

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.359>



渤南洼陷古近系古压力梯度与含油气性关系

刘 华¹, 蒋子月¹, 郝雪峰², 宋国奇², 冯月琳¹, 李 君¹

1. 中国石油大学(华东)深层油气重点实验室, 山东青岛 266580
2. 中石化胜利油田有限公司, 山东东营 257001

摘要: 为揭示古压力衰减梯度与含油气性的本质关系, 以渤南洼陷沙三段为研究对象, 以流体包裹体均一温度和冰点测试技术恢复的古压力数值作为过程控制, 利用盆地模拟法恢复研究区主成藏期压力分布特征, 并分析古压力梯度与含油气性的内在关系。研究表明, 研究区主要油气成藏期(4.2 Ma至今)存在明显的超压, 其中沙三下亚段古压力梯度高于沙三中亚段; 古压力梯度高值区多发育于深注带, 近源区的断阶带和陡坡带的古压力梯度值变化相对平缓, 缓坡带的古压力梯度值普遍较低。古压力梯度与含油气性关系密切; 沙三下亚段源区古压力梯度高值区含油性好, 沙三中亚段随古压力梯度增高油气显示变弱, 油气环中心分布; 近源区高古压力梯度代表较强的成藏动力, 油气连片分布; 远源区古压力梯度与含油气性关系较弱。

关键词: 渤南洼陷; 古压力恢复; 古压力梯度; 含油气性; 油气地质。

中图分类号: P618.131

文章编号: 1000-2383(2020)02-547-12

收稿日期: 2018-12-26

The Relationship between the Paleo-Pressure Gradient and Hydrocarbon Containing of Paleogene Strata in the Bonan Sag

Liu Hua¹, Jiang Ziyue¹, Hao Xuefeng², Song Guoqi², Feng Yueling¹, Li Jun¹

1. Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China
2. Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying 257001, China

Abstract: This study focuses on the characteristics of paleo-pressure gradient. Taking the Es3 in the Bonan sag as the research object, the paleo-pressure values of fluid inclusion uniform temperature and freezing point test technology were used as process control, and the basin simulation method was used to restore the pressure distribution characteristics during the reservoir period, on basis of which the paleo-pressure gradient of Es3z and Es3x in the Bonan sag were calculated, the distribution characteristics of the paleo-pressure gradient in the target stratum of the study area were revealed, and finally the relationship between paleo-pressure gradient and hydrocarbon containing was determined. The results show that the overpressure developed in the Bonan sag during the main hydrocarbon migration stage(4.2 Ma-now), paleo-pressure gradient of Es3x is higher than that of Es3z. As different structural zones, the high paleo-pressure gradient is often developed in the Bonan sag which is the active source area. The values of paleo-pressure gradient of Boshen 4 stepped belt and North steep slope are relatively gentle. The paleo-pressure gradient in South gentle slope is generally low. In the source area of the Es3x where the paleo-pressure gradient shows high hydrocarbon potential, and the Es3z where the hydrocarbon is distributed circularly around the center, this relationship is opposite. The high paleo-pressure gradient in the near source area represents a strong reservoir-forming power, and the hydrocarbon is distributed continuously. The relationship between the paleo-pressure gradient and the hydrocarbon potential in the far source area is weak.

Key words: Bonan sag; paleo-pressure recovery; paleo-pressure gradient; hydrocarbon containing; oil-gas geology.

基金项目: 国家自然科学基金(Nos. 41972141, 41772136); 国家重大专项(No. 2016ZX05006-003).

作者简介: 刘华(1977-), 女, 教授, 从事油气藏形成机理与分布规律研究和. ORCID: 0000-0002-0357-367. E-mail: liuhua77@upc.edu.cn

引用格式: 刘华, 蒋子月, 雪峰, 等, 2020. 渤南洼陷古近系古压力梯度与含油气性关系. 地球科学, 45(2):547-558.

近年来,古压力恢复已经成为盆地分析研究中的一项重要工作,在成藏动力学研究和油气勘探评价发挥着举足轻重的作用(郑有业等,1998;Wu *et al.*, 2016).成藏时期的地层压力是油气运移的重要动力条件,影响着油气的运移方向和聚集效率,与油气聚集速率的关系密切,且与油气成藏能力存在动态界限(Anissimov, 2001;孙明亮等,2008;Zhang *et al.*, 2009),影响着油气的分布(查明等,2002;解习农,2006;Yang *et al.*, 2018).古压力在油气运移动力表征时常用压力系数(李善鹏等,2004;Wang and Chen, 2007;刘建章等,2008;张俊武等,2015;刘华等,2016),而对于超压强度变化快慢的表征可用压力衰减梯度,它更能准确地反映在压力驱动下油气运移的优势方向和运移方式,逐渐成为油气成藏动力条件与油气聚集关系揭示的重要参数,但是目前尚未明确古压力梯度与油气运聚的本质关系.基于此,笔者通过储层包裹体法恢复了渤南洼陷古近系沙三段的主成藏期古压力数值,计算古压力梯度,明确古压力与油气展布的本质关系,为深入研究油气成藏动力提供理论基础.

1 研究区概况

沾化凹陷是渤海湾盆地济阳坳陷的次级构造单元,而渤南洼陷是沾化凹陷内典型的富油洼陷,勘探面积约 600 km².渤南洼陷位于沾化凹陷的中西部,其东、南、西、北部分别与孤西断层和孤岛凸起相接、与陈家庄凸起斜坡带相邻、与义东断层和义和庄凸起相接、与埕南断层和埕东凸起相接(秦延才等,2002;卢浩等,2012).渤南洼陷在西北部主要以义东、埕南两大断层控制,从而形成了西北陡,东南缓的箕状断陷.渤南洼陷被多条断层切断,可划分为 4 个主要构造带,从南到北依次为南部缓坡带、渤深 4 断阶带、渤南深洼带和北部陡坡带(图 1).

渤南洼陷古近系经历了多个沉积旋回,发生过多次湖侵作用,形成了多套烃源岩.目前,研究区内孔店组烃源岩的生烃状况还不确定,沙一段烃源岩由于埋深较浅尚未成熟供烃,因此,沙河街组沙四段和沙三段是主要烃源岩系.渤南洼陷储层发育,目前已发现的油藏多以沙三段、沙四段储层居多,其次为沙二段储层;沙四上亚段的膏岩和沙三下亚段的泥岩是良好的区域盖层.由于渤南洼陷油藏多分布于洼陷区,埋深较大,地层的压实、胶结作用强,多属中孔低渗或低孔渗储层,油气成藏动力条

件要求较高(陶一川,1983).

2 成藏期地层压力恢复

2.1 样品来源与恢复方法

以现今压力分布特征为基础,根据取芯井分析,本次对渤南洼陷 9 口井共取样 13 块,分布在沙三中亚段和沙三下亚段,取样井位分布如图 1,所分析样品信息见表 1.本次使用德国蔡司多功能研究级显微镜(ZEISS AXIO Imager A1m)、偏光显微镜(Axioskopt 40pol)和英国 Linkamd 冷热台(THMS600型)进行包裹体观察和均一温度及冰点测量.利用均一温度、冰点等实测数据,按 Bodnar 模型计算的盐度数值(Bodnar, 1993),恢复研究区沙三段储层油气成藏时期的地层压力.

2.2 流体包裹体镜下特征

宿主矿物是包裹体的载体(陶士振,2006),本次观察到的宿主矿物包括石英、长石以及少量方解石,其中石英最为多见.流体包裹体的赋存位置主要有矿物颗粒内部、矿物颗粒内部裂缝、穿矿物颗粒裂缝.大多数包裹体为零星或群体分布,少数为条带状分布.荧光显示是烃类包裹体与其他类型包裹体的主要区别,也为油气活动提供了直接证据(Kempton *et al.*, 2017).

渤南洼陷沙三段烃类包裹体以黄绿色、黄色荧光烃类包裹体数量最多,其次为蓝色荧光烃类包裹体.黄色荧光对应着低热演化成熟度,可能为早期充注;蓝色荧光代表着烃类包裹体中有机质热演化成熟度高,可能为晚期充注.其中,义 284 井石英内部发育零星分布的呈蓝色荧光的烃类包裹体(图 2a, 2b),义 127 井石英颗粒内部裂缝发育了条带状分布的呈黄色荧光的烃类包裹体(图 2c, 2d),义 282 井发育黄色荧光的烃类包裹体赋存于穿石英裂缝中(图 2e, 2f).

2.3 包裹体测试与古压力计算

(1)包裹体测试

为了计算古压力,以荧光观察为基础,分别进行了与烃类包裹体伴生的盐水包裹体的均一温度和冰点的测试.测试结果显示,不同荧光颜色的烃类包裹体及与其伴生的盐水包裹体的均一温度数据存在差异.黄色荧光烃类包裹体的均一温度分布范围较窄,为 63.2~119.7 °C,峰值区间为 90~100 °C,与其伴生的盐水包裹体均一温度数值低,分布范围较宽,为 56.7~118.2 °C,峰值主区间为 80~

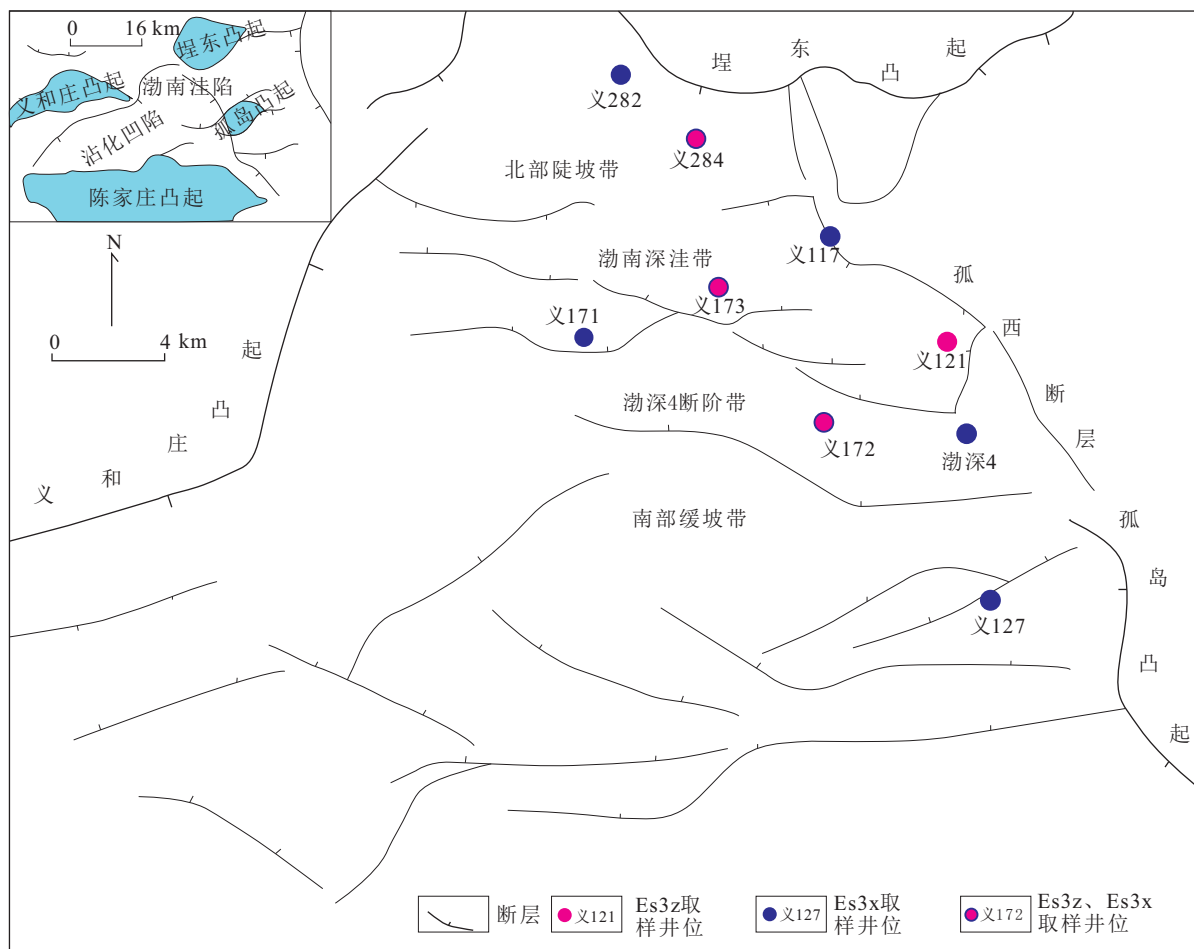


图 1 渤南洼陷区域构造图

Fig.1 The location and structural units of the Bonan sag

90 °C;黄绿色荧光烃类包裹体的均一温度分布范围较宽,低温可达 52.8 °C,高温高至 146.4 °C,峰值区间为 90~100 °C,与其伴生盐水包裹体均一温度介于 75.1~130.0 °C,其中峰值区间为 90~100 °C;蓝色荧光烃类包裹体的均一温度分布范围较宽,为 80.5~149.5 °C,峰值区间为 120~130 °C,与蓝色荧光烃类包裹体伴生盐水包裹体均一温度较高,介于 85.1~149.6 °C,峰值主区间为 120~130 °C(图 3a、图 3b).

包裹体盐度不仅可以反映流体物理化学性质(梁正中和袁波,2014),也是古压力恢复的重要参数(Zhang and Frantz, 1987).前人多采用冷冻法获得始熔温度来确定包裹体中盐水体系类型(刘德汉,1995;刘小洪等,2010;时保宏等,2015),再根据所处的不同盐水体系选择相应的方法进行盐度计算.笔者利用 Linkamd 冷热台(THMS600)对研究区所获得的流体包裹体进行始熔温度测定,结果显示为 -22~-18 °C,接近 NaCl-H₂O 体系的低共结

温度(-20.8 °C),据此,确定研究区盐水体系为 NaCl-H₂O 体系.包裹体的冰点测试结果为 -13.9~-0.7 °C,其主要集中在 -2~-10 °C,属于未饱和 NaCl-H₂O 体系(冰点小于 -21.2 °C).利用 Bodnar 冷冻温度-盐度换算法计算了所测包裹体的盐度,计算结果表明包裹体的盐度为 1.19%~17.7%,多数包裹体的盐度小于 15%(表 1).

根据包裹体的荧光颜色和均一温度区间分布,研究区的油气成藏时间分为两期次,均一温度存在差异:第 I 期伴生盐水包裹体(多与呈黄绿色、黄色荧光的烃类包裹体伴生)数量较少,均一温度为低温区间,分布范围为 56.7~118.2 °C,峰值区间为 80~90 °C;第 II 期伴生盐水包裹体(多与呈蓝色、黄绿色荧光的烃类包裹体伴生)数量较多,均一温度为高温区间,分布范围为 75.1~149.6 °C,峰值区间为 110~130 °C(图 4).由于第二期油气运聚规模远远超越了第一期,是研究区油气主要的成藏期,因此,本文选择第二期作为古压力梯度的恢复及重点

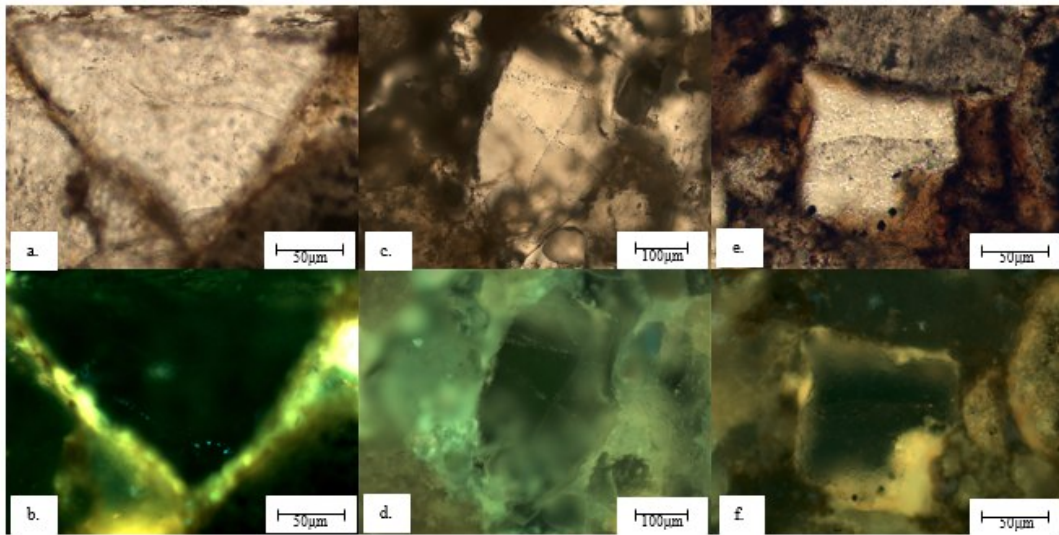


图 2 渤南洼陷储层流体包裹体镜下分布及荧光特征

Fig.2 The microscopic characteristics of fluid inclusions in the Bonan sag

a. 义 284 井($\times 500$, 透射光), 3 683.30 m, 石英内部零星分布的烃类包裹体; b. 义 284 井($\times 500$, 荧光), 3 683.30 m, 石英内部零星分布的呈蓝色荧光的烃类包裹体; c. 义 127 井($\times 200$, 透射光), 2 733.43 m, 石英内部裂缝中条带状的烃类包裹体; d. 义 127 井($\times 200$, 荧光), 2 733.43 m, 石英内部裂缝中条带状的呈黄绿色荧光的烃类包裹体; e. 义 282 井($\times 500$, 透射光), 3 469.50 m, 穿石英裂缝中条带状分布的烃类包裹体; f. 义 282 井($\times 500$, 荧光), 3 469.50 m, 穿石英裂缝中条带状的呈黄色荧光的烃类包裹体

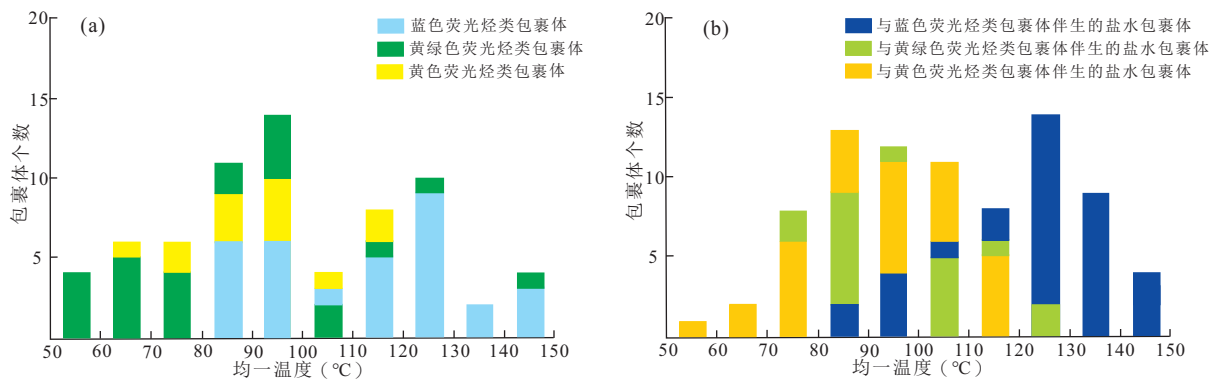


图 3 渤南洼陷不同荧光颜色烃类与盐水包裹体均一温度分布直方图(a. 烃类包裹体、b. 盐水包裹体)

Fig.3 Homogenization temperature of hydrocarbon and salt water inclusions with various fluorescence in the Bonan sag

解剖期。

(2) 古压力计算

本文选用的是前人导出的等容式, 参数涉及盐水包裹体均一温度、包裹体捕获温度、冰点、盐度。其中包裹体的均一温度和冰点数据用实验所测数值(表 1), 捕获温度及盐度数值可以分别对均一温度及冰点进行简单计算得到。用公式 1 计算可以推导出流体包裹体的形成压力(Zhang and Frantz, 1987):

$$P = A_1 + A_2 \times T, \tag{1}$$

公式(1)中:

$$A_1 = 6.1 \times 10^{-3} + (2.385 \times 10^{-1} - a_1) \times T_h - (2.855 \times 10^{-3} + a_2) \times T_h^2 - (a_3 \times T + a_4 \times T_h^2) \times m, \tag{2}$$

$$A_2 = a_1 + a_2 \times T_h + 9.888 \times 10^{-6} T_h^2 + (a_3 + a_4 \times T_h) \times m, \tag{3}$$

其中: P 为压力(10^{-1} MPa); T 为捕获温度($^{\circ}$ C), 比均一温度高 15° C(毛鑫等, 2015); 不同的盐水体体系选取的 a_1, a_2, a_3, a_4 可以通过文献调研查得; T_h 为均一温度, $^{\circ}$ C; m 为盐类质量摩尔浓度(mol/kg), 与盐度 w (%) 的换算公式为 $m = 1\ 000 \times w / [58.5 \times (100 - w)]$ 。

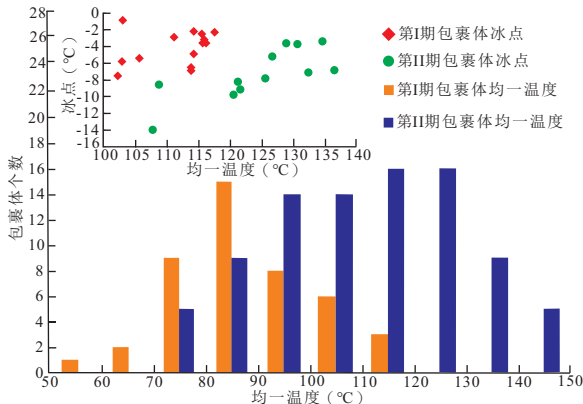


图4 渤南洼陷不同期次伴生盐水包裹体均一温度分布直方图及均一温度与冰点关系

Fig.4 Homogenization temperature of various mineralization salt water inclusions and the relationship between freezing point and homogenization temperature in the Bonan sag

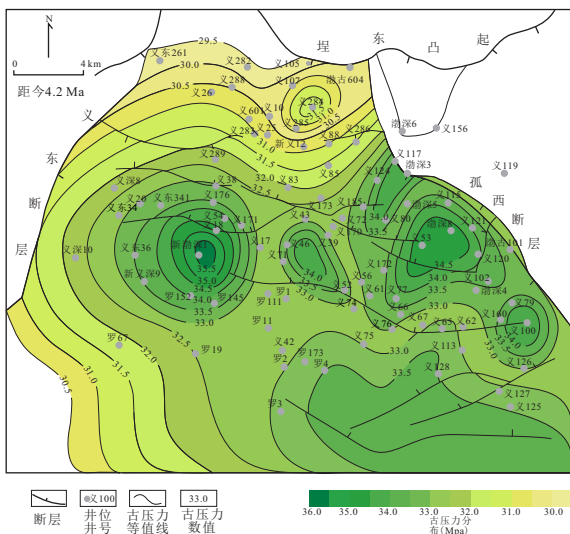


图5 渤南洼陷沙三中亚段古压力平面分布特征

Fig.5 Characteristics of paleo-stress plane distribution in Es3z, Bonan sag

一般来说,利用等容式得到的压力是包裹体的均一压力,即古压力的下限值,包裹体的实际捕获压力需要进行压力校正获得(Wilkinson, 1994).由前人分析可知,研究区的流体包裹体的捕获压力比其均一压力高6 MPa(米敬奎等,2003),以此对研究区的古压力进行了计算(表1).

利用盆地模拟技术,以流体包裹体恢复的地层压力作为过程约束,以实测地层压力数据作为最终约束,恢复了研究区沙三中亚段及沙三下亚段地层

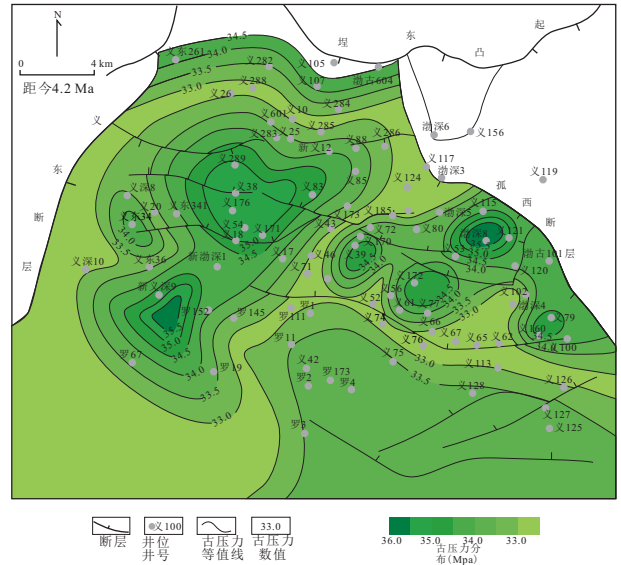


图6 渤南洼陷沙三下亚段古压力平面分布特征

Fig.6 Characteristics of Paleo-stress plane distribution in Es3x, Bonan sag

主成藏期(距今4.2Ma)的压力分布特征(图5、图6).

沙三中亚段古压力数值范围分布于29.50~35.97 MPa,几个压力高值区域分别以新渤深1井、义46井、渤深8井、义53井、义100井为中心(图5).沙三下亚段古压力在32.50~35.86 MPa之间,压力高值中心位于深洼带渤深8井、断阶带义39井和义172井、缓坡带新义深9井附近(图6).作为主要生烃层系,烃源岩发育厚度大,且埋藏较深,保存了较高的地层压力,深洼带古压力普遍高于33 MPa,古压力数值总体较沙三中亚段略高,古压力平均值较沙三中亚段高1.5 MPa左右.

3 古压力衰减梯度特征

3.1 成藏期压力衰减梯度计算

以恢复的成藏期压力数据为基础,采用公式4进行压力衰减梯度(简称为压力梯度)计算:

$$G_p = (P_2 - P_1) / (L_2 - L_1), \quad (4)$$

式中: G_p 为古压力梯度(MPa/km); $P_2 - P_1$ 为古压力差值(MPa); $L_2 - L_1$ 为间距(km);

本文在求取某井区相邻两口井间古压力梯度时,尽量选取压力变化较均匀的部位,即两井点间古压力等值线疏密近于相等.如果沉积相变化以及断层分割造成压力梯度非均匀变化,需要进行分段

表 1 渤南洼陷烃类包裹体古压力恢复数据表

Table 1 Paleo-pressure and the test data of fluid inclusions in some reservoirs, Bonan sag

井号	深度(m)	层位	岩性描述	是否有烃类包裹体	均一温度(°C)	冰点(°C)	含盐度(%)	古压力(MPa)	古埋深(m)	古压力系数
义 117	3 416.50	Es3x	泥岩	√	114.30	-2.2	3.71	32.88	2 560.53	1.35
义 117	3 416.50	Es3x	泥岩	√	115.60	-2.5	4.18	32.82	2 594.74	1.32
义 117	3 416.50	Es3x	泥岩	√	117.60	-2.3	3.87	32.62	2 647.37	1.29
义 284	3 683.30	Es3x	泥质砂岩	√	125.60	-7.8	11.46	33.11	2 857.89	1.16
义 284	3 683.30	Es3x	泥质砂岩	√	114.30	-4.9	7.73	33.38	2 780.00	1.22
义 284	3 685.80	Es3x	细砂岩	√	116.20	-3.6	5.86	32.99	2 834.29	1.20
义 284	3 685.80	Es3x	细砂岩	√	115.80	-3.6	5.86	33.02	2 822.86	1.21
义 173	3 492.00	Es3z	泥质粉砂岩	√	102.30	-7.5	11.10	34.68	2 437.14	1.40
义 173	3 492.00	Es3z	泥质粉砂岩	√	126.70	-5.2	8.14	32.49	3 134.29	1.06
义 173	3 492.00	Es3z	泥质粉砂岩	√	111.20	-2.9	4.80	33.28	2 691.43	1.28
义 172	3 074.60	Es3z	泥岩	√	107.75	-13.9	17.70	35.17	2 592.83	1.28
义 172	3 074.60	Es3z	泥岩	√	105.70	-5.4	8.41	34.13	2 534.29	1.36
义 127	2 733.43	Es3x	泥岩	√	121.66	-9.1	12.96	33.61	2 990.31	1.11
义 127	2 733.43	Es3x	泥岩	√	113.90	-6.9	10.36	33.75	2 768.45	1.22
义 121	3 474.15	Es3z	含砾砂岩	√	102.96	-5.8	8.95	34.40	2 455.87	1.40
义 121	3 474.15	Es3z	含砾砂岩	√	104.80	-0.7	1.19	33.53	2 508.57	1.40
义 284	3 568.40	Es3z	含砾砂岩	√	120.60	-9.7	13.62	33.79	2 726.32	1.22
义 284	3 568.40	Es3z	含砾砂岩	√	121.40	-8.3	12.05	33.48	2 747.31	1.21
义 282	3 469.50	Es3x	泥质砂岩	√	108.73	-8.5	12.28	34.37	2 620.98	1.29
义 282	3 469.50	Es3x	泥质砂岩	√	113.90	-6.5	9.86	33.69	2 768.49	1.22
义 282	3 469.50	Es3x	泥质砂岩	√	116.00	-3.2	5.26	32.93	2 828.58	1.21
义 173	3 689.50	Es3x	泥质粉砂岩	√	130.71	-3.7	6.01	31.85	2 992.31	1.11
义 173	3 689.50	Es3x	泥质粉砂岩	√	132.37	-7.1	10.61	32.51	3 036.12	1.08
义 172	3 342.50	Es3z	含砾砂岩	√	136.56	-6.8	10.24	32.15	3 146.36	1.04
渤深 4	3 635.40	Es3x	砂质泥岩	√	134.60	-3.4	5.54	34.74	2 813.40	1.26
渤深 4	3 635.40	Es3x	砂质泥岩	√	128.90	-3.6	5.86	34.58	2 892.27	1.22

表 2 渤南洼陷沙三中、沙三下亚段不同构造带古压力梯度数据表

Table 2 Paleo-pressure gradient in different structural zones in Es3z and Es3x of the Bonan sag

构造带	井区	层位	古压力 1 (MPa)	古压力 2 (MPa)	距离(m)	古压力梯度(MPa/km)
	义 124	Es3z	34.08	33.57	312.90	1.63
	渤深 5	Es3z	33.41	34.63	1 008.20	1.21
	义 173	Es3z	32.47	32.01	522.70	0.88
	义 83	Es3z	32.34	31.46	1 294.10	0.68
	义 121	Es3z	33.94	33.05	700.80	1.27
	义 120	Es3z	34.57	33.54	1 609.40	0.64
深洼带	义 289	Es3z	32.49	31.76	1 327.20	0.55
	义 124	Es3x	32.97	32.83	583.30	0.24
	渤深 5	Es3x	33.31	33.12	141.80	1.34
	义 173	Es3x	33.44	33.05	375.00	1.04
	义 83	Es3x	35.03	34.57	884.60	0.52
	义 121	Es3x	35.32	34.67	389.20	1.67
	义 120	Es3x	34.57	34.01	811.60	0.69

续表

构造带	井区	层位	古压力 1 (MPa)	古压力 2 (MPa)	距离(m)	古压力梯度(MPa/km)
陡坡带	义 284	Es3z	31.56	31.50	285.70	0.21
	义 282	Es3z	30.13	29.61	812.50	0.64
	义 286	Es3z	31.94	30.86	1 333.30	0.81
	义 88	Es3z	31.41	30.98	573.30	0.75
	义 107	Es3z	31.06	30.77	224.80	1.29
	义 282	Es3x	34.39	33.04	1 666.70	0.81
	义 286	Es3x	33.78	33.04	1 298.20	0.57
	义 88	Es3x	34.11	33.57	867.10	0.63
	义 107	Es3x	34.51	34.02	636.40	0.77
断阶带	义 172	Es3z	33.49	33.01	33.01	0.35
	义 77	Es3z	34.19	33.53	33.53	0.79
	义 100	Es3z	34.31	33.69	33.69	1.21
	义 102	Es3z	34.12	33.55	780.80	0.73
	义 56	Es3z	33.26	32.97	439.40	0.66
	义 47	Es3z	34.03	33.54	308.20	1.59
	义 17	Es3z	33.34	33.03	968.70	0.32
	义 66	Es3z	33.45	32.94	809.50	0.63
	义 102	Es3z	33.58	33.05	1 232.30	0.43
	义 172	Es3x	34.65	34.53	352.90	0.34
义 67	Es3x	33.29	33.04	1 086.90	0.23	
断阶带	义 100	Es3x	34.46	34.03	632.35	0.68
	义 102	Es3x	33.57	33.03	439.00	1.23
	义 56	Es3x	33.77	33.09	527.10	1.29
缓坡带	义 128	Es3z	33.67	32.94	2 607.10	0.28
	义 125	Es3z	33.59	33.12	1 566.70	0.3
	义 126	Es3z	33.57	33.02	696.20	0.79
	义 113	Es3z	33.42	33.24	6 666.70	0.27
	罗 111	Es3z	33.30	33.07	1 277.80	0.18
	罗 67	Es3z	32.03	31.58	1 363.60	0.33
	义 128	Es3x	33.66	33.21	1 071.40	0.42
	义 125	Es3x	33.73	33.40	1 178.60	0.28
	义 126	Es3x	33.41	33.02	951.20	0.41
	义 113	Es3x	33.08	32.76	711.10	0.45
	罗 111	Es3x	33.23	33.11	375.00	0.32
罗 67	Es3x	33.50	33.43	101.40	0.69	

计算. 对使用该公式计算出的古压力梯度数值分别按照所在层系及所处构造带进行分类统计, 计算结果如表 2.

3.2 古压力衰减梯度分布特征

沙三中亚段古压力梯度数值变化范围较大且分区明显, 其中深洼带古压力梯度多在 1.0 MPa/km 以上, 陡坡带和断阶带古压力梯度平均值在 0.75 MPa/km 左右. 在深洼带义 117 井和义 121 井、北部陡坡带义 284 井、断阶带义 46 井和新渤深 1 井附近古压力梯度值较高, 大部分在 1.25~1.75 MPa/km

之间(表 2).

沙三下亚段古压力梯度数值范围大于沙三中亚段, 但是分区特征上具有相似性. 其中深洼带和断阶带古压力梯度值较高, 最大可达 1.86 MPa/km, 深洼带平均值在 1.0 MPa/km 左右. 断阶带的古压力梯度最大值为 1.92 MPa/km, 在该构造带古压力梯度高值与低值相差很大. 陡坡带古压力梯度均值约为 0.7 MPa/km, 较沙三中亚段古压力梯度数值略有下降. 在深洼带渤深 8 井、断阶带义 39 井、义 61 井和义 160 井附近古压力梯度值较高(表 2).

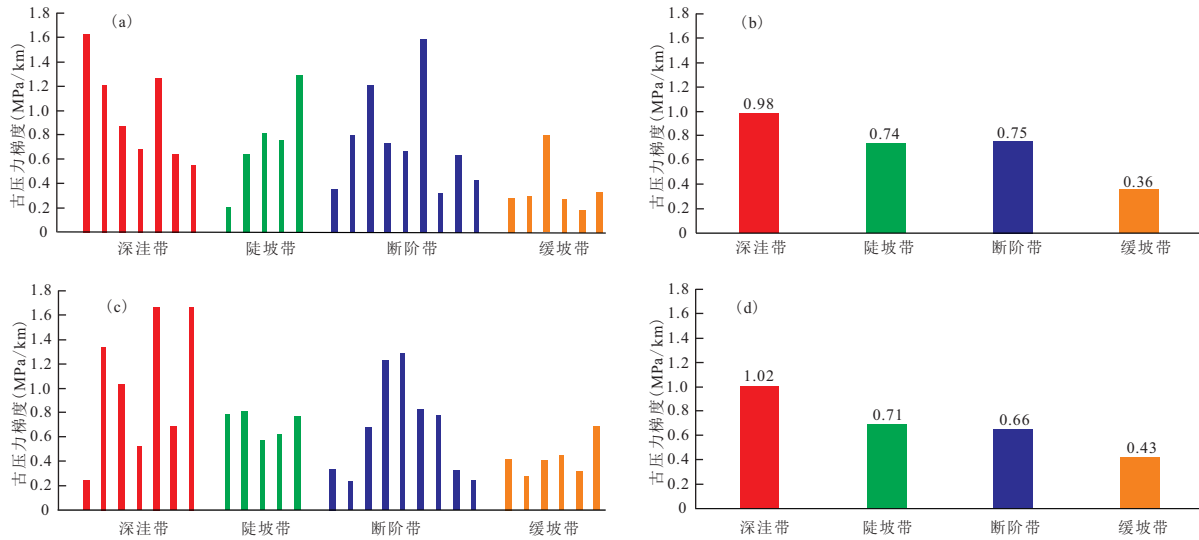


图 7 沙三中亚段与沙三下亚段古压力梯度柱状图

Fig.7 Plat image of Paleo-pressure gradient in Es3z and Es3x, Bonan sag

a. 沙三中亚段不同构造带古压力梯度; b. 沙三中亚段不同构造带古压力梯度平均值; c. 沙三下亚段不同构造带古压力梯度; d. 沙三下亚段不同构造带古压力梯度平均值

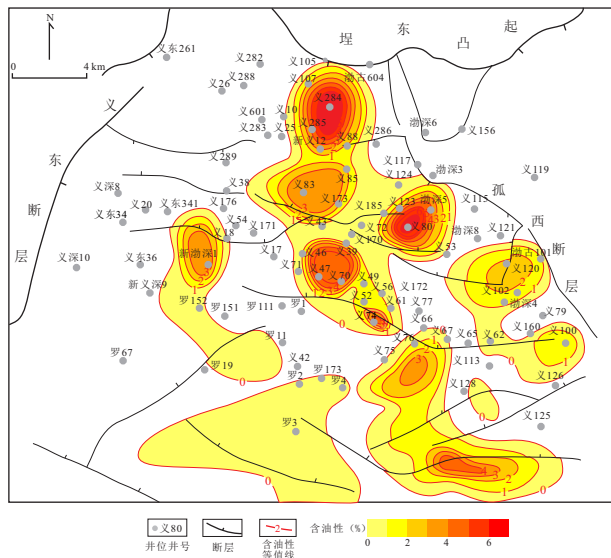


图 8 渤南洼陷沙三中亚段含油气性分布平面图

Fig.8 Hydrocarbon containing in Es3z, Bonan sag

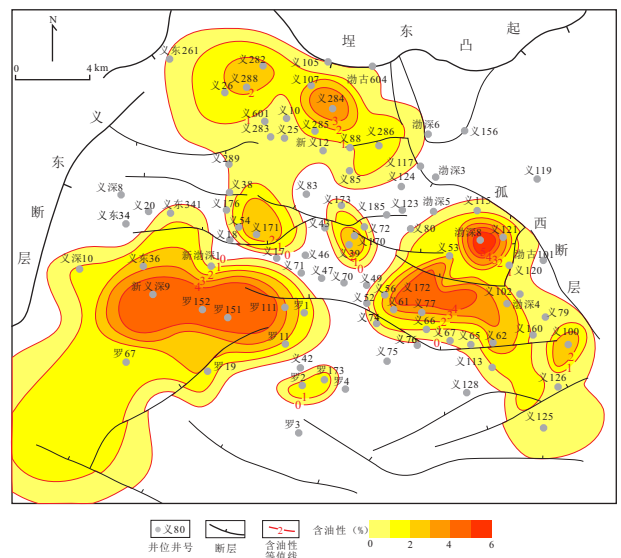


图 9 渤南洼陷沙三下亚段含油气性分布平面图

Fig.9 Hydrocarbon containing in Es3x, Bonan sag

选取沙三中亚段和沙三下亚段不同构造带典型井的古压力梯度数值,分析沙三中亚段与沙三下亚段古压力梯度特征.在深洼带和缓坡带沙三下亚段古压力梯度数值较沙三中亚段高,而陡坡带、断阶带沙三下亚段古压力梯度数值较沙三中亚段略低(图7).造成这种现象的原因可能是沙三下亚段作为洼陷主要生烃层系,其生烃造成的超压幅度较大,近源区具有较高的成藏动力,油气沿运移指向古压力梯度逐渐降低,运移消耗的压力越来越少,运移动力条件逐渐变化为浮力主导.

4 古压力梯度与含油气性关系

4.1 平面含油气性特征

结合工区的录井资料,辅助参考测井资料及试油资料,开展研究区的油气显示统计,即统计工区内有过油气显示的区域、范围和所含油气的丰富程度.录井资料中的油气显示包含以下几个级别:荧光(0~1%)、油迹(1%~5%)油斑(5%~40%)、油浸(40%~50%)、富含油(50%~75%)、饱含油(75%~95%).统计时记录在本文研究层段沙三段

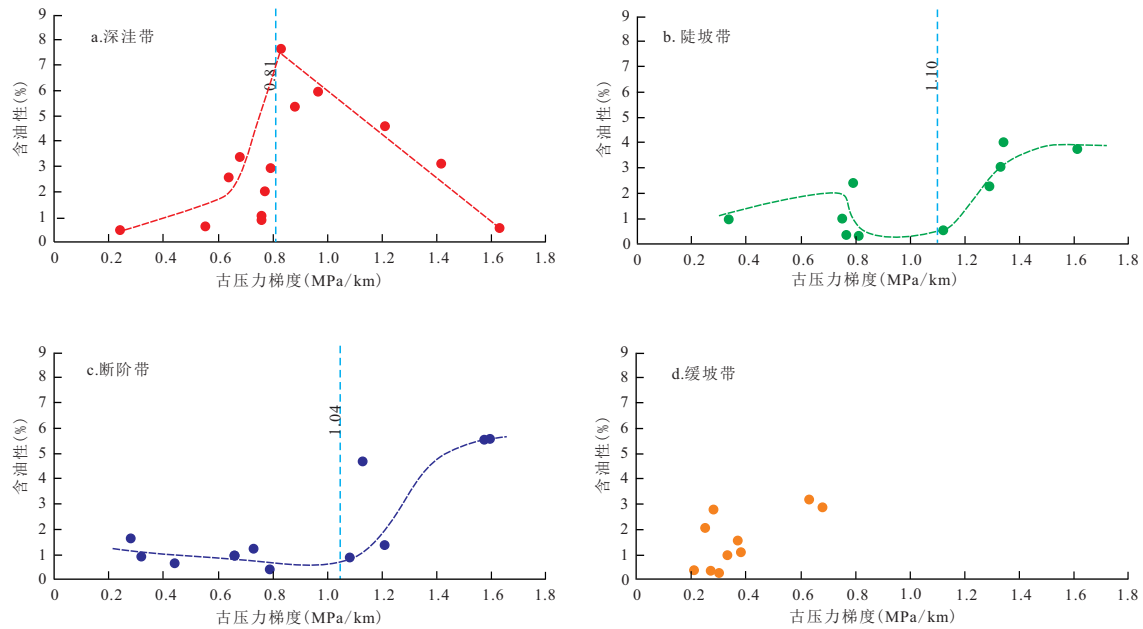


图10 渤南洼陷沙三中亚段不同构造带古压力梯度与含油性关系图

Fig.10 Relationship between paleo-pressure gradient and hydrocarbon containing in Es3z, Bonan sag

有油气显示的层厚及对应的最高含油级别. 计算含油性时使用的公式5为:

$$A(\%) = \left[(H_1 \times 1\%) + (H_2 \times 5\%) + (H_3 \times 40\%) + (H_4 \times 50\%) + (H_5 \times 75\%) + (H_6 \times 95\%) \right] / H_{\text{总}}, \quad (5)$$

其中: A为某井在统计层段的含油性(%); H_1 为统计层段内含油级别为荧光的储层厚度之和(m); H_2 为统计层段内含油级别为油迹的储层厚度之和(m); H_3 为统计层段内含油级别为油斑的储层厚度之和(m); H_4 为统计层段内含油级别为油浸的储层厚度之和(m); H_5 为统计层段内含油级别为富含油的储层厚度之和(m); H_6 为统计层段内含油级别为饱含油的储层厚度之和(m); $H_{\text{总}}$ 为统计层段储层厚度总和(m).

这种计算含油性的方法比较适合于某一局限层系的含油性统计. 本文利用公式5, 计算了研究区沙三中亚段和沙三下亚段68口井的油气综合显示值, 绘制渤南洼陷沙三中亚段和沙三下亚段油气分布平面图(图8、图9).

4.2 古压力梯度与含油气性关系

古压力梯度与含油气性的关系分析表明, 北部陡坡带和断阶带古压力梯度高值区与含油气高值区有很好的匹配关系. 而深洼带的含油性高值区与古压力梯度高值区并不完全对应. 缓坡带古压力较弱, 油气运移主要受浮力控制, 其古压力梯度值与

油气分布没有明显关系. 具体关系在沙三中亚段和沙三下亚段存在差异.

沙三中亚段作为油气的主要储集层, 陡坡带与断阶带的含油性与古压力梯度关系相似, 都是达到一定古压力梯度限度后, 随着压力梯度的增加含油性也明显提高(图10b、图10c). 即近源区高古压力梯度代表较强的成藏动力, 油气会朝着古压力梯度高值区方向运移, 最终连片分布; 在深洼带源区, 高值区运移动力很强, 所以古压力梯度高值区的油气趋于向古压力梯度较小的稳定位置运移, 随着压力梯度的下降含油气性提高, 但古压力梯度下降到一定程度后运移动力变弱, 油气也就不会再沿该路径运移(图10a); 缓坡带古压力梯度值很低, 含油气性与古压力梯度关系不明显(图10d).

沙三下亚段作为主要的烃源岩系, 生成的油气大部分排出, 古压力梯度与油气匹配关系较沙三中亚段差. 深洼带作为主要的生油气区带, 古压力梯度的增大可能有一部分生烃增压的贡献, 所以随古压力梯度增大, 在生烃强度增大的影响下含油性也明显增大(图11a); 另外, 在生烃层系, 古压力梯度不仅影响油气侧向运移, 对油气的垂向运移也有一定影响. 当达到一定的古压力梯度限度后, 其对油气侧向运移的影响显著, 因此在陡坡带和断阶带, 都呈现随古压力梯度减小含油比例先降低后升高的趋势(图11b、图11c), 缓坡带含油气性与古压力梯度关系不明显(图11d).

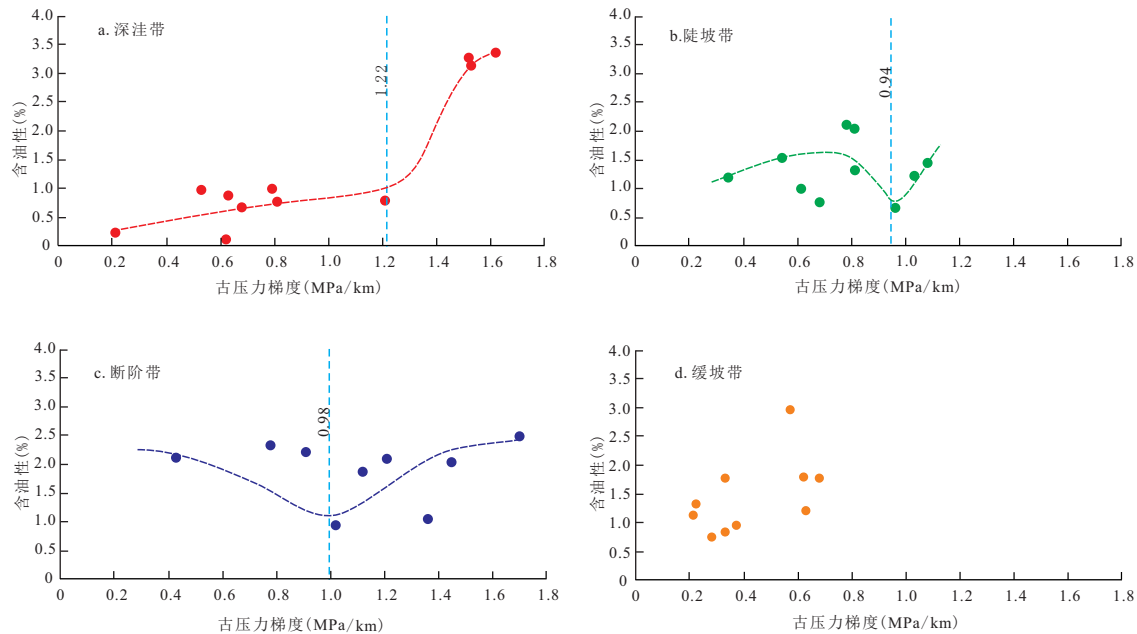


图 11 渤南洼陷沙三下亚段不同构造带古压力梯度与含油性关系图

Fig.11 Relationship between paleo-pressure gradient and hydrocarbon containing in Es3x, Bonan sag

5 结论

(1) 研究区沙三段包裹体荧光颜色以及均一温度具有明显的两期成藏特征, 在晚期成藏时普遍发育超压, 沙三中亚段古压力数值范围分布于 29.50~35.97 MPa; 沙三下亚段古压力在 32.50~35.86 MPa 之间。

(2) 古压力梯度在层系和构造带上存在一定差异。沙三下亚段古压力梯度平均值较沙三中亚段的高。同一层系中深洼带的古压力梯度明显高于其它构造带; 陡坡带和断阶带具有相似的古压力梯度特征, 即具有近似的古压力梯度均值且古压力梯度最大值与最小值相差很大; 缓坡带古压力梯度较低。

(3) 渤南洼陷的古压力梯度与含油性具有一定的匹配关系。陡坡带和断阶带的含油性随古压力梯度增高而增大; 深洼带随着压力梯度的下降含油气性增强; 缓坡带古压力梯度值很低, 古压力梯度与含油气性的关系不明显。

References

- Anissimov, L., 2001. Overpressure Phenomena in the Precaspian Basin. *Petroleum Geoscience*, 7(4): 389–394. <https://doi.org/10.1144/petgeo.7.4.389>
- Bodnar, R. J., 1993. Revised Equation and Table for Determining the Freezing Point Depression of H₂O-NaCl Solutions. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 57(3): 683–684. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(93\)90378-a](https://doi.org/10.1016/0016-7037(93)90378-a)
- Kempton, R., Bourdet, J., Gong, S., et al., 2017. Petroleum Migration in the Bight Basin: A Fluid Inclusion Approach to Constraining Source, Composition and Timing. *The APPEA Journal*, 57(2): 762. <https://doi.org/10.1071/aj16222>
- Li, S.P., Qiu, N.S., Zeng, J.H., 2004. Analyzing Paleopressure of Dongying Sag by Using Fluid Inclusion. *Journal of East China Institute of Technology*, 27(3):209–212(in Chinese with English Abstract).
- Liang, Z.Z., Yuan, B., 2014. Fluid Inclusion Characteristics of Wendong Oilfield in Dongpu Depression and Its Significances on Hydrocarbon Accumulation. *Journal of China University of Mining & Technology*, 43(3):458–463(in Chinese with English Abstract).
- Liu, D.H., 1995. Fluid Inclusion Studies: An Effective Means for Basin Fluid Investigation. *Earth Science Frontiers*, 2(3–4):149–154(in Chinese with English Abstract).
- Liu, H., Jiang, Y.L., Lu, H., et al., 2016. Restoration of Fluid Pressure during Hydrocarbon Accumulation Period and Fluid Inclusion Feature in the Bonan sag. *Earth Science*, 41(8):1384–1394(in Chinese with English Abstract).
- Liu, X.H., Feng, M.Y., Luo, J.L., et al., 2010. Characteristics of fluid Inclusions in Reservoirs in the Eighth Member of the Shanxi Formation in Uxin Ju Area, the Ordos Basin and Their Significance. *Oil & Gas Geology*, 31(3): 360–366(in Chinese with English Abstract).
- Liu, J.Z., Chen, H.H., Li, J., et al., 2008. Paleo-Fluid Pres-

- sure Distribution and Evolution of Inclusions in the Second Member of Shanxi Formation in Yi-Shan Slope of Ordos Basin. *Acta Petrologica Sinica*, 29(2):226—230(in Chinese with English Abstract).
- Lu, H., Jiang, Y.L., Liu, H., et al., 2012. Study on Formation Stages of Oil-Gas Reservoirs in Bonan Sub-Sag, Zhanhua Sag. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 19(3):49—52(in Chinese with English Abstract).
- Mao, C., Chen, Y., Zhou, Y. Q., et al., 2015. Improved Simulation Method of Petroleum Inclusion Thermodynamics and Its Application in Hydrocarbon Accumulations. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2015(5): 1352—1364. (in Chinese with English Abstract).
- Mi, J.K., Xiao, X.M., Liu, D.H., et al., 2003. Calculation to Trapping Pressure of Inclusions Occurring in Upper Paleozoic Sandstone Reservoir from the Ordos Basin Using PVTsim Method. *Science in China*, 33(7):679—685(in Chinese).
- Qin, Y.C., Xu, F.G., Zhao, C.X., et al., 2002. Research on Es₃ Oil Bearing System in Bonan Oilfield. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 19(3):49—52(in Chinese with English Abstract).
- Shi, B.H., Zhang, Y., Zhang, L., et al., 2015. Dating of Hydrocarbon Accumulation by Fluid Inclusion Characteristics in the Chang 9 of Yanchang Formation in Jiyuan Area, the Ordos Basin. *Oil & Gas Geology*, 36(1):17—22 (in Chinese with English Abstract).
- Sun, M.L., Liu, G.D., Li, J., 2008. Relationship between Excess Pressure Gradient and Gas Accumulation in Over-Pressured Basin. *Journal of China University of Petroleum(Natural Science Edition)*, 32(3):19—22(in Chinese with English Abstract).
- Tao, Y. C., 1983. Hydrodynamics Mechanism of Hydrocarbon Migration and Accumulation. *Oil & Gas Geology*, 4(3):254—268.
- Tao, S.Z., 2006. Sequence of Diagenetic Authigenic Mineral the Basis of Timing the Inclusions Formation in Sedimentary Rocks. *Petroleum Exploration and Development*, 33(2):154—160(in Chinese with English Abstract).
- Wang, Z. L., Chen, H. L., 2007. The Distribution and Evolution of Fluid Pressure and Its Influence on Natural Gas Accumulation in the Upper Paleozoic of Shenmu-Yulin Area, Ordos Basin. *Science in China Series D: Earth Sciences*, 50(S2): 59—74. <https://doi.org/10.1007/s11430-007-6031-0>
- Wilkinson, J. J., 1994. A New System for High-Magnification Thermometric Studies of Fluid Inclusions in Diagenetic Minerals. *Journal of Sedimentary Research*, 64(3a): 701—703. <https://doi.org/10.1306/d4267e88-2b2e-11d7-8648000102c1865d>
- Wu, J., Liu, S. G., Wang, G. Z., et al., 2016. Multi-Stage Hydrocarbon Accumulation and Formation Pressure Evolution in Sinian Dengying Formation - Cambrian Longwangmiao Formation, Gaoshiti - Moxi Structure, Sichuan Basin. *Journal of Earth Science*, 27(5): 835—845. <https://doi.org/10.1007/s12583-016-0706-4>
- Xie, X.N., Li, S.T., Liu, X.F., 2006. Basin Fluid Dynamics in Abnormally Pressured Environments. China University of Geosciences Press, Wuhan(in Chinese).
- Yang, P., Ren, Z.L., Xia, B., et al., 2018. Tectono-Thermal Evolution, Hydrocarbon Filling and Accumulation Phases of the Hari Sag, in the Yingen-Ejinaqi Basin, Inner Mongolia, Northern China. *Acta Geologica Sinica-English Edition*, 92(3): 1157—1169. <https://doi.org/10.1111/1755-6724.13597>
- Zha, M., Qu, J.X., Zhang, W.H., 2002. The Relationship between Overpressure and Reservoir Forming Mechanism. *Petroleum Exploration and Development*, 29(1):19—23 (in Chinese with English Abstract).
- Zhang, S. W., Zhang, L. Y., Zhang, S. C., et al., 2009. Formation of Abnormal High Pressure and Its Application in the Study of Oil-Bearing Property of Lithologic Hydrocarbon Reservoirs in the Dongying Sag. *Science Bulletin*, 54(23): 4468—4478. <https://doi.org/10.1007/s11434-009-0200-9>
- Zhang, J.W., Zou, H.Y., Li, P.P., et al., 2015. A New PVT Simulation Method for Hydrocarbon-Containing Inclusions and Its Application to Reconstructing Paleopressure of Gas Reservoirs. *Petroleum Geology & Experiment*, 37(1):102—108(in Chinese with English Abstract).
- Zhang, Y. G., Frantz, J. D., 1987. Determination of the Homogenization Temperatures and Densities of Supercritical Fluids in the System NaCl-KCl-CaCl₂-H₂O Using Synthetic Fluid Inclusions. *Chemical Geology*, 64(3/4): 335—350. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(87\)90012-x](https://doi.org/10.1016/0009-2541(87)90012-x)
- Zheng, Y. Y., Li, X. J., Ma, L.J., et al., 1998. Application Status of Organic Inclusion in the Research on Oil Generating Basin. *Earth Science Frontiers*, (2): 325—331(in Chinese with English Abstract).

附中文参考文献

- 梁正中,袁波,2014.东濮老区文东油田流体包裹体特征及成藏意义.中国矿业大学学报,43(3):458—463.
- 刘建章,陈红汉,李剑,等,2008.鄂尔多斯盆地伊-陕斜坡山西组2段包裹体古流体压力分布及演化.石油学报,29(2):226—230.

- 刘德汉, 1995. 包裹体研究盆地流体追踪的有力工具. 地学前缘, 2(3-4):149-154.
- 刘小洪, 冯明友, 罗静兰, 等, 2010. 鄂尔多斯盆地乌审召地区盒 8、山 1 段储层流体包裹体特征及其意义. 石油与天然气地质, 31(3):360-366.
- 刘华, 蒋有录, 卢浩, 等, 2016. 渤南洼陷流体包裹体特征与成藏期流体压力恢复. 地球科学, 41(8):1384-1394.
- 李善鹏, 邱楠生, 曾溅辉, 2004. 利用流体包裹体分析东营凹陷古压力. 东华理工大学学报(自然科学版), 27(3):209-212.
- 卢浩, 蒋有录, 刘华, 等, 2012. 沾化凹陷渤南洼陷油气成藏期分析. 油气地质与采收率, 19(2):5-8.
- 毛毳, 陈勇, 周瑶琪, 等, 2015. 改进后的烃类流体包裹体热力学模拟方法及其在油气成藏研究中的应用. 吉林大学学报, 2015(5):1352-1364.
- 米敬奎, 肖贤明, 刘德汉, 等, 2003. 利用储层流体包裹体的 PVT 特征模拟计算天然气藏形成古压力——以鄂尔多斯盆地上古生界深盆气藏为例. 中国科学:地球科学, 33(7):679-685.
- 秦延才, 徐福刚, 赵翠霞, 等, 2002. 渤南油田沙三段含油体系研究. 油气地质与采收率, 9(3):59-62.
- 时保宏, 张艳, 张雷, 等, 2015. 运用流体包裹体资料探讨鄂尔多斯盆地姬塬地区长 9 油藏史. 石油与天然气地质, 36(1):17-22.
- 孙明亮, 柳广弟, 李剑, 2008. 超压盆地内剩余压力梯度与天然气成藏的关系. 中国石油大学学报(自然科学版), 32(3):19-22.
- 陶一川, 1983. 油气运移聚集的流体动力学机理问题. 石油与天然气地质, 4(3):254-268.
- 陶士振, 2006. 自生矿物序次是确定包裹体期次的根本依据. 石油勘探与开发, 33(2):154-160.
- 解习农, 李思田, 刘晓峰, 2006. 异常压力盆地流体动力学. 武汉:中国地质大学出版社.
- 查明, 曲江秀, 张卫海, 2002. 异常高压与油气成藏机理. 石油勘探与开发, 29(1):19-23.
- 郑有业, 李晓菊, 马丽娟, 等, 1998. 有机包裹体在生油盆地研究中的应用. 地学前缘, (2):325-331.
- 张俊武, 邹华耀, 李平平, 等, 2015. 含烃盐水包裹体 PVT 模拟新方法及其在气藏古压力恢复中的应用. 石油实验地质, 37(1):102-108.