₂ O ₅ (OH) ₄	1.4	258 × 1.4	2.60	139		
	反应后	SiO ₂	2.4	60 × 2.4	2.65	54.3	193.3	
钾长石高岭石化	反应前	KAlSi ₃ O ₈	2	278 × 2	2.56	217.2	217.2	12.6
		Al ₂ Si ₂ O ₅ (OH) ₄	1	258	2.60	99.2		
	反应后	SiO ₂	4	60 × 4	2.65	90.6	189.8	

因此，由以上结果，可以计算出由于矿物自身蚀变导致自身体积缩小使得孔隙体积增加约 1 829.4 cm³。由公式(4) 计算可以得出由于成岩过程中矿物蚀变所导致的储层孔隙体积的增加，进而使得压力下降了 4.36 MPa。

3.5 低压封存箱

沉积盆地常具有由封闭层分割的异常压力系统，即流体压力封存箱。流体压力封存箱根据内部压力情况分为超压封存箱和低压封存箱。惠民凹陷中央隆起带异常低压保存至今与其内部良好的封闭条件紧密相关。凹陷古近纪以来交替沉积了不同厚度三角洲相砂泥岩层，岩相变化、地层尖灭为低压封存箱存在提供了边界条件。中央隆起带同生断裂发育，同生断裂既能作为流体的运移通道，又能起到遮挡作用，大型同生断层断面上陡下缓呈“犁式”，力学机制上，上部张性，下部则为压性，下部形成压力封闭^[25]。再者，临商断裂主支活动性强、持续时间长，分支活动性明显较主支弱，消亡时期早，且规律性较差，现今多以封闭为主^[26]，使得先期形成的压力封闭得以完好保存。

如中央隆起带商 64 井，在 2 500 ~ 2 650 m 砂岩形成低压封存箱，上部、下部被常压泥岩体系和超压泥岩体系封隔(图 3)。结合商 64 井实测压力数据，2 473 m 处实测地层压力 14.17 MPa，计算压力系数 0.58，与低压封存箱位置吻合。

4 生烃增压量估算

烃源岩生烃是高密度的干酪根转化成低密度的油和气的过程，由于密度差异导致孔隙流体发生膨胀，在封闭条件下便形成超压。目前，对这种超压机制研究还主要停留在定性描述阶段。郭小文等(2011)综合考虑干酪根烃源岩生油过程中孔隙水和油的排出、氢指数对生油的影响、压实

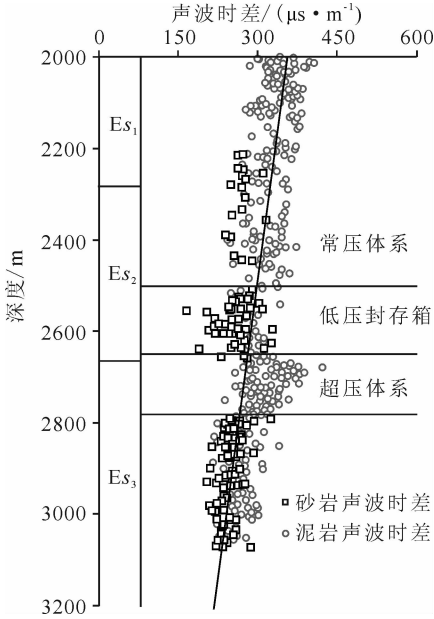


图 3 商 64 井声波时差与深度关系

Fig. 3 Transit time differences vs. depth in well Shang 64

使石油密度变化等因素基础上，建立了生油增压模型，并采用该模型对东营凹陷生油作用形成的超压与深度关系进行了定量计算^[27]。笔者借鉴东营凹陷生油增压模型及生油作用所形成超压和压力系数随深度变化关系图版，对与东营凹陷烃源岩总有机碳含量 TOC、石油残留系数 α、氢指数 HI 等地化参数^[28] 相近的惠民凹陷临南洼陷沙三段主力烃源岩生烃增压量进行了估算。前文所述，惠民凹陷油气成藏时间有两期注入，东营组沉积末期和馆陶—明化镇组沉积时期，其中又以馆陶—明化镇沉积时期为主。结合惠民凹陷生烃史与埋藏史演化图^[9] (图 4)，可知，临南洼陷主力烃源岩沙三段于馆陶—明化镇沉积时期埋深 2 500 ~ 3 600 m。图 5 可以明显看出，与该主要成藏时期对应的生烃增压量约为 2 ~ 32 MPa，压力系数值为约为 1.1 ~ 1.85。凹陷内烃类充注压力传导作用使得中央隆起带在一定时期表现增压特征，增压量

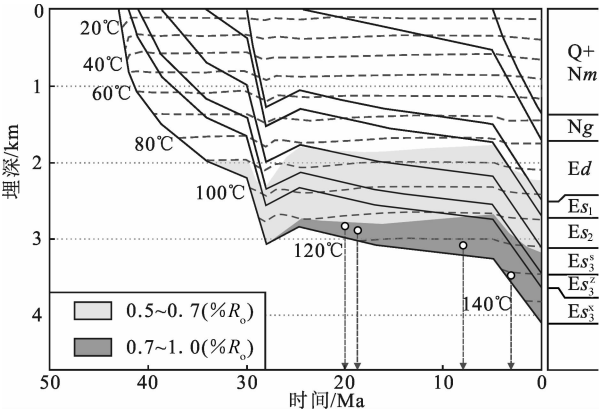


图4 惠民凹陷生烃史和埋藏史图(据李纯泉^[9])
Fig.4 Hydrocarbon generation and burial history curves in Huimin Sag(modified after Li^[9])

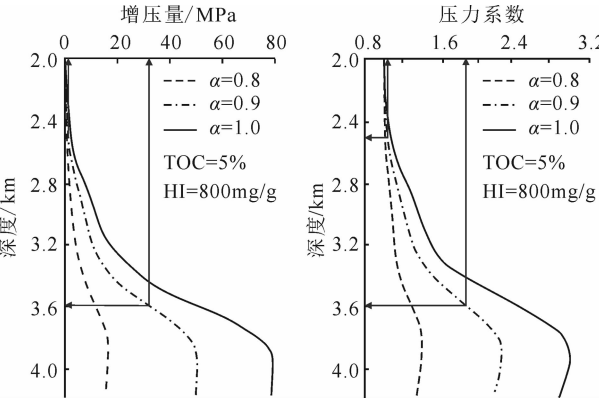


图5 临南洼陷沙三段烃源岩生油作用形成超压和压力系数值图
Fig.5 The oil overpressure and pressure coefficients caused by oil generation of the source rocks in the third member of Shahejie Formation Linnan sub-sag

小于 32 MPa。

5 油藏压力演化史

前人对惠民凹陷沙三段储层流体包裹体进行热动力演化模拟,结果显示,沙三段发育的异常低压是异常高压经过一定时期的演化后在晚期形成的,整体表现为降压-增压-降压的旋回性特征^[9]。古近系末期构造抬升,孔隙反弹造成的压力下降约为 0.516 MPa。成岩过程中蚀变耗水导致压力下降 8.64 MPa;蚀变矿物体积变化造成压力下降 4.36 MPa。惠民凹陷在新生代的地温梯度随盆地的演化史逐渐降低的^[14]。由于储层温度下降致使沙二段、沙三段压力下降 2.02 MPa 和 3.73 MPa。烃类生成压力传导补充,使得压力增加量小于 32 MPa。在上述因素共同作用下,惠民凹陷中

央隆起带地层压力降幅约为 15~17 MPa,最终形成现今 17~22 MPa 异常低压分布格局(图 6)。

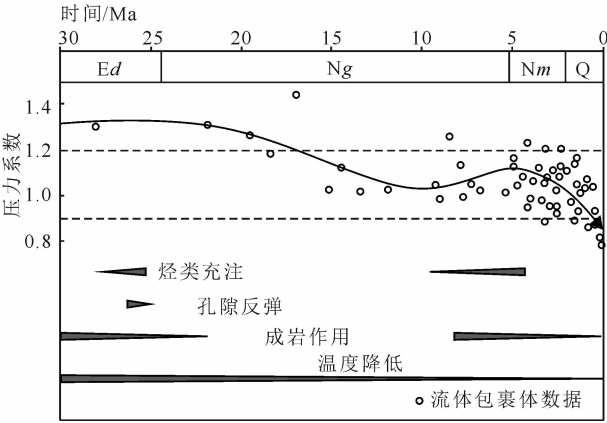


图6 惠民凹陷沙三段压力系数随时间演化
Fig.6 Evolution of pressure coefficients with time of the third member of Shahejie Formation in Huimin Sag

6 结 论

(1)惠民凹陷地层压力以常压为主,1 500 m 以下明显发育压力系数小于 0.9 的低压异常。纵向上,异常低压主要分布在沙河街组二段和三段储层中,平面上异常低压集中分布在中央隆起带周边。(2)烃类充注、成岩耗水、蚀变矿物体积缩小、温度降低及构造抬升孔隙反弹等因素共同作用下,惠民凹陷压力演化呈现降压-增压-降压的旋回性特征,地层压力降幅约为 15~17 MPa,形成现今低压分布格局。(3)良好的封闭条件是异常低压保存至今的关键因素,中央隆起带低压封存箱的存在为异常低压保存提供了先决条件。

参考文献:

[1] 邹华耀,郝芳,蔡勋育. 沉积盆地异常低压与低压油气藏成藏机理综述 [J]. 地质科技情报, 2003, 22(2): 45-48.
[2] LAZEAR G D. Fractures, convection and underpressure: Hydrogeology on the southern margin of the Piceance basin, west-central Colorado, USA [J]. Hydrogeology Journal, 2009, 17(3): 641-664.
[3] BELITZ K, BREDEHOEFT J D. Hydrodynamics of Denver Basin: Explanation of subnormal fluid pressures [J]. AAPG Bulletin, 1988, 72(11): 1334-1359.
[4] 李士祥,施泽进,刘显阳,等. 鄂尔多斯盆地中生界异常低压成因定量分析 [J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(5): 528-533.
[5] 刘晓峰,解习农. 东营凹陷低压系统的特征及成因机制 [J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(1): 66-69.
[6] 解习农,焦纠纠,熊海河. 松辽盆地十屋断陷异常低压体

系及其成因机制 [J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2003, 28(1): 61-66.

[7] 胡安文, 孟元林, 孙洪斌, 等. 辽河西部凹陷南段异常低压体系及其成因机制 [J]. 中南大学学报(自然科学版), 2014, 45(9): 3150-3157.

[8] 高岗, 刚文哲, 范泓澈, 等. 含油气盆地异常低压成因研究现状 [J]. 天然气地球科学, 2008, 19(3): 311-316.

[9] 李纯泉, 刘惠民. 临南洼陷沙三段异常地层压力及其演化特征 [J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2013, 38(1): 105-111.

[10] 刘元晴, 曾溅辉, 周乐, 等. 惠民凹陷沙河街组地层水化学特征及其成因 [J]. 现代地质, 2013, 27(5): 1110-1119.

[11] 张金亮, 杨子成. 流体包裹体分析方法在惠民凹陷油气成藏研究中的应用 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2008, 32(6): 33-39.

[12] 杨万芹, 蒋有录. 惠民凹陷西部油气成藏期分析 [J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(1): 20-23.

[13] 刘惠民. 济阳坳陷临南洼陷油气运聚方向与分布规律 [J]. 现代地质, 2009, 23(5): 894-901.

[14] 杜栩. 异常压力与油气分布 [J]. 地学前缘, 1995, 2(3/4): 138-146.

[15] RUSSELL W L. Pressure-depth relations in Appalachian region [J]. AAPG Bulletin, 1972, 56(3): 528-536.

[16] 杨胜来, 魏俊之. 油层物理学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 87-89.

[17] 吴智平, 韩文功. 济阳坳陷早晚第三纪沉积间断地层剥蚀量研究 [J]. 中国海上油气(地质), 2000, 14(5): 320-323.

[18] BRADLEY J S. Abnormal formation pressure [J]. AAPG Bulletin, 1975, 59(6): 957-973.

[19] 苏向光, 邱楠生. 济阳坳陷惠民凹陷热演化史分析 [J]. 天然气工业, 2006, 26(10): 15-18.

[20] 张善文. 成岩过程中的“耗水作用”及其石油地质意义 [J]. 沉积学报, 2007, 25(5): 701-707.

[21] 李德勇, 张金亮, 覃丽娟. 惠民凹陷古近系深层砂岩储层特征及其影响因素 [J]. 中国海洋大学学报, 2009, 39(1): 133-138.

[22] 张莉, 朱筱敏, 钟大康, 等. 惠民凹陷古近系砂岩储层物性控制因素评价 [J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2007, 37(1): 105-111.

[23] 朱筱敏, 王英国, 钟大康, 等. 济阳坳陷古近系储层孔隙类型与次生孔隙成因 [J]. 地质学报, 2007, 81(2): 197-204.

[24] 张莉, 朱筱敏, 钟大康, 等. 惠民凹陷古近系碎屑岩次生孔隙纵向分布规律 [J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2007, 32(2): 253-259.

[25] 祝总祺, 苗建宇, 刘文荣, 等. 论压力封存箱及其对次生孔隙的保护作用 [J]. 西北大学学报(自然科学版), 1997, 27(1): 73-78.

[26] 陈伟, 吴智平, 侯峰. 临南洼陷临商断裂带与油气成藏的关系 [J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(2): 25-28.

[27] 郭小文, 何生, 郑伦举, 等. 生油增压定量模型及影响因素 [J]. 石油学报, 2011, 32(4): 637-643.

[28] 熊敏. 惠民凹陷西部烃源岩生排烃动力学与勘探方向研究 [D]. 广州: 中国科学院广州地球化学研究所, 2007.