

渤海湾盆地渤南洼陷沙河街组三段剩余压力梯度与油气分布关系

刘 华^{1,2}, 李 君^{1,2}, 冯月琳³, 郝雪峰³, 林红梅³, 袁飞飞^{1,2}

[1. 中国石油大学(华东) 深层油气重点实验室, 山东 青岛 266580; 2. 海洋矿产资源评价与探测技术国家功能实验室, 山东 青岛 266071; 3. 中国石化 胜利油田有限公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257001]

摘要:为了量化表征超压对油气运聚和分布的关系,综合利用录井、测井和分析测试等资料,在渤海湾盆地渤南洼陷地层流体压力预测的基础上,计算了沙河街组三段(沙三段)剩余压力梯度,并分析了剩余压力梯度变化规律及其对油气分布的影响。研究发现,渤南洼陷沙三段富含油气且超压普遍发育,深洼带剩余压力较大,剩余压力梯度最高,其次为陡坡带和断阶带,缓坡带剩余压力较小,梯度最低。受超压中心分布的影响,各地区油气运移动力条件及其油气富集空间存在较大差异:超压中心区油气运移动力较强,高剩余压力梯度主要分布于断层附近,油气多富集在渤深4断层附近;近超压中心区砂体侧向输导阻力不同,高剩余压力梯度主要出现在非均质性较强的地层中,剩余压力梯度较低的地区是油气运聚的指向区;而远离超压中心的地区剩余压力较小,油气运移浮力作用明显占主导,剩余压力梯度与油气分布关系不明显。

关键词:超压;剩余压力梯度;剩余压力;油气分布;沙河街组三段;渤南洼陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Relationship between excess pressure gradient and hydrocarbon distribution in the 3rd member of Shahejie Formation in Bonan Sag, Bohai Bay Basin

Liu Hua^{1,2}, Li Jun^{1,2}, Feng Yuelin³, Hao Xuefeng³, Lin Hongmei³, Yuan Feifei^{1,2}

[1. Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China;
2. Function Laboratory of Marine Geo-Resource Evaluation and Exploration Technology, Qingdao, Shandong 266071, China;
3. Exploration and Production Institute of Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257001, China]

Abstract: In order to quantify and characterize the relationship of overpressure with hydrocarbon migration, accumulation and distribution, we took the 3rd member of the Shahejie Formation in the Bonan Sag of the Bohai Bay Basin as an example to study the excess pressure gradient and its variation patterns as well as its influence on hydrocarbon distribution based on fluid pressure prediction and through analyses of logging, geophysical and testing data. The results show that the hydrocarbon-bearing third member is generally over pressurized with the deep sag zone having greater excess pressure and the highest gradient, the steep slope and step-fault zones having moderate excess pressure and gradient, and the gentle slope zone having smaller excess pressure and the lowest gradient. The hydrocarbon migration dynamics and reservoiring capacity of a location in the member are determined by its distance to the overpressure center. For locations right in the overpressure center, the hydrocarbon migration is under strong driving forces, high excess pressure gradients are mainly distributed near faults, and oil and gas mainly accumulate near the Boshen 4 fault; for locations adjacent to the overpressure center where high excess pressure gradient mainly appears in highly heterogeneous formations, oil and gas migrate to areas with low excess pressure gradient through sandbodies with various lateral transport capacities; and for locations far away from the overpressure center, the excess pressure is relatively low and buoyancy stands out as the main driving force for oil and gas migration, and the relationship between the excess pressure gradient and the oil and gas distribution is no longer obvious.

收稿日期:2019-02-26;修订日期:2020-08-09。

第一作者简介:刘华(1977—),女,教授、博士生导师,油气成藏机理与分布规律。E-mail:liuhua77@upc.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(41772136,41972141);国家科技重大专项(2016ZX05006-003);中央高校基本科研业务费专项(18CX05019A)。

上计算剩余压力。

2.1.1 地层压力预测方法

1) 平衡深度法

该方法由 Hottman 和 Johnson 提出,以沉积岩的正常压实理论为基础,通过建立正常压实趋势线来预测地层孔隙压力^[10]。计算公式如下:

$$p_B = p_{sB} - (p_{sA} - p_A) = \rho_m g (H_B - H_A) + \rho_w g H_A \quad (1)$$

式中: p_A, p_B 分别为 A, B 点的地层压力, MPa; p_{sA}, p_{sB} 分别为 A, B 点上覆岩层压力, MPa; ρ_m, ρ_w 分别为上覆岩层密度、地层水密度, g/cm³; g 为重力加速度, 9.8 m/s²; H_A, H_B 分别为 A, B 点的深度, m。

选取密度测井数据较全的 14 口井,数据抽稀之后拟合得到深度和密度之间的关系式:

$$\rho = 0.000\ 31H + 1.64 \quad (2)$$

式中: H 为地层埋深, m; ρ 为地层密度, g/cm³。

对不同的构造带分别拟合正常压实曲线后,结合公式(2)得到如下地层压力预测公式:

陡坡带:

$$p_B = \rho_B g H_B - \rho_A g (-2\ 978.4 \ln \Delta t + 19\ 570) + \rho_w g (-2\ 978.4 \ln \Delta t + 19\ 570) \quad (3)$$

深洼带:

$$p_B = \rho_B g H_B - \rho_A g (-3\ 056.2 \ln \Delta t + 20\ 130) + \rho_w g (-3\ 056.2 \ln \Delta t + 20\ 130) \quad (4)$$

断阶带:

$$p_B = \rho_B g H_B - \rho_A g (-3\ 618 \ln \Delta t + 23\ 346) + \rho_w g (-3\ 618 \ln \Delta t + 23\ 346) \quad (5)$$

缓坡带:

$$p_B = \rho_B g H_B - \rho_A g (-2\ 466.3 \ln \Delta t + 16\ 516) + \rho_w g (-2\ 466.3 \ln \Delta t + 16\ 516) \quad (6)$$

2) Eaton (伊顿)法

Eaton 法可以充分考虑流体膨胀引起的超压,其分析原理主要从正常压实出发,计算泥岩地层在实际测井数据偏离正常压实趋势线时地层孔隙压力的大小,其计算公式如下^[11]:

$$p = p_s - (p_s - p_n) (\Delta t_{\text{norm}} / \Delta t)^c = \rho_m g H - (\rho_m g H - \rho_w g H) (\Delta t_{\text{norm}} / \Delta t)^c \quad (7)$$

式中: p, p_s, p_n 分别为某点孔隙流体压力、上覆岩层压力、静水压力, MPa; $\Delta t, \Delta t_{\text{norm}}$ 分别为该点实测、正常声波时差, $\mu\text{s}/\text{ft}$; c 为伊顿指数。

伊顿指数 c 与地层埋深、声波时差具有较好的相关性,不同地区优选出的伊顿系数不同^[11-12],前人研究结果表明,渤南洼陷伊顿指数选取 2.6 时压力预测

结果最为准确^[13]。

将公式(3)—(6)代入公式(7)得到各构造带的伊顿法预测地层压力公式:

陡坡带:

$$p = \rho_m g H - (\rho_g H - \rho_w g H) (e^{6.57-0.000\ 34H-\ln \Delta t})^c \quad (8)$$

深洼带:

$$p = \rho_m g H - (\rho_g H - \rho_w g H) (e^{6.59-0.000\ 33H-\ln \Delta t})^c \quad (9)$$

断阶带:

$$p = \rho_m g H - (\rho_g H - \rho_w g H) (e^{6.45-0.000\ 29H-\ln \Delta t})^c \quad (10)$$

缓坡带:

$$p = \rho_m g H - (\rho_g H - \rho_w g H) (e^{6.70-0.000\ 405H-\ln \Delta t})^c \quad (11)$$

利用平衡深度法和伊顿法对渤南洼陷沙三段进行了压力预测,并对两种方法的预测结果误差进行了对比(表1)。研究表明,在欠压实作用增压为主的缓坡带和陡坡带,等效深度法得到的预测压力更接近于实测地层压力;对于生烃增压为主的断阶带和深洼带,伊顿法($c=2.6$)的误差则更小。基于此,本次研究针对构造区带差异分别采用两种方法,对渤南洼陷 83 口井的沙三段地层压力进行了预测。

表1 等效深度法和伊顿法预测地层压力与实测地层压力对比

Table 1 Comparison between measured and predicted formation pressure by the equivalent depth method and Eaton method

井号	构造带	实测压力/ MPa	等效深度法		伊顿法	
			预测压力/ MPa	相对误差/ %	预测压力/ MPa	相对误差/ %
罗 21	缓坡带	22.76	24.32	6.85	24.82	9.05
义 126	缓坡带	40.02	41.55	3.82	40.37	0.87
罗 17	缓坡带	30.60	30.26	-1.11	29.93	-2.19
义 74	缓坡带	31.03	27.13	-12.57	23.41	-24.56
义 107	陡坡带	36.25	38.49	6.18	33.16	-8.52
义 283	陡坡带	42.35	43.21	2.03	43.85	3.54
义 285	陡坡带	48.14	51.23	6.42	36.15	-24.91
义 282	陡坡带	53.68	57.98	8.01	29.67	-44.73
义 102	断阶带	39.26	41.58	5.91	39.59	0.84
义 67	断阶带	61.45	46.23	-24.77	55.76	-9.26
义 79	断阶带	27.13	36.58	34.83	34.16	25.91
义 17	断阶带	55.73	46.23	-17.05	62.79	12.67
义 173	断阶带	44.78	36.45	-18.60	46.72	4.33
义 83	断阶带	51.63	52.38	1.45	50.41	-2.36
义 77	断阶带	46.23	33.74	-27.02	49.58	7.25
渤深 8	深洼带	42.79	50.46	17.92	42.15	-1.50
渤深 5	深洼带	66.59	55.13	-17.21	63.15	-5.17
义 123	深洼带	67.26	70.63	5.01	69.84	3.84
义 80	深洼带	36.25	35.46	-2.18	36.45	0.55
义 121	深洼带	65.13	60.28	-7.45	66.93	2.76

2.1.2 剩余压力分布特征

根据预测的地层压力计算了各井点沙三段的剩余压力,并分别绘制了沙三中、上亚段剩余压力等值线图(图2)。研究区沙三上亚段剩余压力高值区分布于深洼带中心,剩余压力超过 22 MPa;其次是断阶带,剩余压力为 8~18 MPa;缓坡带和北部陡坡带的剩余压力值在 0~12 MPa,整体偏小(图2a)。沙三中亚段的剩余压力变化趋势与沙三上亚段相似,但整体上明显高于沙三上亚段。沙三中亚段剩余压力最高值分布在深洼带的渤深 8 井区,剩余压力高达 28.7 MPa;断阶带剩余压力为 12~26 MPa;陡坡带和缓坡带剩余压力为 0~18 MPa(图2b)。

2.2 剩余压力梯度特征

2.2.1 剩余压力梯度计算

剩余压力梯度即某一方向在单位距离内剩余压力的变化情况。在目的层系剩余压力等值线图的基础上,以超压中心为起点剩余压力零线为终点计算剩余压力梯度,也可以考虑非均匀变化区间的分段取值计算^[13],其计算公式为:

$$G_p = \Delta p / L \tag{12}$$

式中: G_p 为剩余压力梯度,MPa/km; Δp 为剩余压力变化值,MPa; L 为取值点之间的距离,km。

由于在一定范围内剩余压力梯度的数值相等,因此,各构造带平均剩余压力梯度的计算参考了面积因

素,公式如下:

$$G_{\text{平均}} = (G_1 S_1 + G_2 S_2 + G_3 S_3 + \dots + G_n S_n) / S_{\text{总}} \tag{13}$$

式中: $G_{\text{平均}}$ 为平均剩余压力梯度,MPa/km; G_n 为某区块的剩余压力梯度,MPa/km; S_n 为对应 G_n 区块的面积,km²; $S_{\text{总}}$ 为构造带总面积,km²。

2.2.2 剩余压力梯度分布特征

计算结果表明,研究区沙三上亚段和沙三中亚段的剩余压力梯度分布特征具有相似性,但是沙三上亚段剩余压力梯度普遍小于沙三中亚段(图3);而同一层系,表现为深洼带剩余压力梯度最高,其次为邻近生烃中心的陡坡带和断阶带,缓坡带剩余压力梯度最小(图4)。

研究区深洼带作为生烃中心,发育强超压(压力系数>1.5)^[9,14-15],剩余压力梯度可以高达 10 MPa/km 以上,且剩余压力梯度高于 6 MPa/km 的分布区约占 20%,表明该区油气运移动力较强。断阶带靠近生烃区,发育的大量断层增强了储层的垂向连通性,因此剩余压力梯度较小且分布相对均匀。受渤深 4 断层的垂向沟通的泄压作用,由深洼带向断阶带东部延伸的部分,剩余压力梯度较小(图3)。缓坡带远离超压中心区,超压传递能量衰减较大,渐渐变为常压分布,具有较低的剩余压力梯度,最大的剩余压力梯度不超过 6 MPa/km,且剩余压力梯度在 0~4 MPa/km 的区域占总面积的 85% 以上。

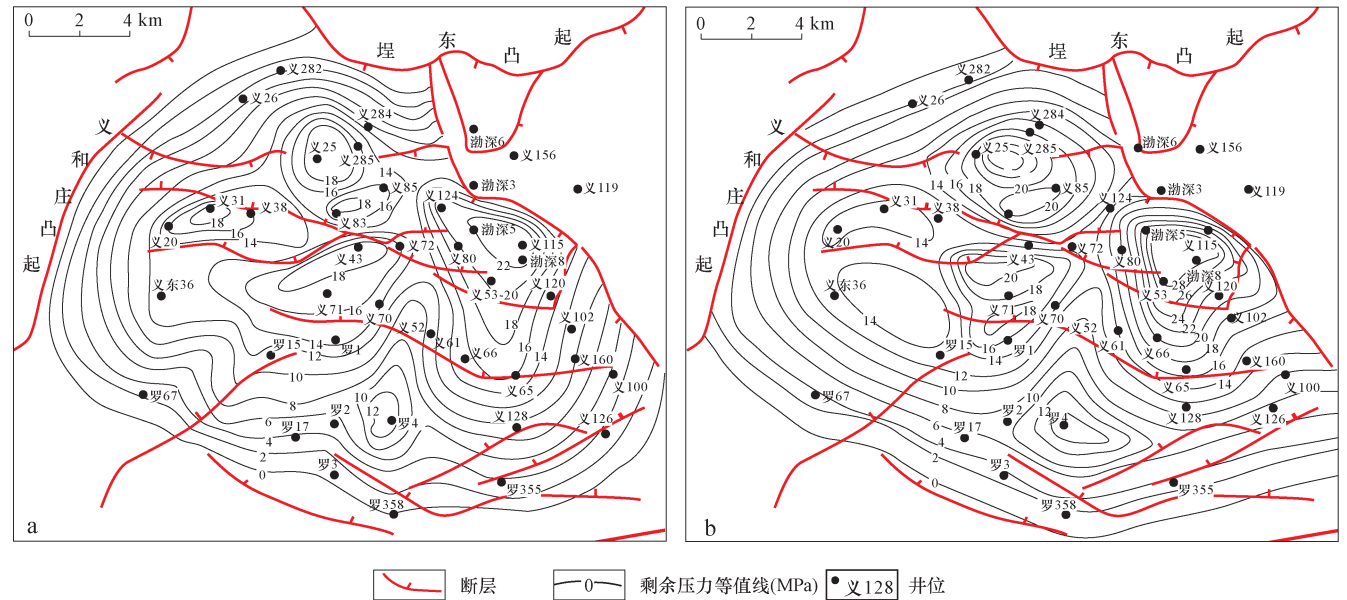


图2 渤南地区沙三上亚段和沙三中亚段剩余压力等值线
Fig.2 Excess pressure contour map of the Es^{3u} and Es^{3m} in the Bonan Sag
a. 沙三上亚段;b. 沙三中亚段

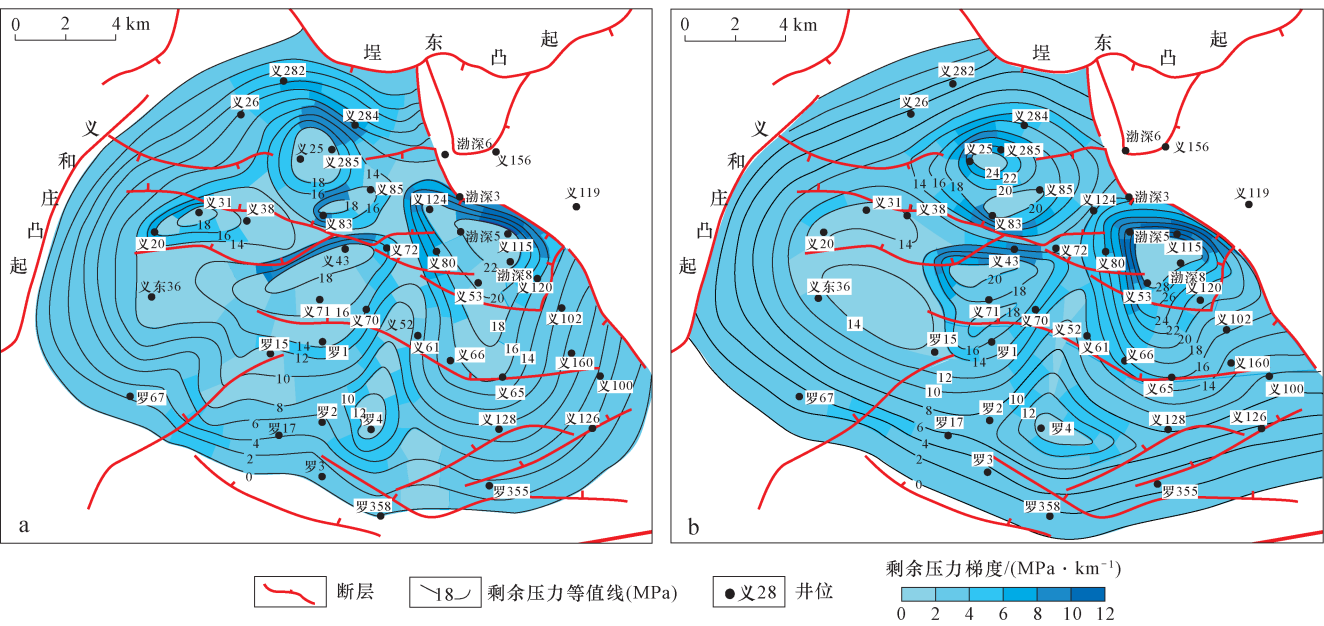


图3 渤南洼陷沙三上亚段和沙三中亚段剩余压力梯度分布
Fig.3 Distribution of excess pressure gradients for the Es^{3U} and Es^{3M} in the Bonan Sag
a. 沙三上亚段;b 沙三中亚段

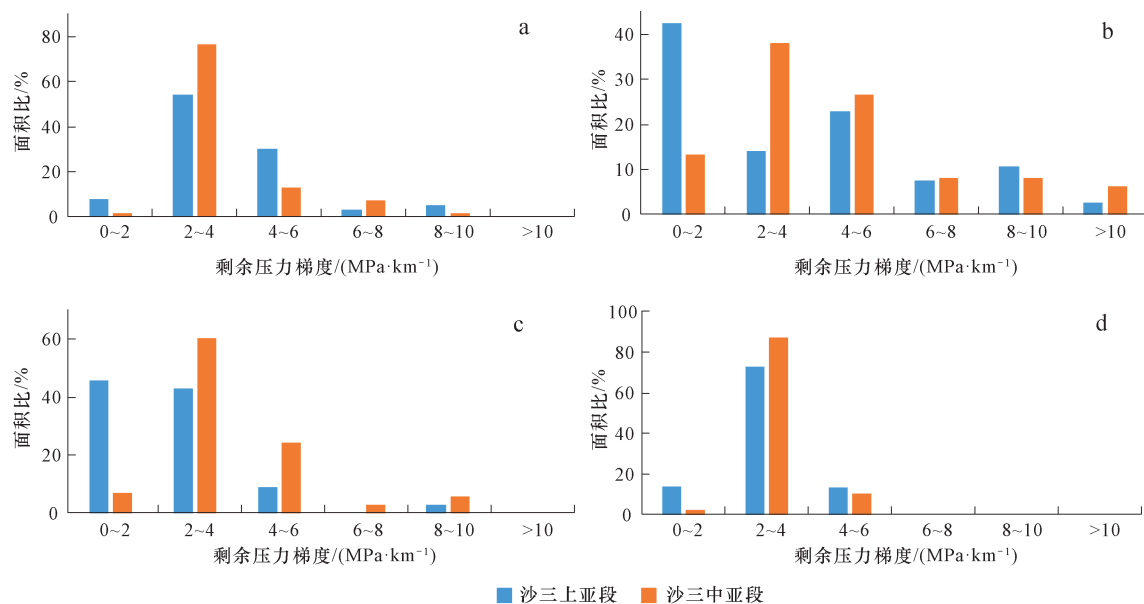


图4 渤南洼陷各构造带沙三上亚段及沙三中亚段剩余压力梯度面积分布直方图
Fig.4 Histogram showing the distribution of excess pressure gradients on each structural belt in the Es^{3U} and Es^{3M} in the Bonan Sag
a. 陡坡带;b 深洼带;c. 断阶带;d. 缓坡带

3 剩余压力梯度与油气分布关系

3.1 录井含油性综合指数计算与分布

前人研究提出可以利用录井资料对目的层位的含油性进行赋值作为含油综合指数(表2),用于反映油

气的聚集能力^[16]。基于这一思路,在渤南洼陷不同构造带优选井位,计算各井在沙三上亚段和沙三中亚段的录井含油综合指数,具体计算公式为:

$$O = al_1 + bl_2 + cl_3 + dl_4 + el_5 + fl_6 \quad (14)$$

式中: O 为一口井在某层段的录井含油综合指数,无量纲; a, b, c, d, e, f 分别为对应含油性的权重, m^{-1} ; l 为含油层段的长度, m 。

表 2 录井含油综合指数计算标准^[16]

Table 2 Standard table for calculating composite logging indexes of oil content^[16]

置信度	A 级	B 级	C 级	D 级	E 级	F 级
录井显示	饱含油	富含油	油浸	油斑	油迹	荧光
分值/ m^{-1}	0.95	0.75	0.50	0.40	0.05	0.01

计算结果分析表明,沙三中亚段的含油性与沙三上亚段具有相似性,不同之处在于沙三中亚段含油性范围较大,且含油丰富程度高于沙三上亚段(图 5)。同一层系、不同构造带的油气分布存在较大差异。整体上,断阶带的平均录井含油综合指数明显高于其他构造带,并且中部含油性较好,向南延伸到缓坡带;陡坡带和深洼带整体录井含油性较差,仅在义 25 井区和渤深 3 井区靠近断层的位置录井含油气性相对较好。

3.2 含油性与剩余压力梯度的关系

渤南洼陷沙三段剩余压力梯度与录井含油综合指数存在较好的对应关系,但是不同构造带具有一定的差异性。研究区的陡坡带、深洼带和断阶带沙三段录井含油综合指数均具有随剩余压力梯度的增加而减小的变化趋势,油气主要聚集在剩余压力梯度较小的储层内;而远离生烃中心的缓坡带,录井含油综合指数与剩余压力梯度的匹配关系较差(图 6)。沙三上和沙三中亚段在相同构造带上表现出较为一致的变化趋势,但在剩余压力梯度和油气富集程度上存在差异。

4 剩余压力梯度与油气运聚关系

渤南洼陷剩余压力梯度与录井含油指数分布关系分析表明,研究区不同地区油气运移动力条件与聚集能力存在较大差异。理论上,剩余压力梯度的变化反映了能量场的差异,高剩余压力梯度地区表示流体运移驱动能量的消耗较高,可驱动油气进行运移的能量较大。而低剩余压力梯度表明两种情况,一种是剩余压力驱动能量的减小,动力可能存在不足;二是流体流动阻力较小,剩余压力变化幅度较低。一般情况下,随着油气运移距离的逐渐增加,剩余压力逐渐减小,当动能不足以克服油气运移阻力时,油气便停止运移发生聚集。

4.1 深洼带

渤南洼陷的深洼带拥有最大的剩余压力,且靠近断层处剩余压力梯度普遍较高(图 4),在断层的输导和高剩余压力的驱动作用下形成了沿断层运移的高速通道,并在低剩余压力梯度的位置聚集集成藏(图 5,图 7)。深洼带沙三段岩性以泥岩为主,沿砂体的侧向输导难度较大,在超压中心附近,断层与剩余压力梯度存在较好的相关性,靠近超压中心断层较发育的区域,剩余压力衰减较快,剩余压力梯度越大,油藏位于上部剩余压力梯度较小的位置,如渤深 4 断层。深洼带北部

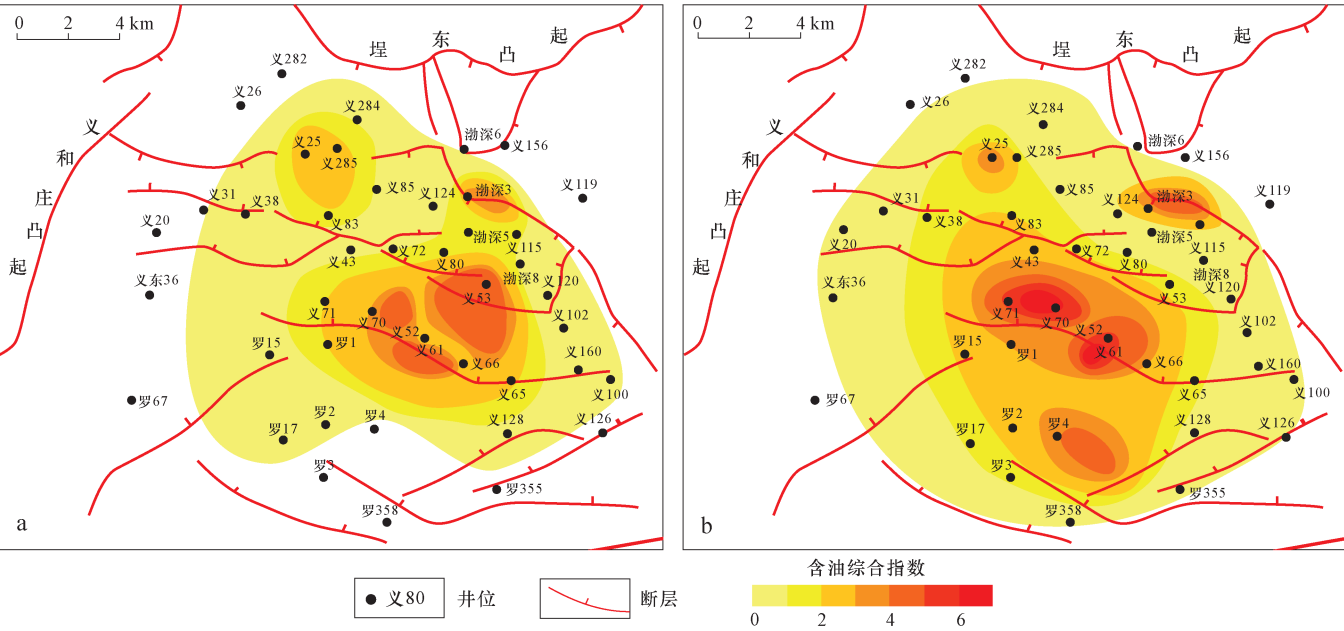


图 5 渤南洼陷沙三上亚段和沙三中亚段录井含油综合指数平面分布
Fig. 5 Plane distribution of composite logging indexes of oil content in the Es^{3U} and Es^{3M} in the Bonan Sag
a. 沙三上亚段; b. 沙三中亚段

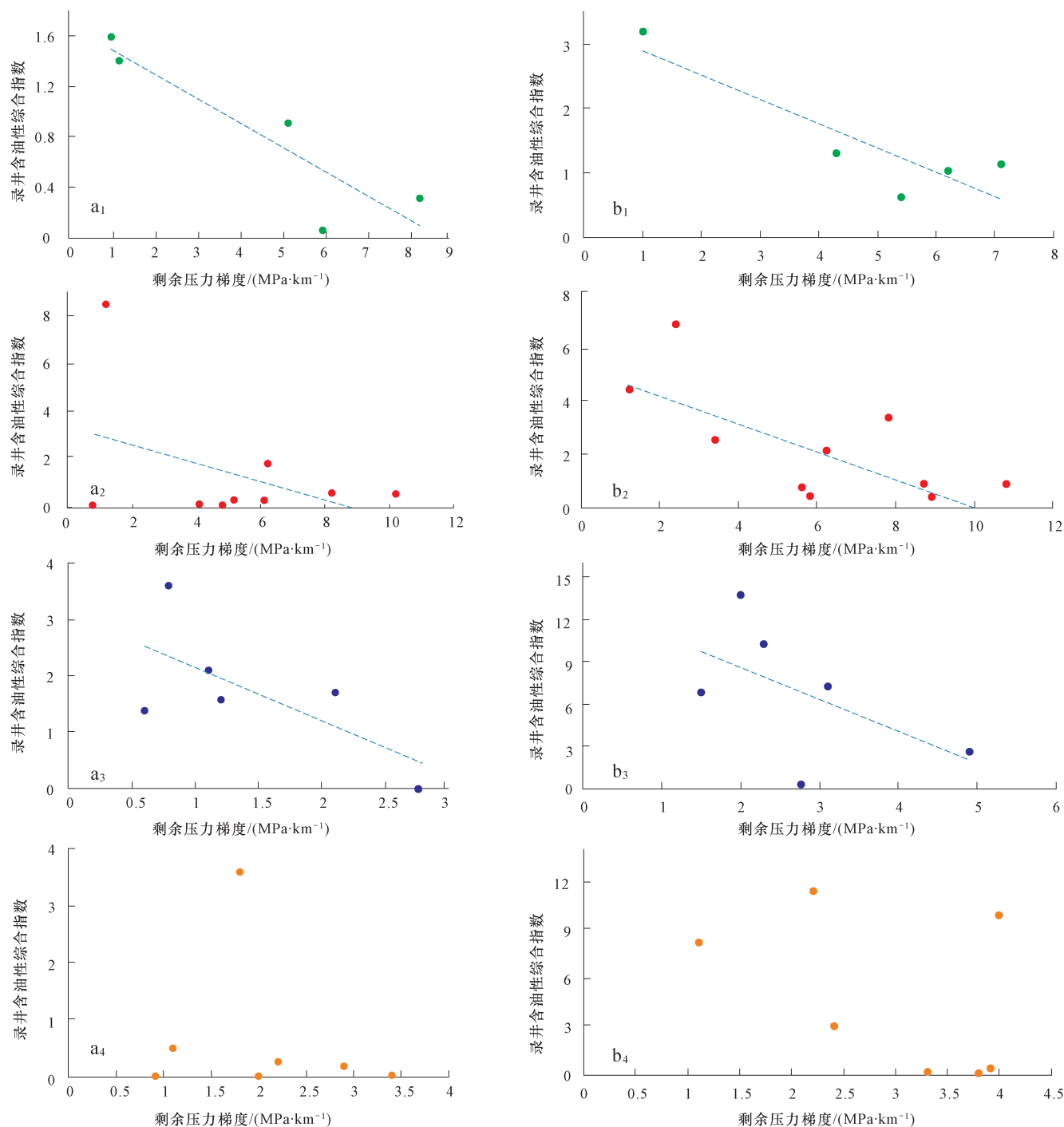


图6 渤南洼陷沙三上亚段及沙三中亚段剩余压力梯度与录井含油综合指数关系

Fig. 6 Relationship between excess pressure gradient and composite logging indexes of oil content in the Es^{3U} and Es^{3M} in the Bonan Sag

a₁. 沙三上陡坡带; a₂. 沙三上深洼带; a₃. 沙三上断阶带; a₄. 沙三上缓坡带; b₁. 沙三中陡坡带; b₂. 沙三中深洼带; b₃. 沙三中断阶带; b₄. 沙三中缓坡带

发育有凸面的活动断层——孤西1号断层,生烃作用产生的高剩余压力加上断层的沟通使油气能够在垂向上迅速向北部运移,凸面的发散作用让油气在更北部的陡坡带聚集^[17]。

4.2 断阶带

断阶带储层和断层均发育,大量发育的断层使得该区储层之间的连通性变好,地层的非均质性较弱,压

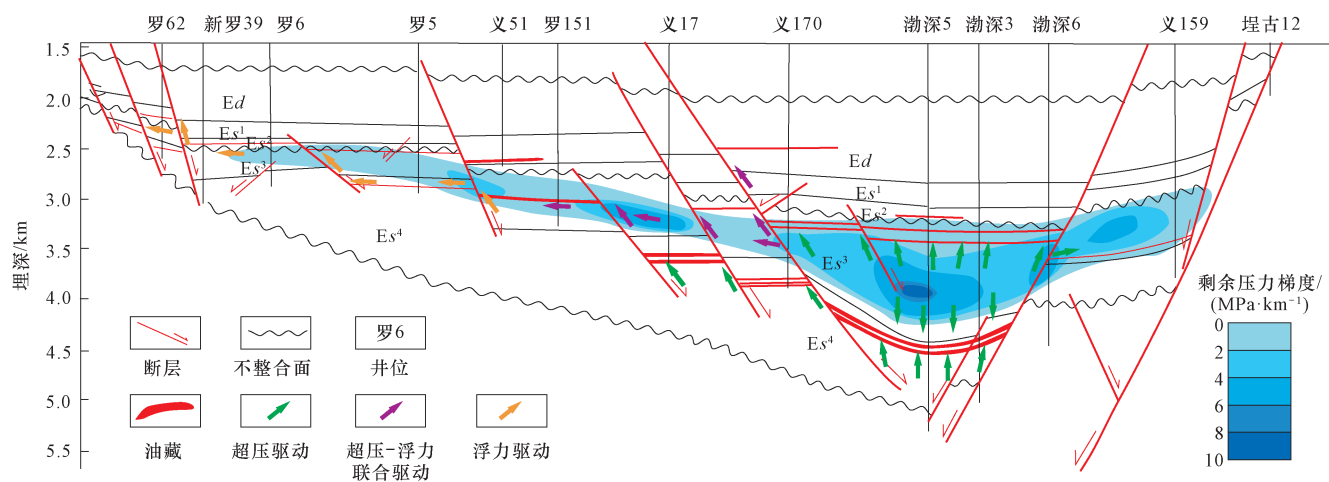


图7 渤南洼陷不同剩余压力梯度系统油气成藏模式

Fig. 7 Hydrocarbon accumulation model of various excess pressure gradient systems in the Bonan Sag

力的衰减相对减慢,剩余压力梯度较低,流体可以在连通砂体中进行相对匀速的运移,并在合适的圈闭中聚集。断阶带夹在深洼带渤深5超压中心、深洼带义83超压中心和断阶带义71超压中心之间(图2),3个超压中心产生的剩余压力都会驱动油气向断层较发育的断阶带运移并聚集成藏,因此该处的录井含油气性较好。另外,油气在运移时会先沿着断阶带中部阻力较小的断层进行运移,导致东部油气聚集相对较少。

4.3 陡坡带

陡坡带邻近深洼带,油源对比表明,陡坡带东部的油气主要来自深洼带,是通过孤西1号断层的深层发散运移之后聚集成藏的^[18-19]。深洼带较高的剩余压力梯度推动油气沿着断层向上部的陡坡带储层进行远距离运移,随着运移距离增加运移动力逐渐减小,相对应的剩余压力梯度也变小。受断层的沟通作用,在剩余压力梯度较低的义25井附近录井含油气性较好,形成了超压油气藏。

4.4 缓坡带

缓坡带远离超压中心,剩余压力较小,单靠剩余压力无法突破地层阻力进行油气运移,油气主要沿断层及其联通砂体,在剩余压力和浮力的共同作用下进行运移并聚集成藏。由于缓坡带北部靠近断层,较好的油气运移通道使得沙三上亚段和沙三中亚段含油气性较好^[20]。沙三中亚段的罗4和罗633井区出现录井含油综合指数异常高值(图5),该高值的存在可能是断层沟通了沙三中亚段的结果。

5 结论

1) 渤南洼陷超压发育,沙三段剩余压力高值区分布于深洼带中心,其次为断阶带,缓坡带和北部陡坡带剩余压力较小;层系上具有相似性,沙三中亚段的剩余压力梯度普遍高于沙三上亚段。

2) 渤南洼陷剩余压力梯度层系上具有相似性,而同一层系,表现为深洼带剩余压力梯度最高,且剩余压力梯度高值区主要分布于断层附近;其次为邻近生烃中心的陡坡带和断阶带,缓坡带剩余压力梯度最小,以0~4 MPa/km为主。

3) 录井含油综合指数分析表明,断阶带的含油性明显高于其他构造带,并且中部含油性较好,向南延伸到缓坡带;陡坡带和深洼带整体录井含油性较差,仅在义25井区和渤深3井区靠近断层的位置录井含油气性相对较好。

4) 研究区剩余压力梯度与油气分布匹配性较好,陡坡带、深洼带和断阶带沙三段录井含油综合指数均随剩余压力梯度的增加而减小,油气主要聚集在剩余压力梯度较小的位置;而远离生烃中心的缓坡带,录井含油综合指数与剩余压力梯度的匹配关系较差。

参 考 文 献

- [1] 郝芳. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理[M]. 科学出版社, 2005.
Hao Fang. Kinetics of hydrocarbon generation and mechanisms of petroleum accumulation in overpressured basins [M]. Science Press, 2005.
- [2] 马启富. 超压盆地与油气分布[M]. 地质出版社, 2000.
Ma Qifu. Overpressure basins and hydrocarbon distribution [M]. Geo-

- logical Publishing House, 2000.
- [3] Liu H, Jiang Y L, Song G Q, et al. Overpressure characteristics and effects on hydrocarbon distribution in the Bonan Sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2017, 149(2): 811–821.
- [4] 蒋有录, 王鑫, 于倩倩, 等. 渤海湾盆地含油气凹陷压力场特征及与油气富集关系[J]. 石油学报, 2016, 37(11): 1361–1369.
- Jiang Youlu, Wang Xin, Yu Qianqian, et al. Pressure field characteristics of petroliferous depressions and its relationship with hydrocarbon enrichment in Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(11): 1361–1369.
- [5] 刘华, 蒋子月, 郝雪峰, 等. 渤南洼陷古近系古压力梯度与含油气性关系[J]. 地球科学, 2020, 45(2): 547–558.
- Liu H, Jiang Z Y, Hao X F, et al. The relationship between the paleo-pressure gradient and hydrocarbon containing of Paleogene strata in the Bonan Sag[J]. Earth Science, 2020, 45(2): 547–558.
- [6] Feng Y L, Liu H, Song G Q, et al. Relationship between decreased pressure gradient and reservoir filling degree of paleogene in Bonan Sag[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 9(180): 615–630.
- [7] 刘宇坤, 何生, 何治亮, 等. 东海陆架盆地大春晓油气田成藏动力学特征及成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(01): 5–15.
- Liu Yukun, He Sheng, He Zhiliang, et al. The rock physics modeling experiment under overpressure and theoretical model for overpressure prediction in carbonate rocks[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(04): 716–724.
- [8] 柳广弟, 孙明亮. 剩余压力差在超压盆地天然气高效成藏中的意义[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(2): 203–208.
- Liu Guangdi, Sun Mingliang. Significance of excess differential pressure in highly efficient gas accumulation in over-pressured basins[J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(2): 203–208.
- [9] 刘华, 蒋有录, 谷国翠, 等. 沾化凹陷渤南洼陷古近系压力特征及成因机制[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2013, 37(4): 46–51.
- Liu Hua, Jiang Youlu, Gu Guocui, et al. Pressure characteristics and formation mechanisms of Paleogene in Bonan sag, Zhanhua depression, [J]. Journal of China University of Petroleum, 2013, 37(4): 46–51.
- [10] 李刚毅. 地层压力预测技术及应用研究[D]. 成都理工大学, 2009.
- Li Gangyi. Application and research on the technology of formation pressure predication[D]. Chengdu University of Technology, 2009.
- [11] 杨振平, 吴波, 王勇. Eaton 法预测 M 油田地层孔隙压力[J]. 石油天然气学报, 2012, 12(9): 181–182.
- Yang Zhenping, Wu Bo, Wang Yong. Eaton method predicts the formation pore pressure in M oil field[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 12(9): 181–182.
- [12] 徐嘉亮, 周东红, 贺电波, 等. 基于高精度速度建模技术的孔隙压力预测方法建立[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(03): 594–600.
- Xu Jialiang, Zhou Donghong, He Dianbo. Methods for pore pressure prediction based on high-precision velocity modeling technology[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(03): 594–600.
- [13] 景琛, 刘华, 景晓, 等. 膨胀性流体超压预测方法及其应用[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(2): 240–245.
- Jing Chen, Liu Hua, Jing Xiao, et al. Prediction of overpressures generated by fluid expansion: methods and application[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(2): 240–245.
- [14] 冯月琳, 刘华, 宋国奇, 等. 平面压降梯度计算原则及其应用[J]. 石油实验地质, 2019, 41(4): 598–605.
- Feng Y L, Liu H, Song G Q, et al. Calculation and application of plane pressure decrease gradient[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(4): 598–605.
- [15] 罗胜元, 何生, 金秋月, 等. 渤南洼陷超压系统划分及结构特征[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2015, 45(1): 37–51.
- Luo Shengyuan, He Sheng, Jin Qiuyue, et al. Overpressure system classification and structure characteristic in Bonan sag[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2015, 45(1): 37–51.
- [16] 程付启, 宋国奇, 王永诗, 等. 一种定量描述油气分布及富集程度的方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(1): 35–41.
- Cheng Fuqi, Song Guoqi, Wang Yongshi, et al. A method for quantitatively describing oil-gas distribution and enrichment[J]. Journal of China University of Petroleum, 2016, 40(1): 35–41.
- [17] 李宗亮, 蒋有录, 刘华. 孤西断层对孤北潜山带天然气运移和聚集的影响[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(5): 24–26.
- Li Zongliang, Jiang Youlu, Liu Hua. The influence of Guxi fault on gas migration and accumulation in Gubei buried hill belt[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(5): 24–26.
- [18] 宋国奇, 刘华, 蒋有录, 等. 沾化凹陷渤南洼陷沙河街组原油成因类型及分布特征[J]. 石油实验地质, 2014, 36(1): 33–38.
- Song Guoqi, Liu Hua, Jiang Youlu, et al. Genetic types and distribution characteristics of crude oils from Shahejie formation in Bonan sag, Zhanhua sag, Jiyang depression[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2014, 36(1): 33–38.
- [19] Liu H, Jing C, Jiang Y L, et al. Characteristics and genetic mechanisms of overpressure in the depressions of Bohai Bay basin, China[J]. Acta Geologica Sinica (English Edition), 2016, 90(6): 2216–2228.
- [20] 刘雅利, 王永诗, 郝雪峰, 等. 渤南洼陷油气分布有序性探讨[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(4): 10–15.
- Liu Yali, Wang Yongshi, Hao Xuefeng, et al. Discussion on the regularity of hydrocarbon distribution in Bonan sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency: English Abstracts, 2014, 21(4): 10–15.