

断陷盆地油气运聚成藏的动力学模型与方程

——以北部湾盆地迈陈凹陷为例

刘宏宇^{1,2}, 陈伟², 吴峰²

(1. 中国矿业大学(北京), 北京 100083; 2. 中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院, 江苏扬州 225009)

摘要: 随着油气勘探的逐渐深入和勘探条件的日益复杂, 油气运聚成藏动力学定量化的研究已经成为石油地质研究的趋势和重要方向。该文以商业规模的油气体为研究对象, 选择宏观层面的油气成藏动力和阻力参数, 建立了一种新的定量计算油气运聚成藏动力和阻力的方法。该方法主要针对断陷盆地幕式成藏的特点, 按照油气生排烃、运移、聚集成藏的不同过程, 从油气运聚动力和阻力的角度, 分析动力与阻力在幕式成藏关键时期的相互关系, 建立 4 种动力学模型: 超压驱动动力学模型、持续运移动力学模型、侧向封闭动力学模型和浮力驱动动力学模型, 给出了相应的动力学方程, 并以北部湾盆地迈陈凹陷为例, 通过计算关键时期成藏动力与阻力, 绘制平面等值线图, 定量判断油气运聚的方向和距离, 最终指出油气聚集有利圈闭。

关键词: 成藏动力学; 幕式成藏; 油气运聚; 成藏动力; 成藏阻力; 动力学模型; 北部湾盆地

中图分类号: TE122.12

文献标识码: A

Dynamic models and equations of hydrocarbon migration and accumulation in graben basins:

A case study of the Maichen Sag, Beibuwan Basin

Liu Hongyu^{1,2}, Chen Wei², Wu Feng²

(1. China University of Mining & Technology, Beijing 100083, China;

2. Exploration and Development Research Institute of SINOPEC Jiangsu Oilfield Company, Yangzhou, Jiangsu 225009, China)

Abstract: The quantitative research of hydrocarbon migration and accumulation dynamics has become a trend and important direction of petroleum geological research with the gradual development of oil and gas exploration and increasingly complex exploration conditions. This paper concentrates on the commercial quantity of hydrocarbon to establish a new method, which can calculate the dynamics and resistance of hydrocarbon migration and accumulation quantitatively, by selecting several dynamic and resistance parameters in macro level. Considering the episodic accumulation features in graben basins and the different processes of hydrocarbon generation, migration and accumulation, the paper utilizes this method to analyze the relationship between accumulation dynamics and resistance during the critical episodic accumulation stage and to establish four dynamic models including the overpressure drive dynamic model, the continuous migration dynamic model, the lateral seal dynamic model and the buoyancy driven dynamic model accompanied with their equations. An example from the Maichen Sag of Beibuwan Basin has been given in this paper to illustrate the features of accumulation dynamics and resistance distribution by compiling their isogram maps through calculating these parameters and to judge the direction and distance of hydrocarbon migration and accumulation quantitatively. And then, the best prospective traps have been given at last.

Key words: hydrocarbon accumulation dynamics; episodic accumulation; hydrocarbon migration and accumulation; accumulation dynamic; accumulation resistance; dynamic model; Beibuwan Basin

油气勘探实践表明, 沉积盆地内油气首先在烃源层内生成, 然后初次运移到输导层, 再二次运移, 当运移动力和阻力达到平衡时在圈闭聚集成

藏^[1-3]。随着油气勘探的逐渐深入和勘探条件的日益复杂, 油气运聚成藏动力学方面定性或半定量的研究已经不能满足勘探工作的需要, 定量化的研

收稿日期: 2017-07-20; 修订日期: 2017-09-29。

作者简介: 刘宏宇(1969—), 男, 在读博士, 高级工程师, 从事含油气盆地分析与油气成藏研究。E-mail: liuhuy.jsyt@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技项目“北部湾盆地中部地区油气成藏条件与勘探潜力”(P14088) 和中国石化江苏油田分公司科技项目“北部湾盆地徐闻探区油气成藏动力学系统及勘探方向”(JS13002) 资助。

究逐步成为油气勘探研究的重要方向。然而,目前在油气运移、聚集等方面的动力学量化研究的内容和方法相对较少,而且认识不一。这是因为油气的运移和聚集都是发生在地质历史中复杂的动态过程,在实际的科研和生产中往往很难直接观察,甚至很难获得其痕迹^[4-5]。

本文以北部湾盆地迈陈凹陷为例,针对断陷盆地成藏动力系统的特点,在油气运聚定性一半定量分析的基础上,通过计算断陷盆地幕式成藏期烃源层异常高压等相关参数,进一步定量描述油气运移的动力与阻力关系,建立了断陷盆地油气运聚的动力学模型及相关的动力学方程,以期对油气勘探提供指导。

1 地质概况

北部湾盆地为南海北部大陆架边缘新生代裂谷系盆地之一,发育多个富含油气凹陷,如涠西南凹陷、福山凹陷等^[6]。迈陈凹陷作为北部湾盆地内部的一个次级构造单元,近年来也相继发现了一些含油气构造,是一个具有较大勘探潜力的地区^[7-9](图1)。

迈陈凹陷是一个典型的“箕状”凹陷,新生界最大沉积厚度超过7 000 m。钻井揭示新生界自下而上发育古新统长流组、始新统流沙港组、渐新统涠洲组、中新统下洋组、角尾组和上新统灯楼角组^[10]。油气勘探层系以流沙港组和涠洲组为主,通过对这2个层系所获得的样品开展油岩对比、天然气组分分析等研究^[11-12],确认迈陈凹陷所发现的油气主要来自于流沙港组湖相成熟烃源岩。该区存在2套主要的储盖组合,分别为流沙港组储盖组合和涠洲组储盖组合。涠洲组储盖组合中,盖层为涠二段的泥岩段,储层为涠洲组河流、三角洲砂体(图2)。该组合埋藏浅,成藏配套条件有利,是

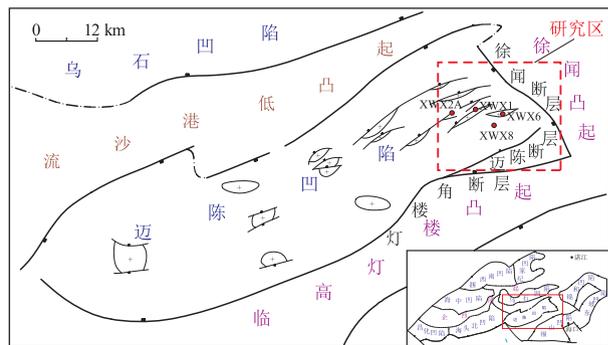


图1 北部湾盆地迈陈凹陷构造纲要及研究区位置示意
Fig.1 Tectonic framework of Maichen Sag, Beibuwan Basin and research scope

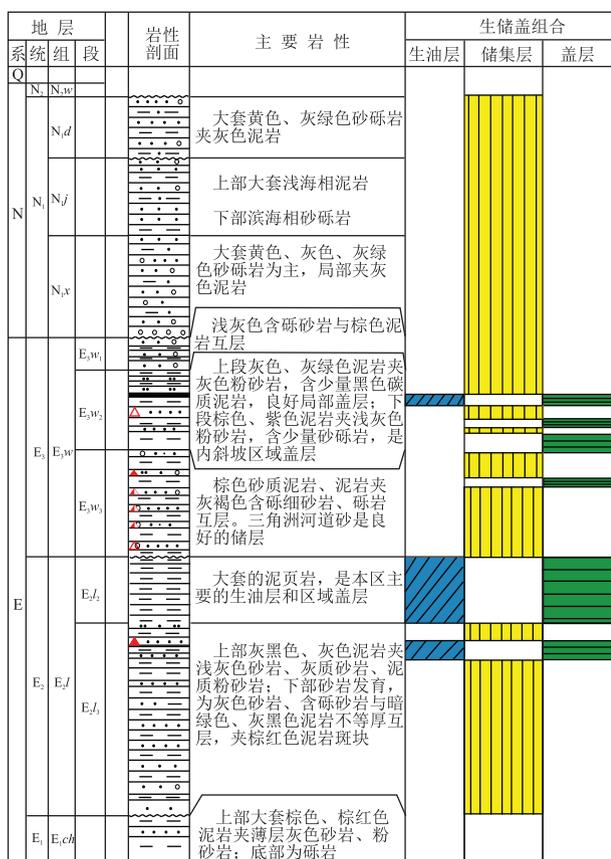


图2 北部湾盆地迈陈凹陷生储盖组合柱状图
Fig.2 Source-reservoir-seal combination column of Maichen Sag, Beibuwan Basin

本次研究的主要目的层系。

2 油气运聚的定性一半定量分析

研究区位于迈陈凹陷东部,是烃源岩主要发育区。区内流二段、流三段上部的暗色泥岩是主要烃源岩,从斜坡至深凹厚度为100~1 000 m左右;有机质丰度较高,其中流二段有机碳含量平均达到1.95%,氯仿沥青“A”平均0.141 4%,总烃平均为1 078 ×10⁻⁶,生烃潜量平均4.08 mg/g。结合R₀、地温、T_{max}、甾烷异构化参数C₂₉20S/(20S+20R)、OEP、泥土矿物等资料对烃源岩成熟门限进行分析,认为2 800 m为成熟门限深度;盆地模拟结果表明,涠洲组沉积期烃源岩开始生烃,下洋组沉积期开始进入大量生烃阶段。从计算结果统计,下洋组沉积末期,迈陈凹陷烃源岩生油量占总生油量的28.05%,角尾组沉积时期生油量占21.0%,灯楼角组沉积期至今的生油量占总生油量的42.89%。生气的地质时期总体上与生油时期大致相同。因此,流沙港组烃源岩主要生烃期为下洋组沉积期至今。

研究区内断裂和连通砂体是主要油气运移通道。通过断裂活动性分析,认为迈陈凹陷的断裂发

育具有分期性,以流二段为界分为早晚两期断裂体系^[13]。早期断裂主要在流沙港组沉积期活动,断层多呈 NE 展布,在涠洲组沉积前基本停止活动。晚期断裂主要从涠洲组沉积期开始活动,形成的断裂以近 EW 走向为主。下洋组至角尾组沉积期,构造活动减弱,断层数量减少。灯楼角组沉积期至现今,凹陷内的断层基本不活动。沉积相研究表明,斜坡带的涠洲组发育扇三角洲沉积,且大面积分布平原和前缘砂体沉积,这些砂体与涠洲组一角尾组活动的晚期断裂构成了斜坡带良好的油气运移通道。结合断裂活动、砂体形成和主要生烃的时间配套关系研究,认为该区主要排烃期为下洋组一角尾组沉积期,由于角尾组沉积末期生烃范围远大于下洋组沉积末期,角尾组末期为此次研究的排烃关键时期。

结合已发现油藏解剖、沉积体系和断裂活动分析,建立研究区油气成藏模式:流二段成熟烃源岩生成的油气经排烃作用进入涠三段和流三段砂体中,沿连通砂体在压力和浮力的驱动下向低势区运移,垂向上经过断层的调节,在不同层位的有利圈闭中聚集成藏。其中,砂岩百分含量较高的地区是油气运移的优势通道,烃源岩大量生烃期仍在活动的断层起较好的垂向输导作用(图 3)。

这种传统的油气运聚定性—半定量分析,大致上指明了油气运聚的主要发生期、运聚方向和路径等内容,在此基础上,本文试图根据油气运聚动力和阻力的分析,进一步量化表征油气运聚的特点,即通过建立一个新的定量分析方法,用以研究在一些关键时刻促使油气进行运移的动力与导致油气运移停止的阻力之间的关系,从而定量判断油气是否可以有效地从烃源层进入输导体系,在外动力推动下,油气最远可运移至哪个构造位置,最终在什么条件下在哪些圈闭中可以聚集成藏^[14]。研

究的重点在于分析影响油气运聚的动力与阻力有哪些,主要动力参数的计算,关键时刻动力学模型以及动力学计算方程式的建立。

3 油气运聚的动力与阻力

李明诚等^[1]把油气初次排烃和二次运移的动力与阻力进行了总结,指出油气初次排烃的动力分 2 种:正常压实层系与非正常压实层系。正常压实层系中主要是瞬时剩余压力起作用,非正常压实层系中主要是异常高压压力起作用;二次运移的主要动力是浮力与水动力(与运移方向一致时),天然气还需要考虑分子扩散力,而初次运移和二次运移的阻力均来自亲水介质中的毛细管力,与孔隙喉道间的摩擦力,与颗粒分子间的吸附力,油与油之间的摩擦力。

这一论述得到广泛认同,但在建立油气初次排烃与二次运移动力学方程时,由于动力与阻力的分类不具可比性,既有宏观方面的参数,如浮力、异常压力,又有微观方面的参数,如颗粒间的吸附力、油与油之间的摩擦力,由于量级不同,也导致难以建立相对准确可靠的动力学方程。

为了能够建立一个适用的油气运聚成藏动力学方程,适度简化引入方程式的描述与计算参数,本次研究提出 2 个简化的基本原则:

(1)商业规模数量的油气聚集是研究的主要对象。在建立包含动力与阻力等各项参数的地质模型时,把具有商业规模的油气体当作主要的研究对象,选择宏观层面的动力学参数,忽略微观层面的动力学参数。

(2)关键时刻的油气成藏动力学状态是重点研究内容。由于油气成藏具有动态性与连续性,不可能也不需要每一时刻的流体动力学状态进行研究,由此,在时间节点上,依据断陷盆地幕式排烃

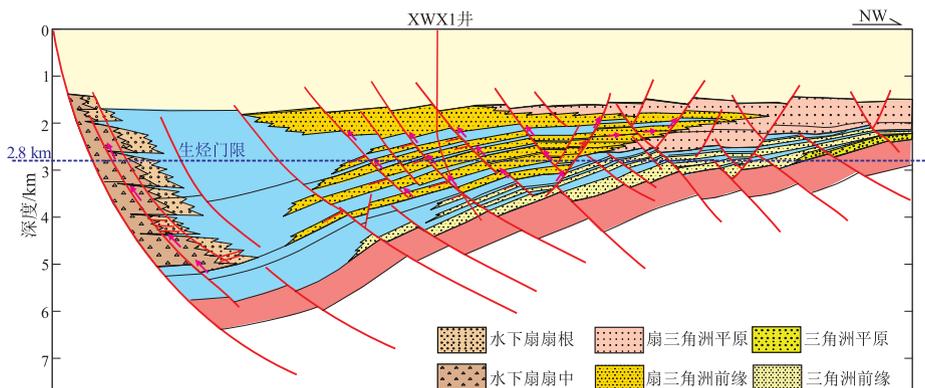


图 3 北部湾盆地迈陈凹陷油气成藏模式

Fig.3 Oil and gas migration and accumulation model of Maichen Sag, Beibuwan Basin

与幕式成藏的特点,选择幕式成藏关键时刻开展研究,有利于勾勒出有指导作用的宏观图像。

4 主要动力与阻力的计算

在幕式排烃期,油气运聚的动力主要来自烃源层的异常高压,阻力主要来自储层的排替压力;其他的外力还包括有浮力、重力、毛细管力等,在断裂活动停滞期,浮力是油气运聚的主要动力。

4.1 烃源层异常高压力

通过井筒测试资料获得现今地层压力数据,结合测井、地震资料、地化测试数据等实际资料,对流二段的古地层压力进行计算,研究流二段烃源层在不同时期的生烃增量及其平面分布,为动力学计算提供依据。

4.1.1 现今地层压力及超压分布

从迈陈凹陷实测地层压力数据可以看出,本区绝对大部分数据为正常压力,压力系数为 0.966 2~1.012 2;XWX6 井流三段试油层存在弱超压,压力系数 1.087 8;XWX8 井两层试油层存在超压,压力系数分别为 1.204 2 和 1.192 5。

研究区内测井资料分析显示,泥岩声波时差曲线与孔隙流体压力有着较好的对应关系,从单井的声波时差曲线来看,流二段以上为正常压实曲线,表现为静水压力;而进入流二段曲线偏离了正常压实趋势线,体现出超压特征(图4)。

本区超压的成因有 2 种:一是 XWX2 井所代表的欠压实成因,该井流二段上部 $R_0 < 0.6\%$,表明烃源岩成熟度较低或未成熟,超压主要由压实不均衡造成;二是 XWX1、XWX6 井等代表的生烃增压

成因。其原理是 Momper (1978) 提出的干酪根成烃作用引起超压作用,即当有机质生成烃类,其体积增大,可以大幅度提高已压实岩层中的压力。根据 Swarbrickde (1998) 计算,含 10% 干酪根体积的烃源岩在大量生烃过程中,当干酪根消耗一半时可产生 10 MPa 的超压^[15]。

4.1.2 生烃增压

郭小文等提出一个生油增量计算的定量模型^[15],依据该模型对本区主要成藏期以来几次主要构造运动期的生烃增压量进行计算,其主要计算公式如下,主要前提和参数的设定见文献^[15]:

$$p = AFM_k [\alpha D(1 - p_h C_o) - 1] / [C_w V_{w1} \rho_k + (1 - AF) C_k M_k + \alpha AF M_k D C_o] \quad (1)$$

式中: $D = \rho_k / \rho_o$ 。

假设生油增压是在封闭条件下进行的,石油残留系数 α 取 1;泥岩孔隙度取 1%,泥岩密度为 2.3 g/cm³;干酪根的密度取 1.2 g/cm³,压缩系数为 $1.4 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$;石油密度取 0.83 g/cm³,压缩系数取 $2.2 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$;地层水的压缩系数为 $0.44 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$ ^[15];有机碳、氢指数数据取研究区内各井点烃源岩实测数值。

对本区内各井点烃源岩生烃增压量进行计算,结果表明,埋深越大,烃源岩成熟度越高,生油增压量越大,深凹内埋深 5 203 m,现今生油增压量为 18.9 MPa(表 1)。XWX8 井流二段烃源层模拟计算现今生烃增压值为 11.8 MPa,试油测试资料表明流二段内部存在超压,实测剩余压力为 7.8 MPa,虽有误差,但表明该方法均有一定的可靠性。

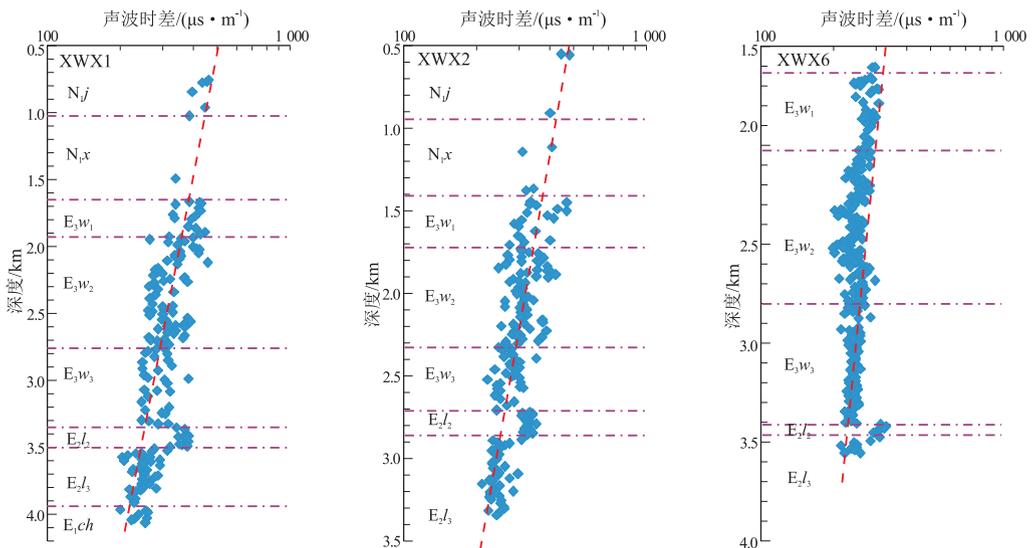


图4 北部湾盆地迈陈凹陷 XWX1、XWX2A 和 XWX6 井泥岩声波时差与深度关系

Fig.4 Relationship between acoustic travel time and depth of wells XWX1, XWX2A and XWX6 of Maichen Sag, Beibuwan Basin

表 1 北部湾盆地迈陈凹陷各井点烃源岩生油增压计算结果
Table 1 Calculated overpressure values derived from hydrocarbon generation in wells in Maichen Sag, Beibuwan Basin

井号	烃源岩埋深/m	R _o /%	生油增压量/MPa				实测剩余压力/MPa
			E ₃ 末期 南海运动	N _{1j} 末期 东沙运动 I	N _{1d} 末期 东沙运动 II	现今	
XWX1	3 364	0.65		2.4	5.7	6.2	
XWX3	5 203	1.25	11	15.4	17.7	18.9	
XWX6	3 374	0.68		2.2	5.4	7.5	
XWX7	3 686	0.71		4.9	9.5	10.8	
XWX8	3 756	0.72		6.6	10.5	11.8	7.8

同时,XWX6 井流三段顶部油藏存在弱超压,也可能指示该层受到现今生烃增压的影响。

在井点计算生烃增压量的基础上,利用本区烃源岩成熟度与深度的关系图版,结合烃源岩转化率,对本区关键地质时期烃源岩生烃增压进行计算。可以看出,角尾组沉积末期烃源岩大范围成熟,生烃增压作用延伸到斜坡带(图 5)。

4.2 储层排替压力

在异常高压的外力作用下,油气从一个输导系统进入另一个输导系统的主要阻力来自储层排替压力。对研究区不同泥质含量的地层进行取样,测试样品泥质含量和排替压力,在实测压力散点分析的基础上,采用内插法拟合不同泥质含量岩石排替压力,绘制不同泥质含量岩石排替压力随埋藏深度变化计算图版(图 6),根据本区各主要地层的泥质含量推算储层排替压力,从而可以计算得出不同时期不同泥质含量储层的排替压力平面分布特征。

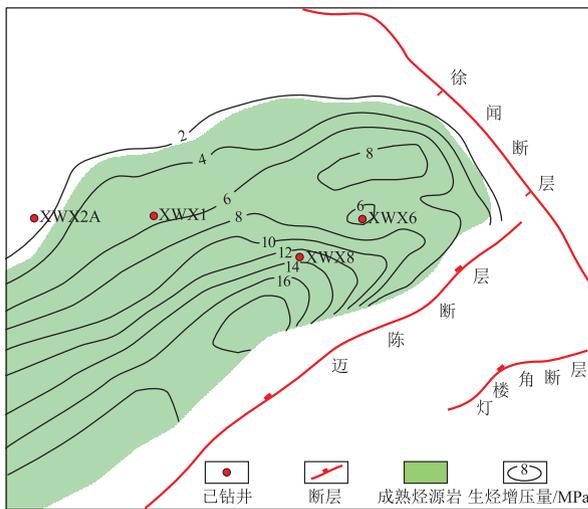


图 5 北部湾盆地迈陈凹陷角尾组沉积末期流二段生烃增压平面等值线

Fig.5 Isogram of overpressure values derived from hydrocarbon generation of Liushagang source rocks in the late deposition stage of Jiaowei Formation of Maichen Sag, Beibuwan Basin

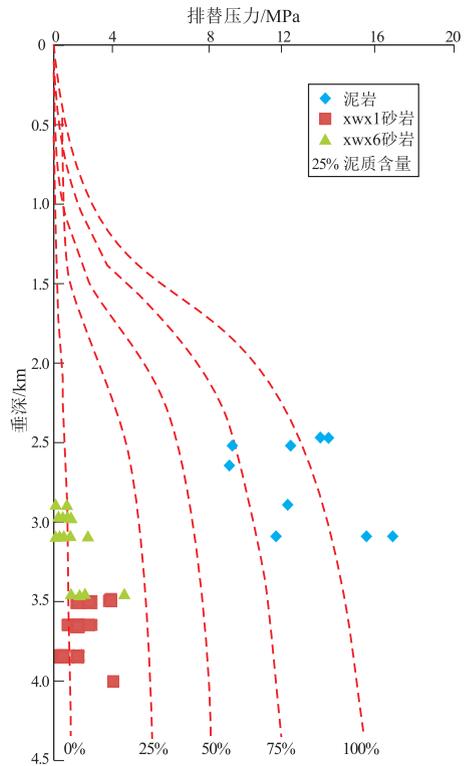


图 6 北部湾盆地迈陈凹陷储层排替压力计算图版

Fig.6 Calculating chart of reservoir entry pressure of Maichen Sag, Beibuwan Basin

吕延防等^[16]提出,在断层停止活动期,断层可视为封闭性较强的岩石,即断层岩,并给断层岩的排替压力计算流程、方法与参数,主要是通过分析与计算静岩压力、断面正应力、断层岩泥质含量等步骤,利用排替压力计算图版来得出断层岩的排替压力。本次研究即在这一方法的指导下计算断层对油气运移的阻力大小。

5 动力学模型与动力学方程

根据断陷盆地幕式成藏的特点,建立 4 个动力学模型及其方程式,讨论不同条件下动力阻力条件相互变化的关系,由此分析油气可能运移的距离与成藏的位置。

5.1 超压驱动动力学模型及方程

这一模型主要用于定量分析油气在断裂幕式活动期从烃源岩进入储层的能力与范围。

当烃源岩大规模进入生烃阶段,生烃作用不断增强,尤其是当烃源岩达到生烃高峰时,大量生烃导致烃源岩地层压力大幅度提高^[15]。而当断裂活动时,烃源层通过断裂与储集层沟通,形成一个连通的体系,油气从烃源层中排出,通过断裂、裂缝进入储集层。在这一过程中,不同层系间的剩余压力差、流体的浮力、岩层的毛细管力等都会对油气运动产生影响。在这个幕式开放连通的体系中(图7),油气从烃源层进入储集层需要满足动力学方程:

$$E_{动} > E_{阻} \quad (2)$$

式中: $E_{动}$ 是油气进入储集层的动力, $E_{阻}$ 是油气进入储集层所受的阻力。

在这一初次排烃模型中,设定断裂活动期断层呈开启状态并连通烃源层与储层,由于超压是主要动力源,断裂及裂缝形成的通道属于管流通道,运移状态呈连续油相或混涌相,其动力构成方程为:

$$E_{动} = (P_{fs} - P_{fr}) \cdot S + \Delta P \cdot S \quad (3)$$

式中: P_{fs} 为烃源层A点静水压力, P_{fr} 为储集层B点静水压力, $P_{fs} - P_{fr}$ 为烃源层与储集层之间的静水压力差, ΔP 为烃源层生烃增压, S 为油柱横截面的面积。对于静水压力,有:

$$P_{fs} = \rho_w g z \quad (4)$$

$$P_{fr} = \rho_w g (z-h) \quad (5)$$

代入公式(3),变换为

$$E_{动} = \rho_w g h S + \Delta P \cdot S \quad (6)$$

式中: ρ_w 为地层水密度, g 为重力加速度, z 为烃源

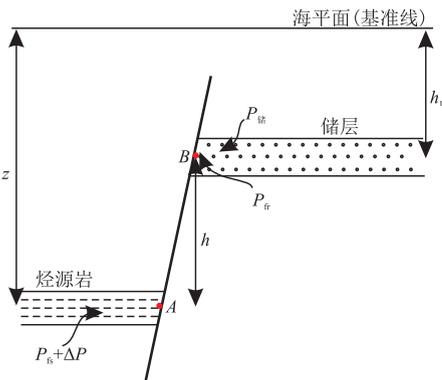


图7 超压驱动动力学模型

Fig.7 Dynamic model of hyperpressure driving

岩深度, h 为AB之间高度差。

阻力主要来源于储层的排替压力和AB之间的油柱重力,阻力构成方程为:

$$E_{阻} = \rho_o g h S + P_{储} S \quad (7)$$

式中: ρ_o 为油密度, $P_{储}$ 为储集层排替压力。

将式(6)、(7)代入式(2)进行变换,有:

$$\Delta P + (\rho_w - \rho_o) g h > P_{储} \quad (8)$$

表明只要烃源层的生烃增压与两层系之间油柱的浮力之和大于储层的排替压力,油气就可以进入该储集层。

对本区角尾组沉积末期成熟烃源岩范围内的生烃增压量进行了计算,叠合了这一时期主要储层涸三段的排替压力(图8),可以看到,迈陈凹陷角尾组沉积末期流二段的生烃增压远大于涸三段储层排替压力,油气能够快速进入储层。

5.2 持续运移动力学模型及方程

在幕式成藏作用下,油气通过初次排烃进入储集层后,连续分布的油气的后端压力系统与前端压力系统尚未达到平衡状态,此时,前后端的剩余压差驱使油气体继续进行纵向或侧向运移。此时断裂活动强烈,活动断层均处于开启状态,油气可沿断层和储集层连续运移,直至剩余压差在阻力的作用下衰竭为零值。

在这一过程中,需要考虑油气是一种黏滞性液体,沿势能降低的方向运移过程中,存在着能量的

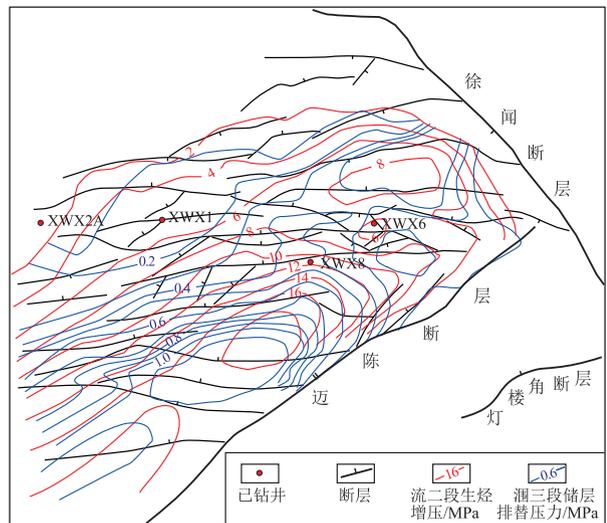


图8 北部湾盆地迈陈凹陷角尾组沉积末期流二段生烃增压及涸三段储层排替压力等值线

Fig.8 Isogram of overpressure values derived from hydrocarbon generation of Liushagang source rocks in the late deposition stage of Jiaowei Formation overlapped with reservoir entry pressure of Weizhou Formation of Maichen Sag, Beibuwan Basin

损失;随着运移距离的延长,进入储集层的油气流体剩余压力逐渐降低,当剩余压力趋于 0 时,油气将主要依靠浮力作为运移驱动力,因此,在持续运移动力学模型中需要考虑压力降问题。本文主要采用流体力学中的柏努利方程和曼宁方程分析油气在运移过程中的压力降,该方法引自庄嘉翠等^[17]提出的“油气沿断层输导的压力降模型”(图 8),其压力降公式描述为:

$$P_2 = (Z_1 - Z_2) \gamma + P_1 - \left(\frac{a}{2g} + \frac{L n^2}{R^3} \right) v_2^2 \gamma \quad (9)$$

式中: Z_1 为流体在原点 O 处的高程; Z_2 为流体在点 A 处的高程; P_1 为流体在原点 O 处的地层压力; P_2 为流体在点 A 处的地层压力; v_2 为流体在点 A 处的流速,通常取 0.05~0.1 m/s; γ 为流体容重,其值为目前烃源层的流体密度与重力加速度的乘积; g 为重力加速度; L 为流体的流程; a 为动能修正系数,通常取 1.05~1.10; n 为断裂壁的粗糙系数,结晶岩石表面该值为 0.02,有断续阻隔的裂隙时该值为 0.1~5,; R 为水力半径,取值 0.05 m^[17]。

在断层开启、砂体连通的条件下,通过这一模型,可计算出距离排烃处不同位置的油气剩余压力,则可以判断该模型下油气最远运移距离。从图 9 中可以看出,在角尾组沉积末期,油气进入涪三段后,向北最远可以运移至外斜坡,向东可以运移至徐闻断层下降盘。

5.3 侧向封闭动力学模型及方程

在幕式成藏期,油气运移过程中可能会遇到断

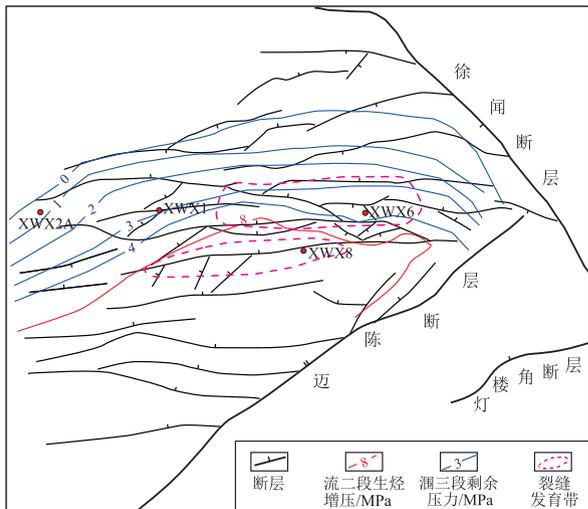


图 9 北部湾盆地迈陈凹陷角尾组沉积末期涪三段剩余压力等值线

Fig.9 Isogram of Weizhou Formation residual pressure in the late deposition stage of Jiaowei Formation of Maichen Sag, Beibuwan Basin

层或岩性变化,一些断层此时活动性较弱,起到封闭作用,同时岩性如果发生变化,也会阻碍油气的运移。

在油气运移路径侧向封闭条件下,需要建立一个新的动力学模型来讨论油气运移的动力与阻力。若油气运移的动力足以突破封闭性断层或岩性突变造成的阻力,则油气继续运移;若小于阻力,则断层或岩性突变成形阻滞作用,油气在阻力大于动力区域聚集(图 10)。图 10 中所示油柱所受应力主要包括受烃源岩超压驱动运移至储集层后的流体剩余压力($\Delta P'$)、重力(G)、浮力($F_{浮}$)和油柱上端封挡的阻力($F_{阻}$)。

通过分析可以看出,油气侧向运移的动力为 $\Delta P'S$ 和 $F_{浮}$ 沿储层上倾方向的分量;油气侧向运移的阻力为储层侧向对接介质(断层或突变的岩性)的产生的阻力 $P_{排}S$ 和重力 G 沿储层下倾方向的分量。所以,油气要继续运移,必须满足:

$$\Delta P' S + F_{浮} \sin\theta > P_{排} S + G \sin\theta \quad (10)$$

式中: $\Delta P'$ 为受烃源岩超压驱动运移至储集层后流体剩余压力; $F_{浮}$ 为浮力; $P_{排}$ 为断层或突变岩性的排替压力; G 为重力; θ 为储层倾角。其中:

$$F_{浮} = \rho_w g V = \rho_w g L S \quad (11)$$

$$G = \rho_o g V = \rho_o g L S \quad (12)$$

式中: V 为油柱体积; L 为油柱长度; S 为油柱横截面的面积。

代入式(10),可以得出:

$$\Delta P' S + \rho_w g L S \sin\theta > P_{排} S + \rho_o g L S \sin\theta \quad (13)$$

$L \sin\theta = h$ (h 为油柱高度),所以可以得出下式:

$$\Delta P' + (\rho_w - \rho_o) g h > P_{排} \quad (14)$$

$\Delta P'$ 可以利用压力降模型式(9)进行计算。若 $P_{排}$ 为岩性突变产生,则可通过实测或沉积相研究进行预测;若 $P_{排}$ 为断层产生,可参考文献[16]利用断层岩排替压力内插图版计算。

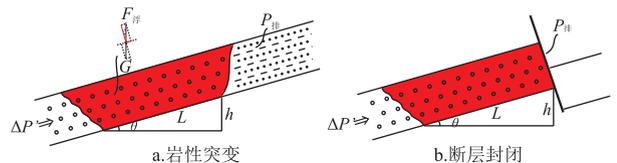


图 10 侧向封闭条件油气运移动力学模型

Fig.10 Dynamic model of oil and gas migration blocked by lateral seal

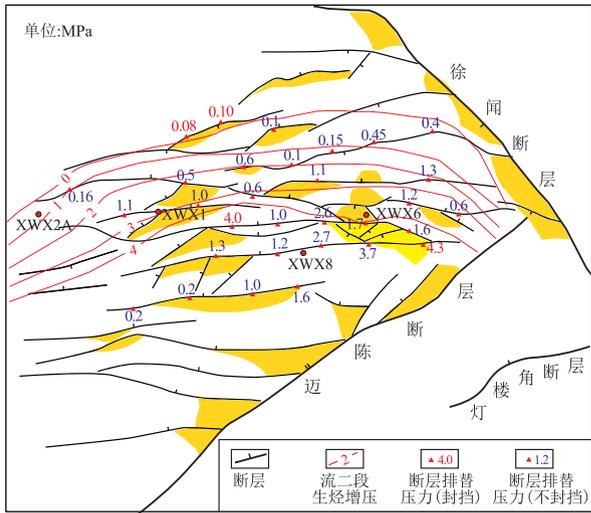


图 11 北部湾盆地迈陈凹陷断层封闭条件下角尾组沉积末期涸三段剩余压力与断层排替压力关系

Fig.11 Weizhou Formation residual pressure overlapped with fault entry pressure in the late deposition stage of Jiaowei Formation considering fault seal condition of Maichen Sag, Beibuwan Basin

从图 11 中可以看出,在油气幕式排烃运移的过程中,烃源层生烃增压为油气运移提供了足够的动力,即使部分断层活动性较弱,可能会形成断层封闭,但此时断层岩排替压力与生烃增压的驱动力相比较小,难以形成侧向封挡,油气能够突破阻碍运移至较远的距离。

5.4 浮力驱动动力学模型及方程

随着油气持续运移,动力与阻力的相互作用最终将导致剩余压差趋向于零。当剩余压力消失后,油气在储集层内将只能依靠浮力进行运移。这一模型表达的是在剩余压差趋零后,油气在浮力作用下的动力与阻力关系。

浮力是油(或气)与水之间的密度差值引起的,它的方向总是垂直向上,在油气的二次运移过程中,它沿地层倾角的分量是驱动油气继续运移的动力(图 10a)。

运移过程中起到驱动作用的浮力是净浮力,计入了油柱本身受到的重力作用,其公式表达如下:

$$P_{浮} = Z(\rho_w - \rho_o)g \quad (15)$$

式中: $P_{浮}$ 是单位面积所受净浮力; Z 是连续油柱的垂直高度。

从式(15)中可知,净浮力的大小只与连续油柱的垂直高度及油(或气)与水之间的密度差值有关,地层压力对其没有影响。

在浮力驱动模式下,油气运移的动力学方程为: $P_{浮} > P_{排}$,油气浮力值越大,储层的物性越好,越

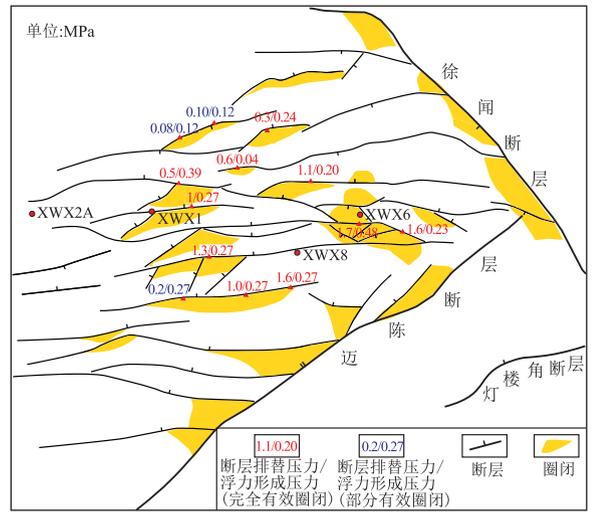


图 12 北部湾盆地迈陈凹陷角尾组沉积末期涸三段断层排替压力与圈闭内油气浮力关系

Fig.12 Relationship between fault entry pressure and hydrocarbon buoyancy in Weizhou Formation trap in the late deposition stage of Jiaowei Formation of Maichen Sag, Beibuwan Basin

有利于油气的运移;油气浮力值越小,储层的物性越差,越有不利于油气的运移。

当断层停止活动之后,进入储层的油气失去了外在驱动动力,油气运移的动力仅来自于自身的浮力,将之与断层岩排替压力进行比较,就得出圈闭的有效性。研究区内以角尾组沉积末期的断层为考察对象,在烃源层释放了生烃增压形成的剩余压力后,油气仅靠浮力驱动进行运移,此时断层活动性减弱,可视为封闭性断层。从图 12 中可以看出,涸三段圈闭中浮力所形成的压强既有比断层排替压力大的,也有比之小的,就形成了完全有效圈闭和部分有效圈闭 2 种类型。完全有效圈闭指浮力压强小于断层岩排替压力,断层能够封挡等同于圈闭幅度的油柱高度。部分有效圈闭指浮力压强大于断层岩排替压力,断层未能完全封挡整个圈闭幅度的油柱,仅能封挡部分高度的油柱。

由于在空间上难以把握,时间上不可重复,决定了油气成藏动力学方面的研究往往难以考虑到各种因素的共同作用或综合关系,具有相当大的难度^[18]。

6 结论

(1)本文在定量分析油气运聚特征的基础上,试图从油气运移的动力与阻力角度出发,建立一个新的定量计算动力学模型与方程,涉及了从烃源岩生烃增压、排烃、油气在断层和储层中运移直到聚集成藏的整个过程,所包含的动力学模型可总结为:超压驱动动力学模型、持续运移动力学模型、侧

向封闭动力学模型和浮力驱动动力学模型。

(2)从北部湾盆地迈陈凹陷的研究实例来看,该区角尾组沉积末期是油气排出、运移的一个重要时期,角尾组沉积末期生烃增压远大于储层排替压力,油气能够快速进入储层,并且断层岩排替压力与之相比较小,难以形成侧向封挡,油气能够运移较远的距离,向北最远可以运移至外斜坡,向东可以运移至徐闻断层下降盘。当生烃增压随着油气不断运移衰竭趋零后,油气运移的动力仅来自于自身的浮力,将之与断层岩排替压力进行比较,可以分析圈闭的有效性,指导下步钻井部署。

(3)上述模型和方程是在理想状态下的讨论,断裂内部结构的非均质性、输导层的非均质性、温度场和压力场的变化等,都会引起油气运移动力和路径的变化,对油气运聚成藏动力学更为精细的量化研究还需要长期的、深入的研究。

参考文献:

[1] 李明诚.石油与天然气运移[M].2版.北京:石油工业出版社,1994.
Li Mingcheng.Oil and gas migration[M].2nd ed.Beijing:Petroleum Industry Press,1994.

[2] 张厚福.石油地质学[M].北京:石油工业出版社,1999.
Zhang Houfu.Petroleum geology[M].Beijing:Petroleum Industry Press,1999.

[3] 蒋有录,查明.石油天然气地质与勘探[M].北京:石油工业出版社,2006.
Jiang Youlu,Zha Ming.Oil-gas geology and exploration of[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2006.

[4] Schowalter T T.Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment[J].AAPG Bulletin,1979,63(5):723-760.

[5] 罗晓容.油气运聚动力学研究进展及存在问题[J].天然气地球科学,2003,14(5):337-346.
Luo Xiaorong.Review of hydrocarbon migration and accumulation dynamics[J].Natural Gas Geoscience,2003,14(5):337-346.

[6] 张萍,郑军,席敏红,等.北部湾盆地涠西南凹陷西南缘油气成藏条件及模式[J].石油实验地质,2015,37(2):157-163.
Zhang Ping,Zheng Jun,Xi Minhong,et al.Hydrocarbon accumulation conditions and patterns in the southwestern margin of Weixinan Sag, Beibuwan Basin[J].Petroleum Geology & Experiment,2015,37(2):157-163.

[7] 苏永进,唐跃刚,石胜群,等.北部湾盆地迈陈凹陷东部地区油气成藏特征[J].石油与天然气地质,2009,30(2):210-214.
Su Yongjin,Tang Yuegang,Shi Shengqun,et al.Characteristics of hydrocarbon pooling in the east of the Maichen sag of the Beibu Gulf Basin[J].Oil & Gas Geology,2009,30(2):210-214.

[8] 刘宏宇,陈平,陈伟,等.北部湾盆地迈陈凹陷油气成藏地质特点及油气藏类型[J].海洋石油,2013,33(3):18-22.
Liu Hongyu,Chen Ping,Chen Wei,et al.Hydrocarbon accumulation characteristics and reservoir types of Maichen Sag in Beibuwan Basin[J].Offshore Oil,2013,33(3):18-22.

[9] 陈平,马英俊,施琰,等.迈陈凹陷东部涠洲组储层特征及影响因素[J].石油实验地质,2015,37(4):460-465.
Chen Ping, Ma Yingjun, Shi Yan, et al. Reservoir characteristics and influencing factors of Weizhou Formation in eastern Maichen Sag, Beibuwan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(4): 460-465.

[10] 陈伟,刘宏宇,吴峰,等.迈陈凹陷东部构造演化及其对构造样式的影响[J].新疆石油地质,2013,34(4):402-404.
Chen Wei, Liu Hongyu, Wu Feng, et al. Structural evolution of eastern Maichen Sag in Junggar Basin and influence on its structural styles [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2013, 34(4): 402-404.

[11] 戴祉平,包建平,刘玉瑞,等.北部湾盆地迈陈凹陷徐闻 1 井油源研究[J].石油天然气学报,2009,31(4):9-13.
Dai Zhiping, Bao Jianping, Liu Yurui, et al. Study on the correlation between crude oils and source rocks from well Xuwen-1 in Maichen Sag of Beibuwan Basin [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2009, 31(4): 9-13.

[12] 包建平,刘玉瑞,朱翠山,等.北部湾盆地迈陈凹陷徐闻 X1 井油气地球化学特征[J].天然气地球科学,2006,17(3):300-304.
Bao Jianping, Liu Yurui, Zhu Cuishan, et al. The geochemical properties of natural gas and crude oil from XUWEN X1 well, Maichen sag, Beibuwan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(3): 300-304.

[13] 陈伟,刘宏宇,侯峰,等.迈陈凹陷东部构造特征及其对油气成藏的影响[J].复杂油气藏,2013,6(1):17-21.
Chen Wei, Liu Hongyu, Hou Feng, et al. Tectonic characteristics and their impacts on hydrocarbon accumulation in eastern Maichen Sag [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2013, 6(1): 17-21.

[14] 罗晓容,雷裕红,张立宽,等.油气运移输导层研究及量化表征方法[J].石油学报,2012,33(3):428-436.
Luo Xiaorong, Lei Yuhong, Zhang Likuan, et al. Characterization of carrier formation for hydrocarbon migration: Concepts and approaches [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 428-436.

[15] 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):637-644.
Guo Xiaowen, He Sheng, Zheng Lunju, et al. A quantitative model for the overpressure caused by oil generation and its influential factors [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(4): 637-644.

[16] 吕延防,黄劲松,付广,等.砂泥岩薄互层段中断层封闭性的定量研究[J].石油学报,2009,30(6):824-829.
Lü Yanfang, Huang Jingsong, Fu Guang, et al. Quantitative study on fault sealing ability in sandstone and mudstone thin interbed [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(6): 824-829.

[17] 庄嘉翠,张善文,王永诗,等.油气沿断层输导的压力降模型[J].油气地质与采收率,2008,15(2):46-48.
Zhuang Jiacui, Zhang Shanwen, Wang Yongshi, et al. Pressure fall model of hydrocarbon conducted by fault [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(2): 46-48.

[18] 罗晓容.油气成藏动力学研究之我见[J].天然气地球科学,2008,19(2):149-156.
Luo Xiaorong. Understandings on dynamical studies of hydrocarbon migration and accumulation [J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(2): 149-156.