

·油气地质·

断陷盆地连续型油气藏分布范围的确定方法

——以渤南地区沙四段为例

刘雅利

(中国石化胜利油田分公司 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要:连续型油气藏是一种重要的油气藏类型,确定该类油气藏的分布范围,对勘探部署具有重要的意义。在中外连续型油气藏特征分析的基础上,结合渤南地区的实际地质条件,明确了沙四段油气连续聚集的特征,并通过连续型油气藏形成机理分析,提出该类油气藏分布范围的确定方法。结果表明:广泛分布的优质烃源岩、高生烃压力、连续分布的致密储层,是连续型油气藏的主要特征;渤南地区沙四段具备连续型油气藏的形成条件,盆地中心—斜坡油气藏为连续型油气藏。连续型油气藏的形成是“源岩排烃卸压、储层压力重建”的过程,生烃压力—毛管阻力关系决定了油气可注入储层的物性下限;连续油柱两端压力差、油柱浮力与油柱顶端毛管力的关系,决定了油气分布的储层物性上限。根据这一认识提出连续型油气藏物性上、下限的计算方法,计算渤南地区沙四段连续油气分布的孔隙度为2%~11%。计算结果的准确性受压力、孔隙度、阻力等可量化程度的影响,会存在一定误差,随着各影响因素量化模型的细化,计算结果将会更接近实际地质情况。

关键词:连续型油藏 成藏机理 分布范围 确定方法 渤南地区

中图分类号:TE111.2

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2015)02-0001-08

A method of determining distribution of continuous hydrocarbon reservoir in faulted basin—a case of the fourth member of Shahejie Formation in Bonan area

Liu Yali

(Geoscience Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: Continuous hydrocarbon reservoir is an important type of hydrocarbon accumulation. Determining its distribution borders is significant for oil petroleum exploration. Based on analysis of continuous reservoirs found in domestic and overseas, the characteristics of hydrocarbon enrichment in the fourth member of Shahejie Formation were determined according to actual geologic conditions in Bonan area. The method for determining the type of hydrocarbon reservoir was provided through analyzing the formation mechanism of the continuous hydrocarbon reservoir. The study results show that widely distributed source rock with high-quality, high formation pressure for hydrocarbon generation and continuous tight reservoir are the main characteristics of continuous reservoirs. The fourth member in Bonan area in the centre basin-slope has the geological conditions for continuous hydrocarbon reservoirs formation. The hydrocarbon accumulation could be seen as “pressure in source rock decreasing while hydrocarbon expelling and pressure in reservoir reconstructing while hydrocarbon charging”. The minimum values of physical properties of reservoirs when hydrocarbon charging could be calculated by the relationship between the hydrocarbon generation pressure and capillary resistance, and the maximum values could be calculated by the pressure difference of continuous oil column and the relationship between the buoyancy of oil column and the capillary resistance at the top of the oil column. A method for calculating the minimum and maximum value of the prop-

收稿日期:2015-01-14。

作者简介:刘雅利(1970—),男,吉林榆树人,高级工程师,从事石油地质研究。联系电话:(0546)8717981,E-mail:liuyali036.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“渤海湾盆地精细勘探关键技术”(2011ZX05006-003),中国石化科技攻关重点项目“渤南孤北沙四段多储集类型油藏富集规律”(P11078)。

erty was put forward according to the recognition. The porosity of the hydrocarbon reservoirs is 2%–11% calculated by this method and errors would be made since its accuracy may be affected by the quantification extent of pressure, porosity and resistance. The calculated results will be more closed to the actual geological condition when the quantitative model of the influencing factors is improved.

Key words: continuous hydrocarbon reservoir; reservoiring mechanism; distribution range; calculation method; Bonan area

随着全球常规油气资源储备的减少及勘探开发技术的进步,以美国页岩气为代表的非常规油气勘探取得了长足发展^[1-3]。但是,非常规油气藏一词没有实际的地质意义,具有很强的主观性。为了解决这一问题,赋予页岩、致密砂岩等非常规油气藏更多的地质意义,Schmoker^[4-5]提出了连续型油气藏的概念,泛指聚集于致密砂岩、泥页岩、煤层等非常规储层中,缺乏明显油气水界面,大面积分布的油气聚集。邹才能等^[6-7]根据圈闭特征与油气聚集状态,把油气藏分为常规圈闭型和连续型两大类,并将连续型油气藏定义为“低孔渗储集体系中油气运聚条件相似、含流体饱和度不均的非圈闭油气藏”。连续型油气藏明确了非常规油气藏的地质特征,突破了油气圈闭聚集的局限,也将勘探重点从寻找有利圈闭,转向寻找储层甜点。

连续型油气藏虽然已将储集空间下延至纳米级孔隙^[8-9],但具体到某一盆地,总存在一个与最大充注动力相对应的有效储层物性下限。不仅如此,当储层致密程度降低、油气运移阻力减小到一定程度时,油气便开始进行“自由”的二次运移,或在常规圈闭中聚集以形成常规油气藏,或向地表逸散,从而使连续聚集的状态被打破。由此可见,任何含油气盆地的连续型致密储层,特别是源外储层,总存在一个适合油气聚集的物性范围。该物性范围的确定,是明确连续型油气分布区带,优选有利勘探目标的基础。笔者在对中外连续型油气藏特征分析的基础上,以油气充注与二次运移的动力—阻力平衡为依据,提出了适用于致密砂岩连续型油气藏分布范围的确定方法,并对渤海地区连续油分布范围进行了计算,研究结果对连续型油气聚集的定量研究及油气勘探具有重要理论和实际意义。

1 连续型油气藏特征

连续型油气藏不仅具有连续分布的特点,还具有近源(源内)聚集、储层致密、源岩优质以及地层压力异常等特征。

油气近源(源内)、构造低部位聚集 由 Schmoker^[4]定义可知,连续型油气主要储集在煤层、

页岩、致密砂岩等非常规储层中。煤层、页岩自身亦为烃源岩,该类油气聚集为源储共生、滞留成藏,如济阳坳陷东营、沾化等凹陷沙三段页岩油气。致密砂岩、致密碳酸盐岩储层也多紧邻烃源岩,前者主要为发育在深湖—半深湖区重力流砂体,常紧邻烃源岩或与之互层,如鄂尔多斯盆地延长组长6、长7砂组,油气主要储存在与油页岩共生、叠合连片的浊积岩、碎屑流砂体中^[10-11];后者多与油页岩互层,如美国 Williston 盆地 Bakken 组油气储层^[12]。邹才能等^[13-14]曾对连续型油气藏聚集的构造部位做过总结,认为这类油气主要聚集在盆地负向构造单元,如前陆盆地坳陷中心—斜坡、克拉通向斜部位等。

连续分布的致密储层 受沉积与成岩作用控制,发育于盆地中心部位的非常规储集体,具有大面积连续分布、低孔、低渗透的特点。储层连续分布是形成连续型油气藏的基础,源储共生或互层的煤层、泥页岩、碳酸盐岩往往形成于稳定的海(湖)盆环境,具有大面积连续发育的特点;深湖—半深湖发育的重力流砂体,也往往叠合连片,形成连续储集体,如鄂尔多斯盆地长6、长7砂组,砂体延展可达 150 km^[11]。低孔、低渗透是连续型油气储层的重要特征,也是该类油气藏形成的重要原因。根据中外致密油气(tight oil)的定义,储层空气渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,覆压基质渗透率小于或等于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度在 10%以下,孔喉直径小于 $1 \mu\text{m}$ ^[14]。

大面积优质烃源岩 广覆式优质烃源岩发育是连续型油气藏形成的前提^[6-7],中外已发现的连续型油气藏均与大面积优质烃源岩紧邻或共生。以鄂尔多斯盆地延长组为例^[15-16],长4—长9砂组发育多套烃源岩,有机质类型以 I 和 II₁型为主,其中长7砂组烃源岩平均有机碳含量(TOC)大于 13%,镜质组反射率(R_o)为 0.9%~1.1%,产烃率可达 400 kg/t,排烃效率为 55%~90%。Williston 盆地 Bakken 组顶、底部各有一套黑色泥页岩,总有机碳含量为 10%~14%,有机质成熟度(R_o)为 1.0%左右,具有很强的生烃能力^[12]。

异常高的地层压力 根据“相—势”控藏理论,油气向差物性储层中充注需要强的动力条件^[17]。

对于储层致密的连续型油气藏来说,存在强超压充注动力是其形成的关键。根据文献报道,北美连续型油气藏地层压力系数一般大于1.2^[12]。渤海地区沙三段泥页岩储层也普遍为异常高压,盆地中心压力系数一般在1.4以上,最高可达1.8。值得提及的是,鄂尔多斯盆地连续型油气藏目前为异常低压,主要是晚期构造抬升、地温降低,使地层压力降低造成的^[18]。

除上述特征之外,连续型油气藏与常规非连续型油气藏在油水关系、原油物性、含油饱和度等方面也存在明显差别^[13]。前者没有明显的油气水界限,常油水倒置接触,原油以轻质油为主(原油密度大于40°API或小于0.825 g/cm³),且含油饱和度较高,一般在70%左右^[14];后者具有正常的油气水关系和明显的油水边界,原油密度一般大于0.85 g/cm³,在盆地边缘可超过1.0 g/cm³,含油饱和度一般为60%。由于连续型油气聚集及储层的特殊性,使得其储量计算方法、开采工艺技术也不同于常规非连续型油气藏^[13]。

2 渤海地区沙四段成藏条件及油气聚集特征

渤海地区位于济阳拗陷沾化凹陷中西部,是沾化凹陷的一个三级负向构造单元,接受了巨厚的中—新生代沉积,具有与区域背景一致的断—拗沉积过程^[19-20]。油藏解剖及成藏条件分析发现,渤海地区沙四段具备形成连续型油气藏的条件,盆地中心—斜坡的油气具有连续聚集特征。

2.1 具备连续型油气藏形成条件

多套优质烃源岩 根据钻井揭示及前人研究成果^[21],渤海地区普遍发育沙四段、沙三段、沙一段3套优质烃源岩,除沙一段烃源岩成熟度较低外,沙四段、沙三段烃源岩均已进入大量生油阶段。沙三段烃源岩主要发育在下亚段,为暗色泥岩和油泥岩沉积,厚度可达数百米;有机质类型以I和II₁型为主,有机碳含量为1.01%~9.32%,*R_o*值为0.5%~1.13%,生烃潜量可达65 mg/g。该套烃源岩直接覆盖在沙四段之上,在断裂发育部位可直接和沙四段对接,能够为沙四段提供油气。沙四段烃源岩主要发育在上亚段,岩性为泥岩、含膏泥岩,有机质类型为I和II₁型,有机碳含量可达5%以上,*R_o*值为0.54%~1.56%,生烃潜量可达30 mg/g。

多类型致密储层 根据宋国奇等的研究成果^[22],沙四段沉积时期研究区经历了一次大的构造转型,发育了多类型储集体。沙四段下亚段盆地中心位置主要为浅水三角洲(缓坡)、扇三角洲(陡坡)沉积,形成了连续分布的(扇)三角洲前缘砂体,储层孔隙度多在8%以下,渗透率小于1×10⁻³ μm²,为致密连续储层(图1a)。沙四段上亚段发育扇三角洲、近岸水下扇、滩坝、生物礁等多类型储集体,以3砂组为例,湖盆中心近岸水下扇、砂岩滩坝等储集体物性均较差,孔隙度小于10%(图1b)。由沙四段上亚段不同储集体物性概率分布可知,碎屑岩储集体特别是北部陡坡深洼带发育的近岸水下扇体,孔隙度主要分布在10%以下,渗透率主要为0~1.0×10⁻³ μm²(图2)。储层发育特征决定了湖盆中心—斜坡部位只能形成非常规致密连续型油藏。

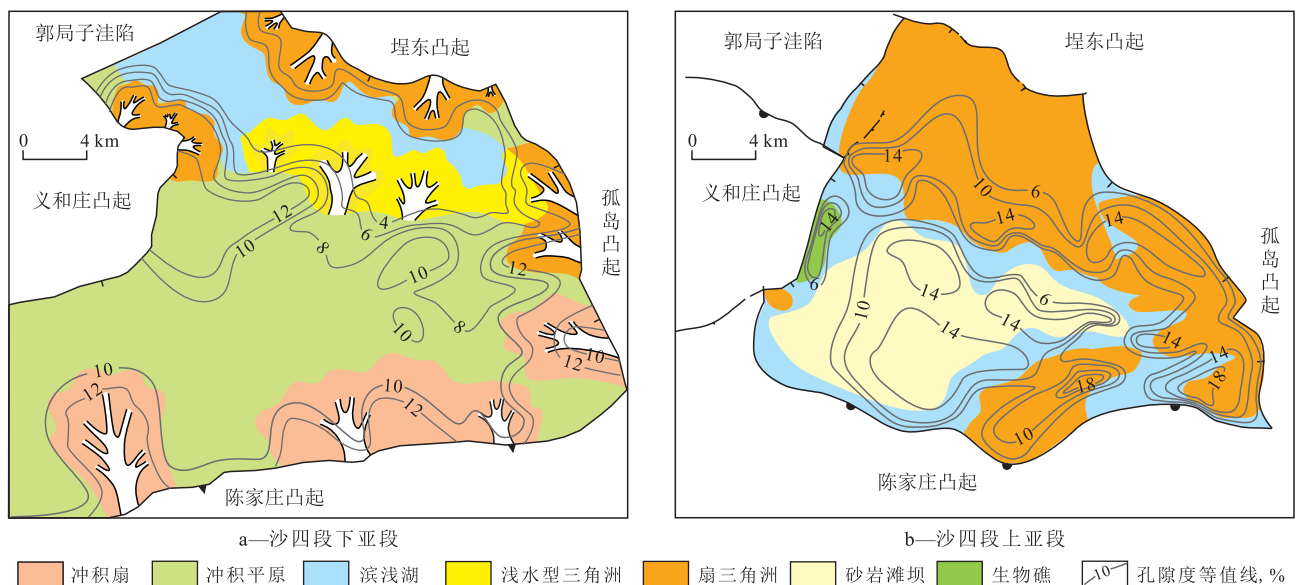


图1 渤海地区沙四段沉积体系与孔隙度叠合

Fig.1 The distribution of sedimentary system and porosity of the fourth member of Shahejie Formation in Bonan area

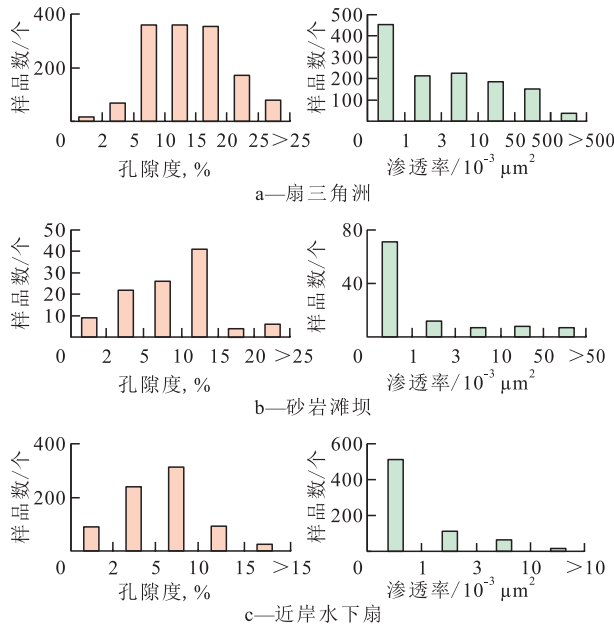


图2 渤南地区沙四段上亚段砂岩储层物性概率分布
Fig.2 Histograms showing the distribution of the physical properties of the sandstone reservoir in the upper fourth member of Shahejie Formation in Bonan area

高异常地层压力 渤南地区沙四段压力场的分布特征^[23]显示:纵向上,沙四段总体为一个异常压力系统,异常压力高值带(剩余压力、压力系数大)与膏泥岩发育段一致;平面上,地层压力、压力系数、剩余压力等值线与构造等值线相似,存在2个

压力高值区,分别对应四扣、渤南次洼,最大剩余压力可达26 MPa,压力系数达1.8。根据该区异常压力成因研究成果^[22],沙四段生烃增压对异常压力的贡献比例约为50%。由此可知,生烃作用产生的剩余压力最高可达13 MPa,能够为油气向致密储层中充注提供强动力。

2.2 油气连续聚集特征

2010年以来,胜利油田在渤南地区靠近湖盆中心位置,部署并钻探了多口以沙四段为目的层的探井,为研究该区油气聚集特征提供了第一手资料。由过罗33—埕7井南北向油藏剖面(图3)可以看出,在埋深超过2 500 m的中部洼陷及北部陡坡带,油气从深洼带渤深5井天然气聚集(3 000~4 000 m),向南、北方向分别连续过渡为以滩坝砂岩、近岸水下扇砂砾岩为主要储层的岩性油藏。从钻探的情况来看,该深度段油藏主要受储层物性控制,无明显边底水,试油表现为非油即干,具有致密连续型油藏特征。而在2 500 m以上(主要分布在南部缓坡带盆地边缘),油气孤立聚集,边底水明显,为常规油气聚集,如罗21、罗33井油藏。由地层压力分布情况可知,罗351—义104井连续型油藏分布区压力系数都在1.2以上,深洼部位的渤深5井压力系数最大可达1.6以上;而罗351井以南处于缓坡带的井,压力系数均在1.1以下,为常压区。

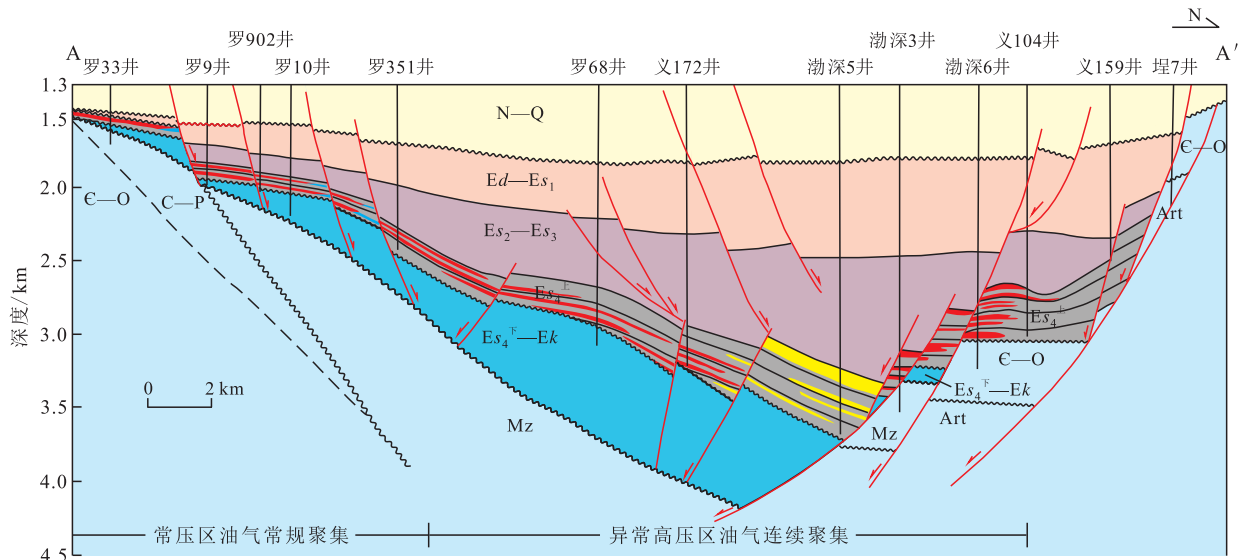


图3 过罗33—埕7井沙四段上亚段南北向油藏剖面

Fig.3 A north-south reservoir profile across Well Luo33-Cheng7 of the upper fourth member of Shahejie Formation in Bonan area

3 连续型油藏形成机理与分布范围

受最大充注动力限制,实际含油气盆地中总存在一个油气所能充注的物性下限。同样,连续油气

聚集还存在一个物性上限,当储层孔、渗超过该上限时,内部油气所受阻力将不足以阻滞油气二次运移,油气连续聚集状态会被打破。连续型油气藏分布范围的确定,就是根据油气充注成藏与二次运移的动力—阻力构成,求取油气充注的物性下限和油

气滞留的物性上限。

3.1 形成机理

在连续型油气藏的概念提出之前,中外专家就曾对致密连续型油气藏形成机理进行过探讨,并形成了扩散运移、膨胀力运移等多个观点^[24]。邹才能等^[13]曾对非常规致密连续型油气藏—常规孤立油藏形成的动力构成及变化进行过系统分析,认为连续型油气藏的形成是油气在生烃压力作用下向临

近致密储层进行初次运移的结果。结合渤海地区地层压力的演化过程,将连续型油藏形成总结为一系列“源岩排烃卸压、储层压力重建”过程。

根据已有的认识,当生烃压力积累到足以克服紧邻致密储层的毛细管阻力时,油气便向储集孔隙中充注。同时,流体交换过程伴随着压力的传导,烃源岩压力降低、储层压力增加,即压力场重建。该过程可用图4表示:烃源岩埋藏到一定深度开始

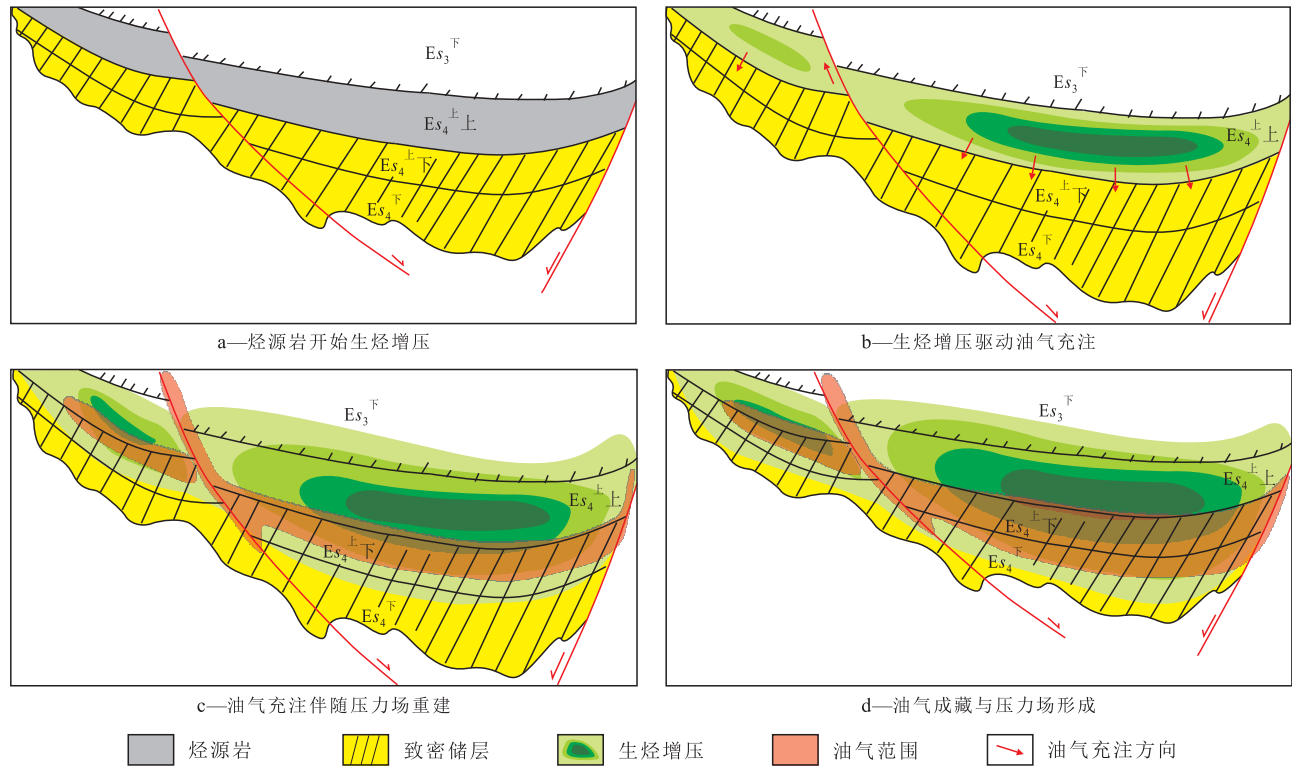


图4 连续型油气藏形成与压力场重建过程示意

Fig.4 The process of pressure field reconstruction and continuous hydrocarbon reservoir formation

生烃增压,地层压力随着有机质演化程度与生烃量的增加而增大,当压力积累到一定程度时,油气便突破储层毛细管力向紧邻储层充注(图4a,图4b)。随着油气的注入,烃源岩异常压力向储层内传递,使源—储压力均匀化(图4c)。随着油气排泄与压力传递,当烃源岩新增压力不足以补充压力损失量时,油气充注停止,压力传导作用也逐渐消失(图4d)。待烃源岩压力再次积累到一定程度时,发生下一次油气充注与压力场重建。

3.2 分布范围确定

在油气充注及二次运移动力—阻力分析的基础上,利用渤海地区已有的压力场分布、储层物性演化成果,可以求取连续型油藏分布的物性范围,以紧邻烃源岩的致密砂岩油藏为例说明。

3.2.1 原油充注储层的物性下限

油气向致密储层中充注的动力为生烃贡献的

剩余压力,简称生烃压力。原油能够充注的储层物性下限,即成藏过程中最大生烃压力驱动下油气所能进入的储层孔隙,此时生烃压力与储层中值压力相等,即

$$p_s = p_{s0} \quad (1)$$

式中: p_s 为生烃压力,MPa; p_{s0} 为储层中值压力,MPa。

对于碎屑岩储层来说,中值压力与储层物性存在函数关系。为了能够直接求取各生烃压力所对应的储层孔隙度,利用压汞数据,建立了沙四段中值压力与孔隙度的函数关系为

$$p_{s0} = 23.75 \exp(-0.1617\phi) \quad (2)$$

式中: ϕ 为孔隙度。

根据前期的研究^[25],研究区沙四段的现今地层压力是第2次增压所达的最大值,可用其计算油气所能充注储层的物性下限。以义104井为例,沙四

段为异常高压系统,压力随深度先升高再降低,压力最大值在沙四段中深部位,按生烃压力为现今剩余压力的50%计算,由现今地层压力可以得到生烃压力(图5a)。由式(1)和式(2)可计算任意压力点油气能够充注的最小储层孔隙度(图5b)。当实际储层孔隙度大于该孔隙度时,油气便能向其中充注成藏,如该井3 869~3 888 m实际孔隙度为7.4%,大于孔隙度下限值6.5%,油气得以成藏(油层1层19 m,试油日产油量为2.12 t/d)。

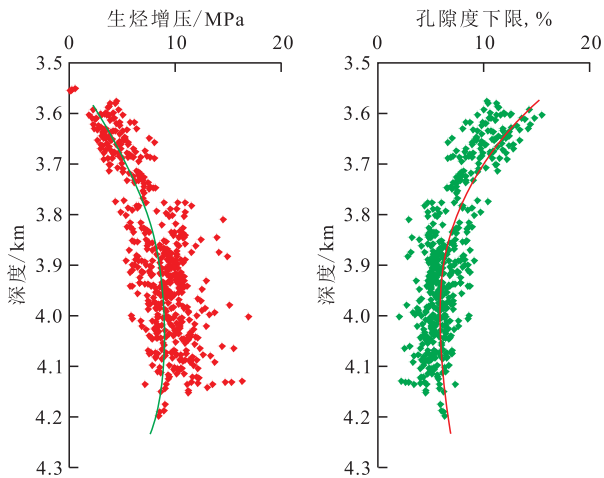


图5 义104井生烃压力及其所能充注的孔隙度下限

Fig.5 The pressure caused by hydrocarbon generation and the lower limit of porosity for hydrocarbon charging in Well Yi104

利用这一方法计算了研究区多口井的孔隙度下限值,并绘制了孔隙度下限平面分布图。从图6可以看出,不同构造位置油气所能充注的最小孔隙度相差很大,在生烃压力最大的渤南次洼(渤深4井区),孔隙度大于2%即可充注成藏;而在生烃压力

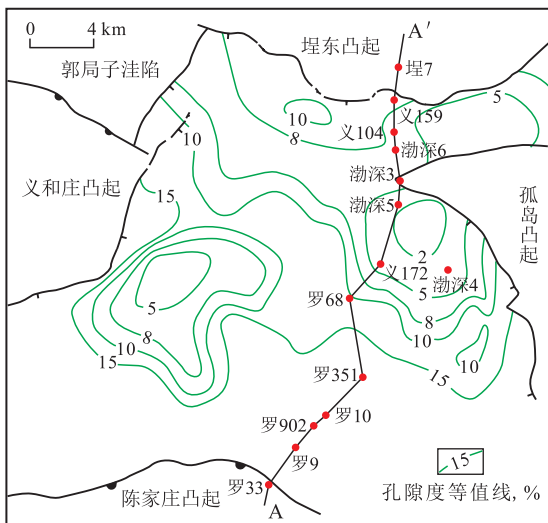


图6 渤南地区沙四段连续型油藏孔隙度下限分布

Fig.6 Distribution of the lower limit value of porosity for continuous hydrocarbon reservoirs of the fourth member of Shahejie Formation in Bonan area

小于2 MPa的区域,即便孔隙度下限大于10%的致密储层也不能成藏。

3.2.2 原油滞留储层的物性上限

连续型油藏分布的物性上限,即能够使连续油气得以聚集的储层最大孔隙度,由连续油气在储层中发生二次运移的动力—阻力决定。油气在进入致密储层后,所受动力主要来源于地层压力和浮力,前者为连续油柱两端的地层压力差,由储层压力场(压力梯度)、油柱水平长度决定;后者由油柱高度与地层倾角决定。所受阻力主要是毛细管压力,决定于油柱顶端储层的孔喉大小。

当致密储层的阻力大于油气运移动力时,连续油柱将在油气的持续充注下继续增加,相应的油柱两端压力差以及油柱所受浮力也逐渐增大。当连续油柱增加到一定长度,油柱两端的压力差与浮力之和大于顶端的毛细管阻力时,再充注的油气将突破上端的毛细管阻力,脱离连续油柱向上部物性较好的储层中运移形成常规油气。此时有

$$\Delta p + p_b = p_{s0} \tag{3}$$

式中: Δp 为连续油柱两端的地层压力差,MPa; p_b 为浮力,MPa。

根据储层物性上限计算模型(图7),假设油气的初始供给点深度为 D ,连续油藏的水平长度为 L ,地层倾角为 α ,储层压力梯度为 G_p ,油柱顶端储层上限孔隙度为 ϕ ,油水密度差为 $\Delta\rho$,则由式(2)和式(3)可得

$$LG_p + \Delta\rho g L \tan \alpha = 23.75 \exp(-0.1617\phi) \tag{4}$$

式中: L 为连续油藏的水平长度,m; G_p 为储层压力梯度,MPa/m; $\Delta\rho$ 为油水密度差,kg/m³; g 为重力加速度,m/s²,一般取值为9.8; α 为地层倾角,(°)。

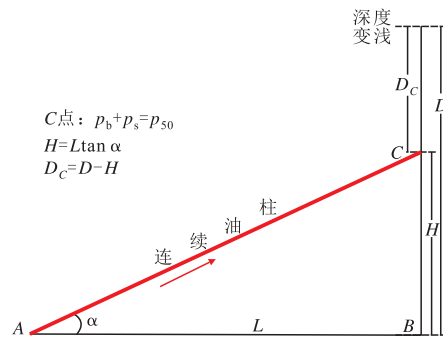


图7 连续型油藏储层物性上限计算模型

Fig.7 A calculation model for upper limit of reservoir physical property

由研究区沙四段储层孔隙度—深度关系可知,在致密油藏分布段储层孔隙度与深度为指数关系,回归得该深度段孔隙度与深度函数关系为

$$\phi = 55.13 \exp(-0.00040689D) \quad (5)$$

式中: D 为油气的初始供给点深度, m。

由式(5)和式(2), 可将中值压力转化为深度的函数, 即

$$p_{50} = 0.0032D - 8.543 \quad (6)$$

则式(4)可转化为

$$LG_p + \Delta\rho g L \tan \alpha = 0.0032(D - L \tan \alpha) - 8.543 \quad (7)$$

以渤海次洼压力体系为例, 其 G_p 为 1.8×10^{-3} MPa/m, 地层倾角为 12.23° , $\Delta\rho$ 为 0.17×10^3 kg/m³, D 取压力峰值深度 5 050 m。将这些参数代入式(7), 可求得 L 为 5 164 m, 对应孔隙度为 11.14%。该结果与渤海地区致密连续型油气藏的分布一致, 说明计算结果具有较高可信度。

由计算过程可知, 储层物性上限取决于: ①压力梯度。不同压力体系或同一压力体系不同方向压力梯度不同, 相同长度油柱两端的压力差不同; ②地层倾角。地层倾角不同, 相同长度油柱高度不同, 浮力不同; ③储集体孔隙度与深度关系、孔隙度与毛细管阻力的关系。由于不同储集体孔隙演化特征不同, 不同构造部位地层压力及压力梯度不同, 所以连续油藏分布的最大范围及其对应的储层物性也存在差别。

4 结论

连续型油气藏是油气在煤层、泥页岩、致密砂岩等非常规储集体中的聚集, 具有紧邻烃源岩或源内聚集、储层致密连续、高地层压力等特征。渤海地区发育多套优质烃源岩、沙四段沉积多类型致密储层, 以及高异常生烃压力, 为连续型油气藏的形成提供了良好条件, 已发现的油气具有非常规连续聚集与常规圈闭聚集 2 种模式。

连续型油气藏形成过程是“源岩排烃卸压、储层压力重建”的过程, 生烃压力—毛管阻力关系决定了油气充注储层的物性下限; 油柱地层压力差+浮力—油柱顶端毛细管阻力关系, 决定了油气分布的储层物性上限。由此计算渤海地区沙四段连续油气分布的孔隙度为 2%~11%。

需要说明的是, 本文只是连续型油气藏定量研究的尝试, 受多个地质因素可量化程度的限制, 文中计算结果与实际情况会存在误差, 例如储层物性演化函数的准确性, 会在很大程度上影响物性上限计算结果。随着各地质因素可量化程度的不断

提高, 连续型油气藏的定量研究精度也将不断提高。

参考文献:

- [1] Charpentier, Wallace. Estimates of unconventional natural gas resources of the Devonian shales of the Appalachian basin [J]. USGS Bulletin, 1993, 8(3): 21-68.
- [2] Kuuskraa V A, Schmoker J W. Koperna Barnett shale rising star in Fort Worth basin [J]. Oil & Gas Journal, 1998, 96(21): 67-76.
- [3] Mc Cabe P J. Energy resources—cornucopia or empty barrel [J]. AAPG Bulletin, 1998, 82(11): 2110-2134.
- [4] Schmoker J W. National assessment report of USA oil and gas resources [DB/CD]. Reston: USGS, 1995.
- [5] Schmoker J W. US geological survey assessment concepts and model for continuous (unconventional) petroleum accumulations—The “FORSPAN” model [J]. USGS Bulletin 2168, 1999: 1-9.
- [6] 邹才能, 陶士振, 袁选俊, 等. 连续型油气藏形成条件与分布特征 [J]. 石油学报, 2009, 30(3): 324-331.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, et al. The formation conditions and distribution characteristics of continuous petroleum accumulations [J]. Acta Petroli Sinica, 2009, 30(3): 324-331.
- [7] 邹才能, 陶士振, 朱如凯, 等. “连续型”气藏及其大气区形成机制与分布——以四川盆地上三叠统须家河组煤系大气区为例 [J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 307-319.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhu Rukai, et al. Formation and distribution of “continuous” gas reservoirs and their giant gas province: A case from the Upper Triassic Xujiahe Formation giant gas province, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 307-319.
- [8] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值 [J]. 岩石学报, 2011, 27(6): 1857-1864.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, et al. First discovery of nanopore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value [J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(6): 1857-1864.
- [9] 邹才能, 杨智, 陶士振, 等. 纳米油气与源储共生型油气聚集 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 13-26.
Zou Caineng, Yang Zhi, Tao Shizhen, et al. Nano-hydrocarbon and the accumulation in coexisting source and reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 13-26.
- [10] 杨华, 李士祥, 刘显阳. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力 [J]. 石油学报, 2013, 34(1): 1-11.
Yang Hua, Li Shixiang, Liu Xianyang. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin [J]. Acta Petroli Sinica, 2013, 34(1): 1-11.
- [11] 姚泾利, 邓秀芹, 赵彦德, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油特征 [J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(2): 150-158.
Yao Jingli, Deng Xiuqin, Zhao Yande, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 150-158.
- [12] USGS. Assessment of undiscovered oil resource in the Devonian Mississippian Bakken formation, Williston Basin Province, Mon-

- tana and North Dakota[R].USGS Fact Sheet, 2008.
- [13] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187.
- Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
- [14] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350.
- Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.
- [15] 杨华, 张文正. 论鄂尔多斯盆地长7段优质油源岩在低渗透油气成藏富集中的主导作用: 地质地球化学特征[J]. 地球化学, 2005, 34(2): 147-154.
- Yang Hua, Zhang Wenzheng. Leading effect of the Seventh Member high-quality source rock of Yanchang Formation in Ordos Basin during the enrichment of low-permeability oil-gas accumulation: Geology and geochemistry [J]. Geochimica, 2005, 34(2): 147-154.
- [16] 张文正, 杨华, 李剑锋, 等. 论鄂尔多斯盆地长7段优质油源岩在低渗透油气成藏富集中的主导作用: 强生排烃特征及机理分析[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(3): 289-293.
- Zhang Wenzheng, Yang Hua, Li Jianfeng, et al. Leading effect of high-class source rock of Chang7 in Ordos Basin on enrichment of low permeability oil-gas accumulation—Hydrocarbon generation and expulsion mechanism[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(3): 289-293.
- [17] 庞雄奇, 李丕龙, 张善文, 等. 陆相断陷盆地相-势耦合控藏作用及其基本模式[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(5): 641-652.
- Pang Xiongqi, Li Pilong, Zhang Shanwen, et al. Control of facies-potential coupling on hydrocarbon accumulation in continental faulted basins and its basic geological models[J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(5): 641-652.
- [18] 许浩, 张君峰, 汤达祯, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田低压形成的控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 64-68.
- Xu Hao, Zhang Junfeng, Tang Dazhen, et al. Controlling factors of underpressure reservoirs in the Sulige gas field, Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 64-68.
- [19] 王永诗, 巩建强, 房建军, 等. 渤南洼陷页岩油气富集高产条件及勘探方向[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(6): 6-10.
- Wang Yongshi, Gong Jianqiang, Fang Jianjun, et al. Enrichment condition analysis and exploration direction of shale oil-gas in Bonan subsag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 6-10.
- [20] 卢浩, 蒋有录, 刘华, 等. 沾化凹陷渤南洼陷油气成藏期分析[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(2): 5-8.
- Lu Hao, Jiang Youlu, Liu Hua, et al. Study on formation stages of oil-gas reservoirs in Bonan subsag, Zhanhua sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(2): 5-8.
- [21] 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. A discussion on the continuance of hydrocarbon distribution in Bonan sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 10-15.
- [22] 宋国奇, 王永诗, 程付启, 等. 济阳拗陷古近系二级层序界面厘定及其石油地质意义[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(5): 1-7.
- Song Guoqi, Wang Yongshi, Cheng Fuqi, et al. Ascertaining secondary-order sequence of Palaeogene in Jiyang depression and its petroleum geological significance [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 1-7.
- [23] 程付启. 沾化凹陷温压场演化及其控藏作用研究[R]. 胜利油田博士后科研工作报告, 2011.
- Cheng Fuqi. Study on the temperature-pressure field evolution and its control on hydrocarbon accumulation in Zhanhua depression [R]. The work report of post doctor of Shengli Oilfield, 2011.
- [24] 宋国奇, 等. 油气成藏过程动力构成差异性及其控藏模式——以东营、沾化凹陷为例[R]. 胜利油田, 2012.
- Song Guoqi, et al. Dynamic composition differences and controlling reservoir model in hydrocarbon accumulation process: Taking Dongying and Zhanhua depression as an example [R]. Shengli Oilfield, 2012.
- [25] 郭秋麟, 陈宁生, 宋焕琪, 等. 致密油聚集模型与数值模拟探讨——以鄂尔多斯盆地延长组致密油为例[J]. 岩性油气藏, 2013, 25(1): 4-10.
- Guo Qiulin, Chen Ningsheng, Song Huanqi, et al. Accumulation models and numerical models of tight oil: A case study from Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2013, 25(1): 4-10.

编辑 经雅丽