

文章编号: 0253-9985(2007)05-0641-12

陆相断陷盆地相-势耦合控藏作用及其基本模式

庞雄奇^{1,2}, 李丕龙³, 张善文³, 陈冬霞¹, 宋国奇³, 王永诗³, 张俊^{1,2}

(1. 中国石油大学 石油与天然气成藏机理教育部重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石油大学 盆地与油藏研究中心, 北京 102249;

3. 中国石化 胜利油田股份有限公司, 山东 东营 257051)

摘要: 陆相断陷盆地油气运移、富集具有“断坡控砂、复式输导、相势控藏”的基本特征。文中以渤海湾盆地东营凹陷为例, 详细阐述了“相”“势”控藏特征和“优相-低势耦合控藏”的基本模式。研究表明, “相”控油气作用可分 4 个层次, 即构造相控油气作用、沉积相控油气作用、岩相控油气作用和岩石物理相控油气作用, 它们反映了从宏观到微观的油气分布规律和富集机制。“相”控油气作用的基本模式为“高孔-优相控藏”。“势”控油气作用可分为 4 种类型, 即位能控油气作用、压能控油气作用、界面能控油气作用和动能控油气作用。不同类型势能控制着不同类型油气藏的形成和富集。“势”控油气作用的基本模式为“低势控藏”。优相-低势耦合作用控制了东营凹陷 90% 以上的油气藏分布, 决定了不同类型的油气藏在不同埋深条件下的分布及势能差异, 解释了主要目的层有效储层临界孔隙度随埋深增大而变小的规律性, 阐明了各类圈闭内部势能较外部势能低 50% 以上才能开始聚集油气的机制。应用“近源-优相-低势”控藏模式可以对陆相断陷盆地潜在隐蔽油气藏进行分布预测。

关键词: 流体势; 相势控藏; 隐蔽油气藏; 陆相断陷盆地; 济阳坳陷

中图分类号: TE122.3 **文献标识码:** A

Control of facies-potential coupling on hydrocarbon accumulation in continental faulted basins and its basic geological models

Pang Xiongqi^{1,2}, Li Pilon³, Zhang Shanwen³, Chen Dongxia¹, Song Guoqi³, Wang Yongshi³, Zhang Jun^{1,2}

(1 Key Laboratory for Hydrocarbon Accumulation Mechanism in Ministry of Education, China University of Petroleum,

Beijing 102249, China; 2 Basin and Reservoir Research Center, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

3 Shengli Oilfield Limited Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257051, China)

Abstract Hydrocarbon migration and accumulation in continental faulted basins feature in “fault-slope controlling sand, multiple hydrocarbon transporting system, sedimentary facies and fluid potentials jointly controlling hydrocarbon accumulation”. Taking the Dongying Sag in the Bohaiwan Basin as an example, this article expounds on the characteristics of facies-potential controlled reservoiring and the basic geological model of “dominant facies-low potential coupling controlled reservoiring”. The research shows that the controlling effects of sedimentary facies on hydrocarbon accumulation can be divided into four categories: structural facies, sedimentary facies, lithologic facies and petrophysical facies. They reflect hydrocarbon distribution and accumulation model from macro to micro perspectives. The basic geological mode of facies controlled hydrocarbon accumulation is “high porosity and dominant facies”. While fluid potential control over oil and gas accumulation can be divided into the following four types: namely geopotential energy, pressure energy, interfacial energy, and hydrodynamic energy. These four types of potentials control the formation and distribution of different reservoirs with a basic geological model of “low potential controlled hydrocarbon accumulation”. The coupling of dominant facies and low potential control more than

收稿日期: 2007-07-21

第一作者简介: 庞雄奇 (1961—), 男, 教授、博士生导师, 油气成藏与资源评价

基金项目: 国家基础研究发展规划 (973) 项目 (2006CB202308); 国家“十五”科技攻关项目 (2003BA615A02)

90% of the discovered hydrocarbon accumulations in the the Dongying Sag and determine the distributions and potential energy differences of different types of oil/gas reservoirs with different burial depth, and helps to explain the decreasing trend of the threshold porosity of effective reservoirs with the increasing burial depth and to illustrate the mechanism that hydrocarbons can accumulate only when the internal potential of a trap being less than a half of the external potential. The reservoiring controlling model of “near source kitchen, dominant facies and low potential” can be applied in predicting the distributions of subtle oil and gas reservoirs in continental faulted basins.

Key words fluid potential; control of facies-potential on hydrocarbon accumulation; subtle hydrocarbon reservoir; continental faulted basin; Jiyang Depression

20 世纪 90 年代中期以后,我国进入了以岩性-地层油气藏为主的隐蔽油气藏勘探阶段。国内地质家以陆相断陷盆地的时空演化为背景,开展了隐蔽油气藏成因机制和分布规律的研究,初步提出了以“断坡控砂”“复式输导”和“相势控藏”为核心内容的隐蔽油气藏勘探理论^[1~4]。该理论应用于胜利油田的产业化生产中,取得了显著的勘探和生产效果。仅 2000—2003 年,该油区的探明和控制储量就达到了 5.3×10^8 t; 油田建成了 500×10^4 t 的原油生产能力^[5],研究成果获得了国家科技进步一等奖。本文重点介绍该理论研究中核心内容之一的“相-势控藏作用”及其基本模式。

1 相-势控藏概念与研究意义

油气藏的形成和分布受“相”和“流体势”双重要素的联合控制,简称“相-势控藏”。宏观上,它们控制着油气藏的时空分布;微观上,控制着油气藏的含油气性。不同类型的油气藏受“相”“势”控制的特征不同。相-势控藏概念的提出解决了以浮力为动力学特征的构造油气藏成因理论不能解释隐蔽油气藏(岩性-地层油气藏)的形成机理和油气分布规律诸方面的问题。相-势控藏理论的提出从宏观上揭示了不同油气藏在时间和空间上分布的差异性与规律性,从微观上分析了不同类型油气藏含油气性的差异性及成因机理。

2 相控油气作用特征及模式

2.1 相的地质概念与层次表征

“相”这一概念最早是由丹麦地质学家斯丹诺(N. Steno, 1669)首先引入地质文献的,他提出的

“地质相”是指一定地质时期内地表某一部分的全貌^[6]。被应用到石油地质学中时,地质学家们又分别给出了不同的相的定义和所包涵的内容。1938 年,瑞士地质学家格列斯利(A. Gressly, 1938)开始把“相”的概念用于沉积岩,提出沉积相的概念^[7]。Hsu(1991)及许靖华(1994)等提出了构造相的概念,并把在特征上具有相似的变形与就位特征的一组地层与构造的组合称为构造相^[8]。信荃麟等(1985)针对我国断陷湖盆的构造、沉积等特征,提出了盆地构造-岩相的概念,其中岩相是一定沉积环境中形成的岩石或岩石组合^[9]。D. R. Spain(1992)又提出在单井剖面上划分岩石物理相,岩石物理相是一定沉积环境中形成的岩石的渗流特征^[10]。

对于一个含油气盆地,在油气生成、运移和聚集成藏过程中,“相”对油气的控制作用可以从宏观到微观分为 4 个不同的层次,即构造相控油气作用、沉积相控油气作用、岩相控油气作用及岩石物理相控油气作用。自构造-沉积-成岩-储集呈现出逐级控制油气富集的过程,构造相-沉积相-岩相-岩石物理相是一个宏观到微观分级表征相对油气富集的控制过程,构造相控制着沉积相、沉积相控制着岩相、岩相控制着岩石物理相。因此,上述 4 个层次的相控油气作用反映了地质体系中油气藏从宏观到微观的分布规律。

2.2 相控油气作用地质特征

2.2.1 构造相控油气地质特征

构造环境和构造位置控制着岩石沉积时的环境和后期成岩作用,形成各种类型的沉积体系,并造成砂体富集程度的差异^[11],宏观上控制着油气分布规律。渤海湾盆地东营凹陷是典型的箕状断

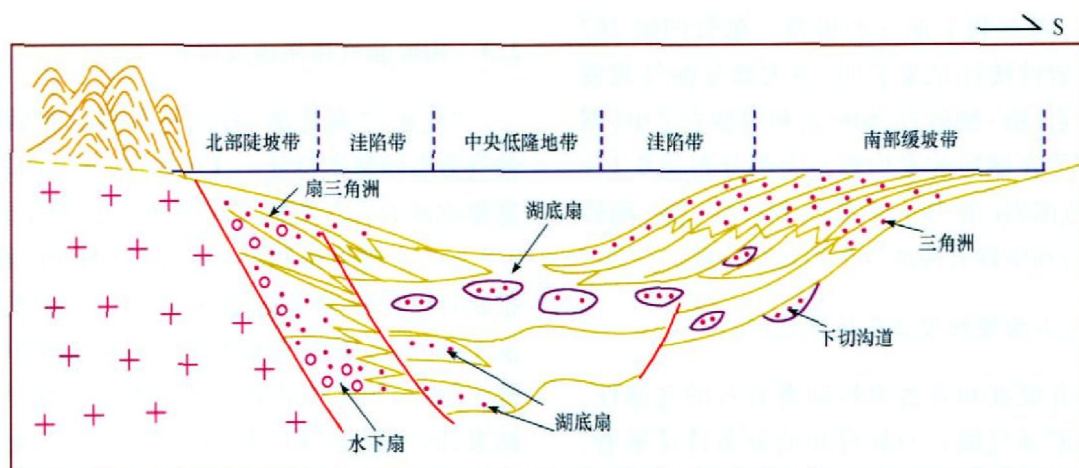


图 1 东营凹陷二级构造单元划分与沉积相分布示意图

Fig. 1 Sketch map showing the secondary structural unit division and sedimentary facies distribution in the Dongying Sag

陷盆地,主要发育 4 个二级构造单元:北部陡坡带、南部缓坡带、中央洼陷区和凹中隆起带(图 1)。

东营凹陷北部陡坡边界古地形断阶发育,横向上呈现沟、梁相间的古地貌特征^[12],在这种基岩古构造背景的控制下发育大量的陡坡砂砾岩体,以近岸水下扇和扇三角洲为沉积主体。东营凹陷南部缓坡带是周缘水流入湖的通道,在滨浅湖地带主要以三角洲相砂体和沿岸滩坝发育为主。中央隆起带是凹中的低隆起带,沉积体系以不断向湖盆中央推进的三角洲沉积为主。东营凹陷中央洼陷带是断陷湖盆中基底埋藏深的断陷区,陡坡和缓坡发育的三角洲、扇三角洲在进积过程中因物源供给充足,其前缘斜坡带液化的沉积物在外力作用下沿斜坡向下滑动形成重力流(浊流),在坡脚或湖底更深处再次沉积,形成了滑塌成因的浊积扇(图 1)。勘探结果表明,油气藏的个数以中央背斜带最多,其次为凹陷带,然后为北部陡坡带和南部缓坡带;储量分布以中央背斜带最为丰富,北部陡坡带圈闭的规模比凹陷带大,南部缓坡带的油气储量相对较少(图 2)。

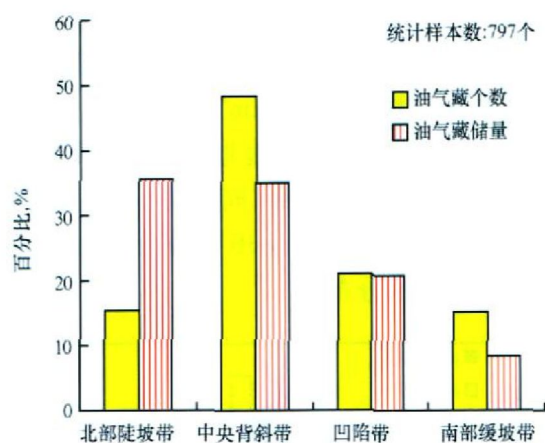


图 2 东营凹陷不同构造带油气藏分布特征

Fig. 2 Reservoir distribution in different structural belts of the Dongying Sag

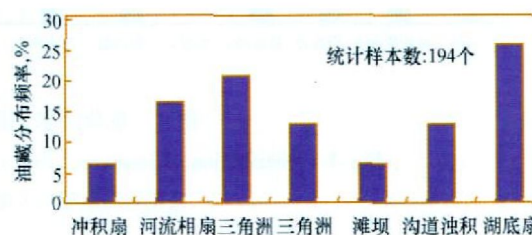


图 3 东营凹陷不同沉积相带油气藏分布特征

Fig. 3 Reservoir distribution in different sedimentary facies belts in the Dongying Sag

2.2.2 沉积相控油气地质特征

不同的沉积体系和沉积相进一步控制着油气分布区。东营凹陷碎屑岩沉积体系主要包括洪积扇、河流、扇三角洲、近岸水下扇、滨浅湖滩坝、三角洲、浊积扇等。对东营凹陷 4 个洼陷带、北部陡坡带、南部缓坡带及中央隆起带油气分布特征的统计表明,有利于油气富集成藏的沉积相带顺序依次是浊积扇、三角洲、扇三角洲、河流相、三角洲

等(图 3)。

2.2.3 岩相控油气地质特征

碎屑岩储层的岩相控制着油气的聚集和富集,表现为不同的岩石类型、粒度、分选、填隙物含量等影响岩层的含油气性。理想条件下,颗粒的粒度中值越大,分选性越好,结构成熟度和成分成

熟度越高,越有利于油气的聚集。东营凹陷 267 个油藏的岩性统计结果表明,绝大部分油气藏发育在粉砂岩、粉-细砂岩、细砂岩和中砂岩之中(图 4a);油藏所在储层的平均粒径大都分布在 0.1~0.5 mm 范围内(图 4b),它们与粉砂岩、粉-细砂岩、细砂岩和中砂岩控油气作用对应一致。

2.2.4 岩石物理相控油气地质特征

岩石孔隙度和渗透率控制着岩石的含油性。从东营凹陷油气藏岩石物理相的分布特征来看,孔隙度主要分布在 15%~30%,渗透率在 $10 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 5)。已发现的油气藏大都分布在孔隙度为 15%~25%的储层内或渗透率为 $10 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层内,且已发现的油气储量大都分布在孔隙度大于 20%的储层内和渗透率大于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层内。油气藏内的含油气饱和度随孔隙度增大或渗透率增大而增加,一般在 45%~65%。同一储层内,孔隙度小于 10%或渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的部位内很难发现有油气藏的分布。

2.3 相控油气作用地质模式

“优相”“高孔渗”控藏是我国陆相断陷盆地油气分布的基本特征。这里的“优相”指适合油气富集成藏的岩石类型,岩石的粒径一般介于 0.1~0.5 mm,主要为粉砂岩-砂岩。这里的“高孔渗”指相对高孔渗,随着埋藏深度加大,它们的临界标准不断降低(图 6)。根据东营凹陷浅部 70 m 至深部 3 700 m 303 个碎屑岩油气藏的物性分布统计结果,油气藏受“相”和“孔、渗”两个方面因素的联合控制。“相”主要受原始的构造条件、沉积水动力和岩石类型的制约;“孔、渗”除了与岩石类型等因素相关外,还与它们沉积后的埋藏演化相关。东营凹陷“优相-高孔渗”控藏作用模式可用图 7 表示。该模式可分为 4 个区,其中 A 为优相-高孔渗控藏区, B 为优相-低孔渗控藏区, C 为粗相-低孔渗控藏区, D 为细相-低孔渗控藏区。东营凹陷已发现的油气藏 96% 分布在 A 区,即在优相-高孔渗控藏区。这进一步说明了相对油气藏形成和分布的控制作用。

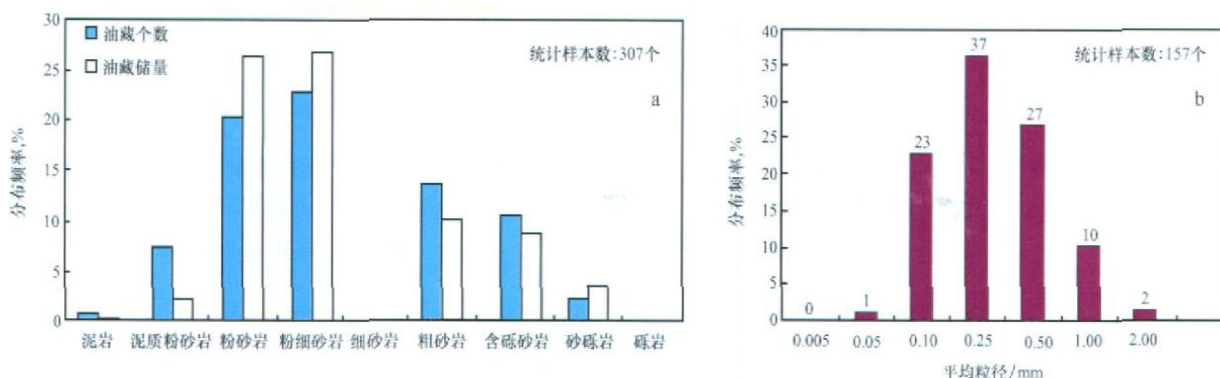


图 4 东营凹陷储层岩相及含油气性分布柱状图

Fig. 4 Distribution of reservoir lithofacies and hydrocarbon potential in the Dongying Sag

a. 储层岩石类型与含油性关系; b. 储层粒径与含油性关系

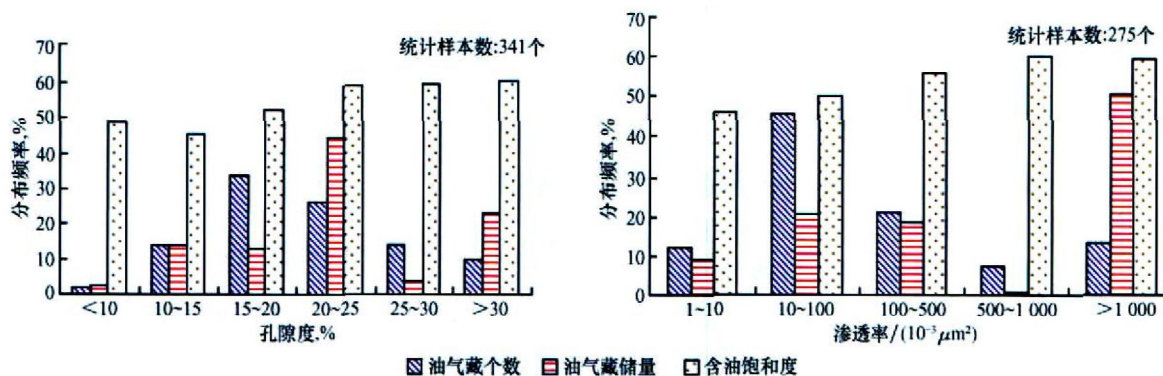


图 5 东营凹陷岩石物理相分布特征

Fig. 5 Distribution of petrophysical facies in the Dongying Sag

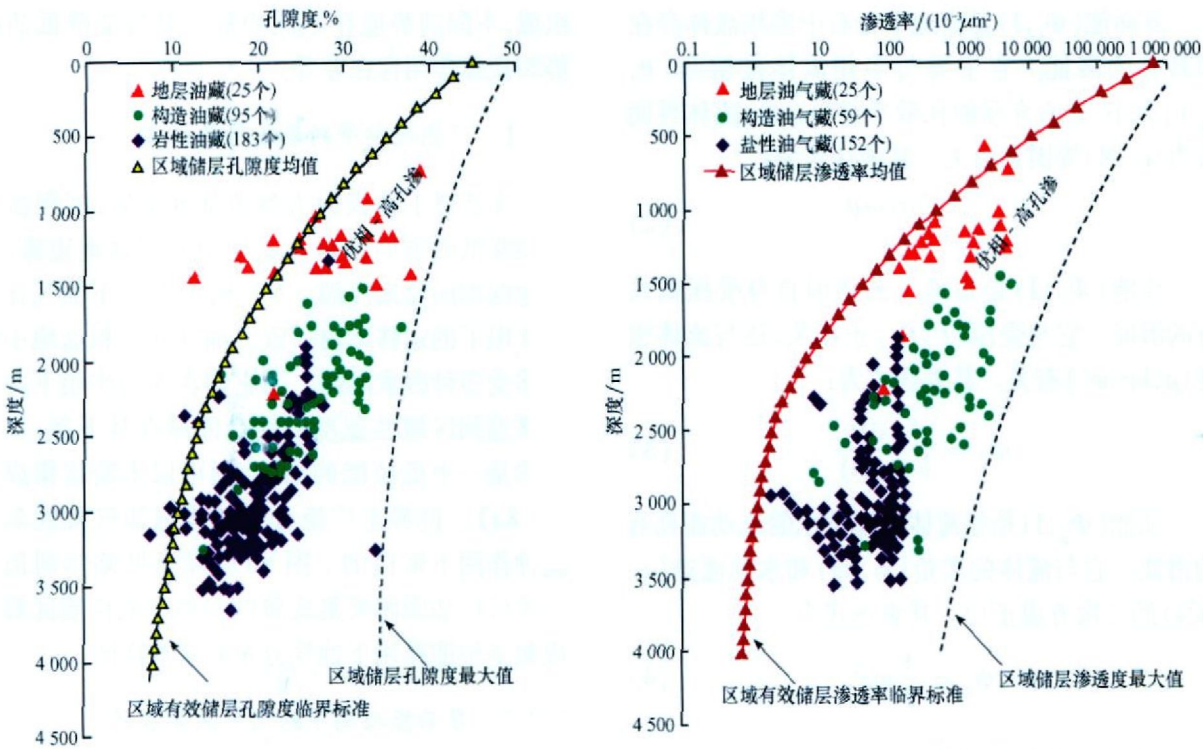


图 6 东营凹陷油藏平均物性与埋藏深度的关系

Fig. 6 Relationship between the average physical properties of reservoirs and burial depth in the Dongying Sag

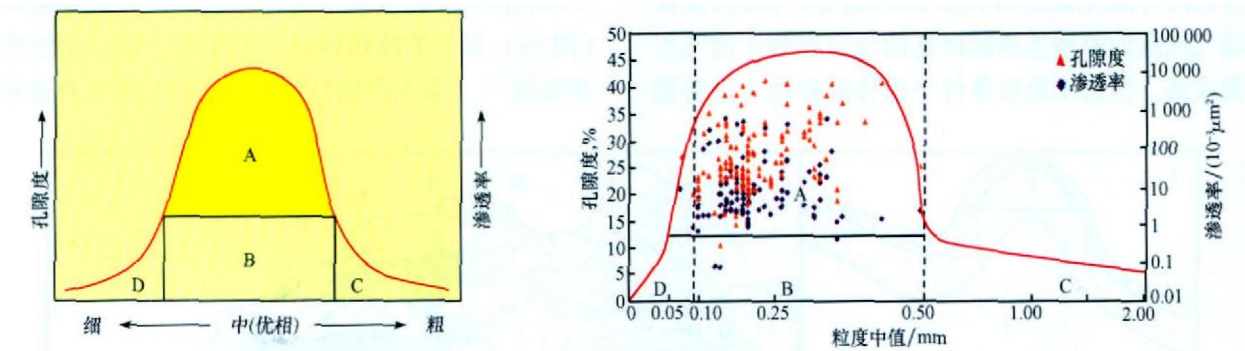


图 7 高孔- 优相控藏模式

Fig. 7 Model of “high porosity and favorable facies” controlling on hydrocarbon accumulation

a. 优相- 高孔渗控藏概念模型; b. 东营凹陷油气藏物性与粒度分布特征

3 势控油气作用特征及模式

3.1 流体势的概念与类型划分

早在 20 世纪 40—50 年代, 哈伯特 (M. K. Hubbert 1940, 1953) 就用流体势的概念阐述了地下流体 (油、气、水) 的运动规律, 把单位质量流体所具有的机械能量定义为流体的势^[13]。实际上, 流体势在地质历史时期是不断变化的, 它应当是地层中某一点的流体在某一地史时刻具有的潜在能量的总和。Hubbert 最早的流体势包括 3 方面

的内容, 即位能、弹性势能和动能。W. A. England (1987, 1993) 在引用流体势概念时, 考虑了毛细管力作用对油气运移的影响, 并对流体势概念进行了重新描述, 在流体势中加上了界面势能一项^[14]。因此, 一般情况下流体势能包括位能、界面能、压能和动能 4 种。

位能 (Φ_z, J) 是指地下流体相对于某一基准面具有的潜能。它与流体的质量 (m, kg)、重力加速度 (g)、构造等高线数值 (Z, m) 有关。如果以地表 (Z_0, m) 为基准, 则埋深越浅, 位能越小。其表达式为:

$$\Phi_z = -mg(Z - Z_0) \tag{1}$$

界面能 (Φ_i, J)是指地下岩石中多相流体存在而具有的潜能。它主要与多相流体接触角 [θ ($^\circ$)]大小、岩石介质的孔喉半径 (r, m)、流体界面张力 (σ, N)等因素有关。其表达式为:

$$\Phi_i = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \tag{2}$$

压能 (Φ_p, J)是指地下流体因自身受压而具有的潜能。它与受压 (P, Pa)正相关,还与流体密度 ($\rho, kg/m^3$)有关。其表达式为:

$$\Phi_p = \int_1^P \frac{dP}{\rho(P)} \tag{3}$$

动能 (Φ_q, J)是指流体因地下水的流动而具有的潜能。它与流体的质量 (m, kg)和水的流速 ($q, m/s$)的二次方成正比。其表达式为:

$$\Phi_q = \frac{1}{2}mq^2 \tag{4}$$

3.2 势控油气作用地质特征

根据物理学原理,物理 (流体)总是具有从高势区向势能降低的方向汇聚的趋势。因此,势控油气成藏的原理是势能降低的地方有利于油气汇聚成藏。但由于地质条件下流体的势由 4 个势能

组成,不同的势能在不同的部位其势能降低的趋势和控藏作用存在差异。

3.2.1 位能控制下的油气聚集成藏

在选择了地表面为参考基准面后,沉积盆地位能降低的方向就是从盆地中心向盆地边缘,从盆地深部向盆地浅部。这一方向与地下油气在浮力作用下的运移方向一致。油气在沉积盆地中的运移受多种因素制约。当它们在浮力作用下向上运移遇到区域性盖层后就会停滞在其下部;如遇到的是一个低位能的圈闭,则可以不断富集成藏 (图 8a)。世界上广泛分布的构造油气藏就是在这种作用下形成的。图 8b 是东营凹陷沙河街组一段低位能圈闭聚集成藏的实例。低位能区聚集成藏是位能作用下油气分布的基本特征。

3.2.2 界面能控制下的油气聚集成藏

界面能由多相渗流体共存所产生。在亲水的储层介质内,油气在毛细管压差作用下总是趋向于从孔隙较小的介质中向孔隙较大的介质中运移 (图 9a),孤立的浊积砂岩透镜体就是这方面的典型实例^[15]。东营凹陷沙河街组三段广泛发育浊积

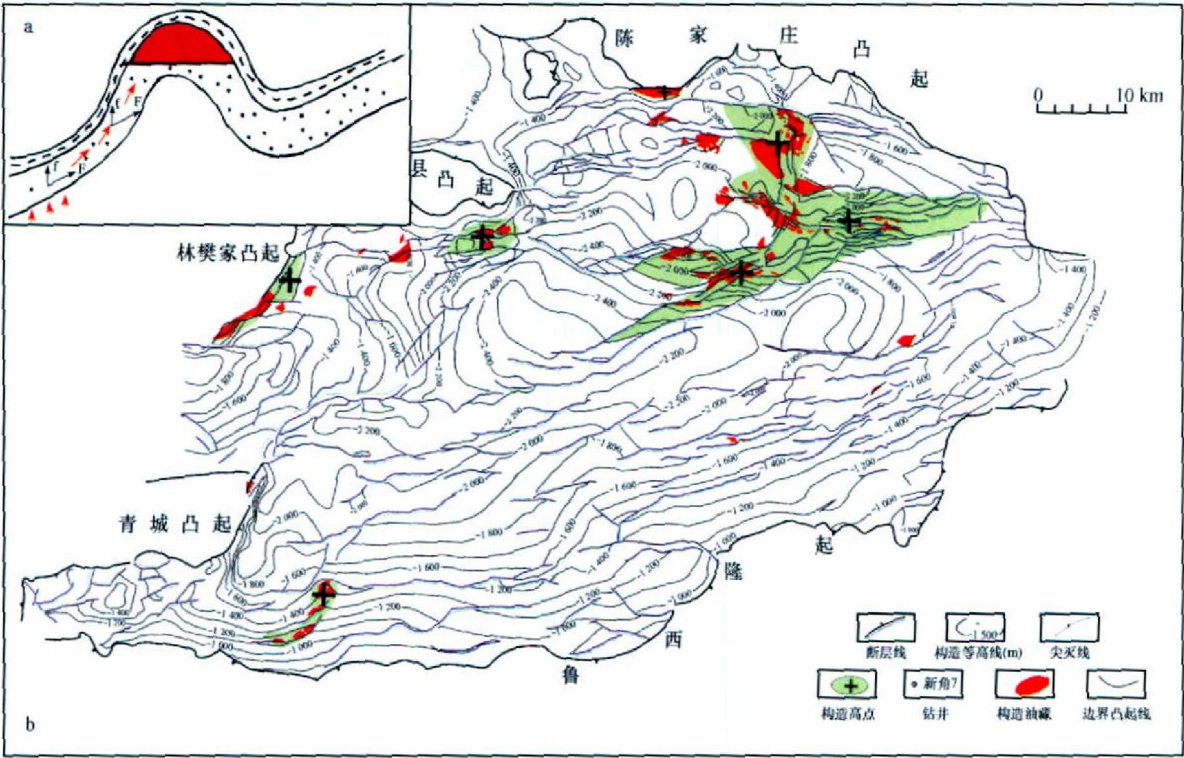


图 8 位能控制下的油气聚集成藏模式与实例
Fig. 8 Model of hydrocarbon accumulation controlled by geopotential energy and its examples
a. 浮力作用下低位能控藏模式; b. 东营凹陷沙河街组一段构造油藏平面分布

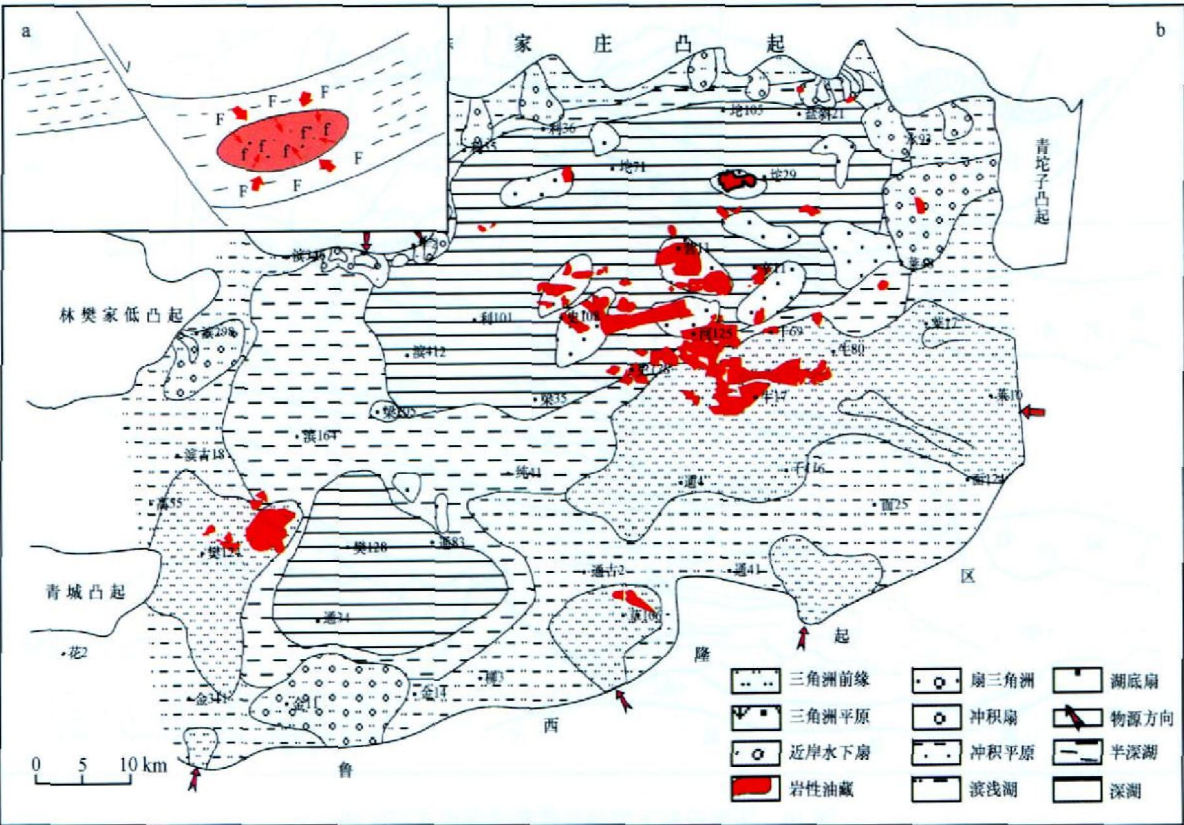


图 9 界面能控制下的油气聚集成藏模式与实例

Fig. 9 Model of hydrocarbon accumulation controlled by interfacial energy and its examples

a. 毛管压力差作用下低界面能控藏模式; b. 东营凹陷沙河街组三段中亚段岩性油藏平面分布

砂岩体。它们的成藏作用除了受低界面能控制外,还与源岩生、排油气条件以及浊积砂岩体物性条件有关^[16] (图 9b)。低界面能区聚集油气成藏是界面能作用下油气分布的基本特征。

3.2.3 压能控制下的油气聚集成藏

异常压力是油气运移的重要动力。一个异常高压封存体也可视为一个封闭的高势区,封隔体内部与外部不连通,当封存箱破裂时产生流体混相涌出,流体进入开放的运载体空间^[17,18]。流体的运动总是顺着其压力减小的方向,由盆地中心向盆地边缘,由盆地深部向盆地浅部。压力减小的方向通常也是流体泄压和输导排运的主要方向。流体沿断层纵向和侧向运移是流体排放和泄压的最重要方式。Hooper 经统计研究后认为,断层带内流体流动能力至少比围岩大 4 倍^[19]。断裂泄压处是断块油藏形成的最主要场所,是低压能控藏的最直接体现 (图 10)。东营凹陷主要的 417 个断块油气藏大都发育在北部陡坡带和中央背斜带断裂发育区,层位主要为 E_s^1 , E_s^2 和 $E_s^{3(上)}$,一般属于常压和弱超压油气藏 (图 10)。

3.2.4 动能控制下的油气聚集成藏

20 世纪 70 年代以来,国内外学者已充分肯定了地下水动力场与油气运移间的密切关系^[17]。水动力是地层中流动的水产生的动能,它与水流体体积和流速有关。油气在水动力的输导下从生油层进入相邻的储集层,然后沿储集层由凹陷中心的沉积水最大排放区向边缘最小排放区运移^[18]。王捷等结合水文和水动力条件的研究认为,压实流驱动的离心流是油气侧向运移的主要因素;在离心流的作用下,油气主要沿生油洼陷向边缘地带,尤其是缓侧运移;这种驱动是长期的,只要有水的排出,就有水动力的作用;盆地边缘部位即是水动力减弱的低动能处,有利于地层超覆等油气藏的形成和分布^[20] (图 11)。

3.3 势控油气作用基本模式

3.3.1 不同的势能控制着不同类型油气藏的形成和分布

位能、界面能、压能和动能虽然都能对油气运

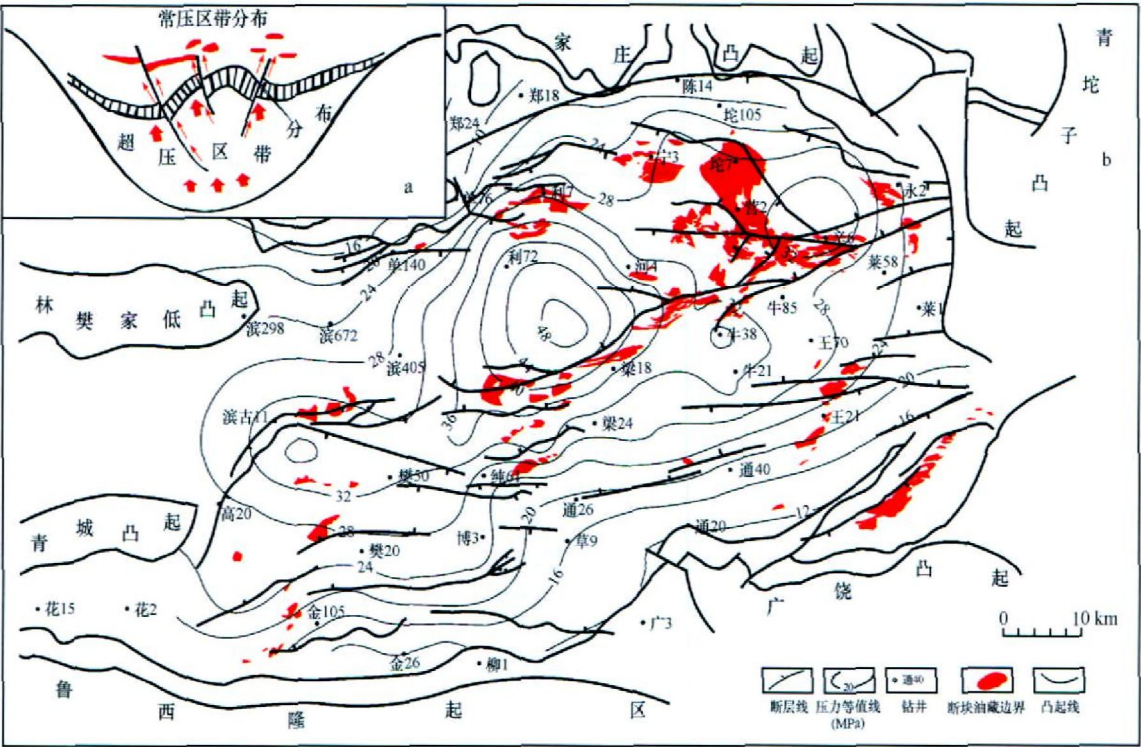


图 10 压能控制下的油气聚集成藏模式与实例

Fig. 10 Model of hydrocarbon accumulation controlled by pressure energy and its examples
a. 异常压力作用下低压面能控藏模式; b. 东营凹陷沙河街组三段上亚段断块油藏平面分布

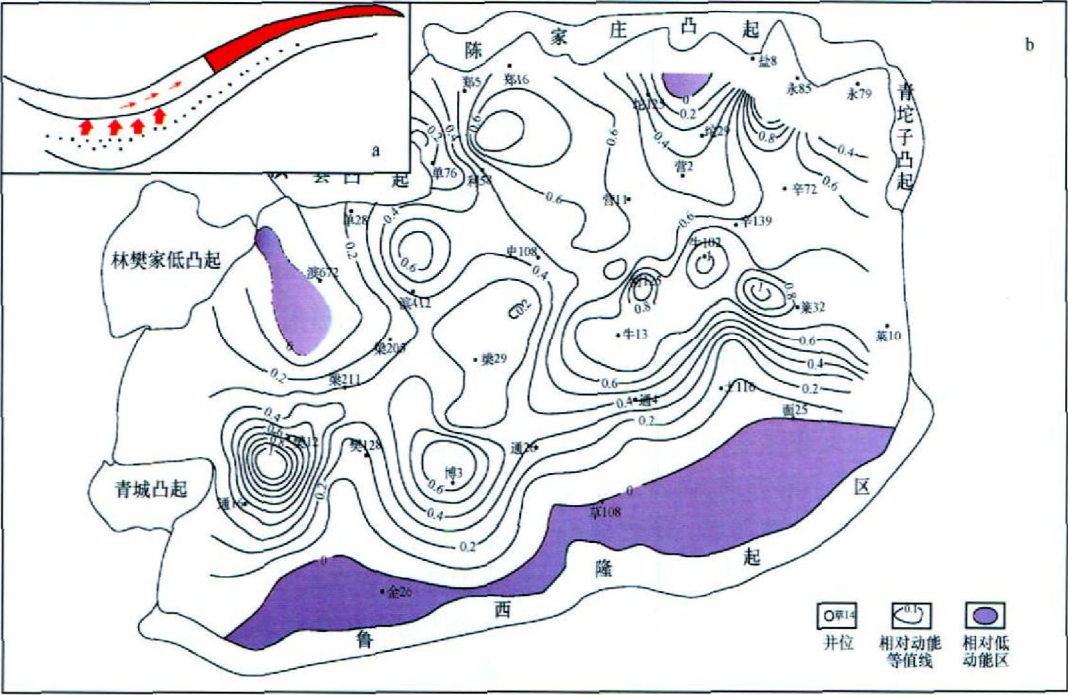


图 11 动能控制下的油气聚集成藏模式与实例

Fig. 11 Model of hydrocarbon accumulation controlled by hydrodynamic energy and its examples
a. 水动力作用下低动能控藏模式; b. 东营凹陷沙河街组三段中亚段相对低动能分布

聚成藏产生作用,但不同的势能制约着不同类型油气藏的形成。位能的变化主要反映浮力的运聚油

气作用。位能制约着构造类尤其是背斜油气藏的形成和分布(图 8a);它对其他类型的油气藏,尤其

是浊积砂体油气藏的形成和分布影响非常小。界面能的变化主要反映地下流体运移介质条件的改变。从泥岩运移到砂岩,毛细管力由大变小。在毛细管压力差的作用下,油气进入到高孔渗储层中富集成藏(图 9a)。这种作用在浅层发生,在深层也发生,因此它与浮力作用和流体压力作用下的油气运移关联性小。压能的变化主要反映地下流体异常压力对油气运聚成藏的影响。压能制约着流体大量释放所导致的突发式成藏作用的发生。含油气盆地内流体封存箱破坏而产生的断块油气藏的形成和分布就是这方面的典型实例(图 10a)。流压作用对依靠自身内在能力运聚油气成藏的浮力作用、毛细管压力作用的影响非常小。动能的变化主要反映流体流速的变化。在大量流体排运,尤其是大量孔隙水排运阶段或地区,流体动能较大,油气聚集成藏的可能性小;在大量流体排运过后或排运速度较小的地区,流体动能较小,油气易于聚集成藏。含油气盆地边缘地层超覆带地层油气藏的形成和分布属于这方面的实例(图 11a)。

3.3.2 低势区成藏是势控油气作用的基本特征

处于高势区的油气属于一种不稳定状态。在高势能的作用下,它们总是趋于向低势区运移,最终在低势区富集成藏。

浮力作用促使油气从深层向浅层或从盆地中心向盆地边缘运移,最后在埋深较浅的构造高部位低位能区富集成背斜类油气藏。流压作用使油气随泄压流体自高势区向低势区顺断层或其他形式的泄压通道向外运移到低压能区形成断块类油气藏。随水一起运移的油气,只能在水流速度降

低后,它们才能在盆地的边缘超覆带低动能区形成地层类油气藏。在毛细管力的作用下,油气总是自高界面能的泥岩或孔喉半径小的砂岩中向孔喉半径较大的低界面能的砂岩中运移,最终富集成各种典型的岩性油气藏。

处于低势区的油气属于一种自然稳定状态,易于得到长久保存。图 12 是势控油气成藏的概念模型。在实际地质条件下,单一势能作用形成油气藏的例子是不存在的;油气的运聚成藏几乎无一例外地受多种势能的联合作用。它们之间的主要区别在于,不同场合下某一种或两种势能的作用占据主导地位而已。

4 相-势耦合控藏作用特征及地质模式

4.1 相-势耦合控藏作用的基本概念与类型

前面分别论述了“相”和“势”对油气分布的控制作用。实际地质条件下,陆相断陷盆地中的油气分布受“相”和“势”两种作用的联合控制。自然界中的“相”依据颗粒的粒径(D)可分为“粗相($D > 0.5 \text{ mm}$)”“中相或优相(D 为 $0.1 \sim 0.5 \text{ mm}$)”“细相($D < 0.1 \text{ mm}$)”;势场可相对地分为“高势”“中势”和“低势”。不同类型的“相”与不同类型的“势”耦合或复合形成油气藏的概率有很大的差异。研究表明,东营凹陷目前已发现的油气藏有 90% 以上发育在优相-低势耦合的圈闭内,说明优相-低势耦合最有利于油气富集成藏(图 13)。“优相-低势耦合控藏”可能是陆相盆地油气成藏的一般规律。

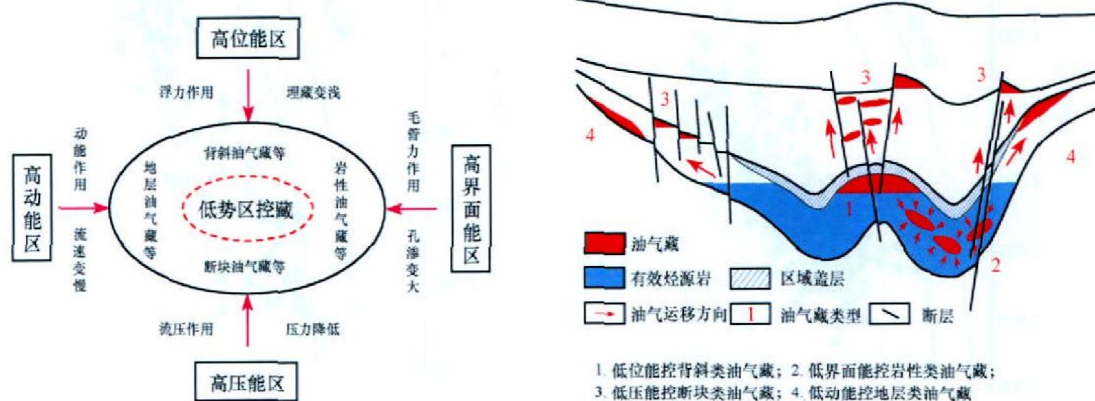


图 12 势控油气成藏地质模式

Fig. 12 Geological model of hydrocarbon accumulation controlled by potential energy

a. 低势控藏概念模型; b. 东营凹陷低势控藏分布模式

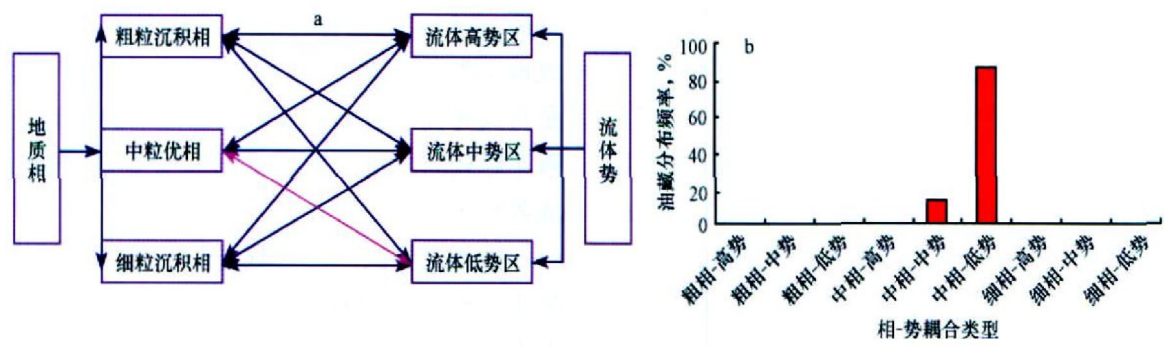


图 13 东营凹陷相-势耦合控藏作用类型分布特征

Fig. 13 Distribution of different types of facies-potential coupling controlled hydrocarbon accumulation in the Dongying Sag

a. 相-势耦合控藏形式; b. 东营凹陷油气藏分布与相-势耦合关系

4.2 相-势耦合控藏作用的基本特征

优相-低势耦合控藏是相势控藏的基本特征。它在实际地质条件下表现出不同的地质特点。

1) 特征之一: 同一埋深条件下有效储层的孔隙度必超过某一临界值, 低于这一临界值, 油气不能运聚成藏 (图 14a)。东营凹陷已发现的油气藏都分布在有效孔隙度超过某一临界值的储层内。在 1 000 m 左右的浅储层内, 这一临界值超过 25%; 在 1 000~2 000 m 的储层内, 这一临界值超过 16%; 在 2 000~3 000 m 的储层内, 这一临界值超过 12%。如果储层的孔隙度较这一临界值低, 说明其内的孔喉半径较小, 内部界面能等较高, 油气无法运聚成藏。有效储层的临界孔隙度所代表

的势能值是地质条件下油气能否运聚成藏的制约门限, 这一门限还可以用临界孔隙度所表示的储层孔喉半径 (r) 或颗粒粒径的平均值 (D) 表示。

2) 特征之二: 同一储层的有效孔隙度临界值 (Φ_s^0) 随埋深增大而有规律地变小, 说明地下油气能否运聚成藏受其与周边介质相对势场高低的控制 (图 14b)。低孔隙度的储层在埋深增大的情况下能够富集油气成藏, 说明自身势能因埋深增大而增大的同时, 周边介质的势场也在同步增高。事实上, 当同一储层埋深增大而孔隙度 (Φ) 减小时, 它周边围岩的埋深也在增大并同样导致它的孔隙度 (Φ) 减小, 最终结果仍然是储层内部的势场低于周边围岩的势场 (Φ_n), 因而有利于油气的运聚成藏。这里需要记住的是, 当碎屑岩埋深足

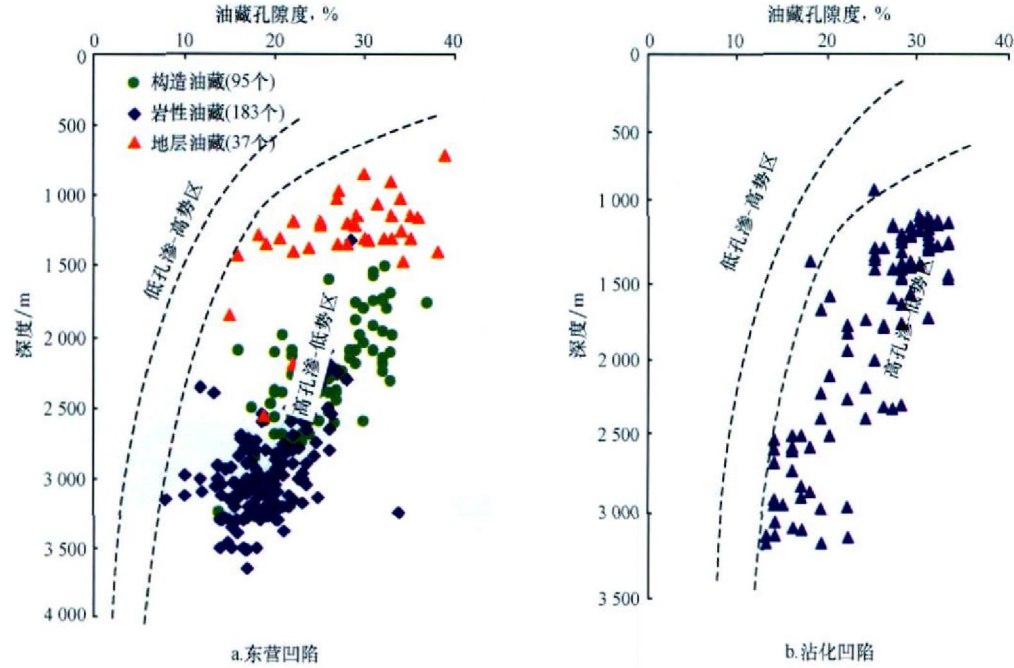


图 14 东营凹陷和沾化凹陷油藏孔隙度随埋藏深度变化特征

Fig. 14 Variation of reservoir porosity with burial depth in the Dongying and Zhanhua Sags

够大, 以致于泥岩内部的孔喉半径和砂岩内部的孔喉半径都趋近一致时, 二者之间的势能差随之消失, 油气不可能发生从泥岩到砂岩方向的运移。

3) 特征之三: 济阳凹陷内部发现的不同类型的油气藏自身具有不同的势能。总体说来, 地层油气藏发育于盆地边缘地层超覆带, 埋深浅, 流体速度慢, 势能最低; 构造带 (包括背斜、断块等) 油气藏埋深适中, 主要分布在中央隆起带、陡坡带滚动背斜发育区等地, 势能相对于地层油气藏高; 岩性类油气藏主要分布发育在凹陷深洼区, 埋深较大, 被泥岩包围, 内部压力大, 势能最高 (图 15)。在讨论这些油气藏的成因机制时, 不能仅考虑它们所处的各类势场之和的高低, 而必须探究导致油气运聚成藏的势场种类及其作用机制。关于这一方面, 我们已有专门的文献加以论述。

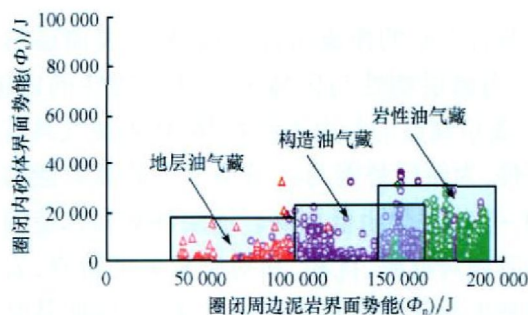


图 15 东营凹陷油藏内储层界面势能与围岩背景 (泥岩) 界面势能的关系

Fig. 15 Relationship between interfacial energy of reservoirs and that of surrounding rocks in the Dongying Sag

4) 特点之四: 圈闭富集油气成藏的前提条件是其内部储层的界面势能低于周边围岩的界面势能 50% 以上。任何类型的圈闭要富集油气, 必须处在一个低势区。一方面, 低势区可以将高势区的油气拓展成一个势差场, 促使油气向低处运移; 另一方面, 低势区可以容纳高势区运移而来的油气。当圈闭内与周边的势能差太小, 不足以克服油气进入圈闭储层遇到的阻力时, 油气无法聚集成藏; 当圈闭内部与周边势能差范围太小时, 因无法容纳足够的油气, 不能形成具有工业价值的油气藏。对东营凹陷 24 847 个成藏圈闭的数据统计发现, 圈闭储层内部的界面势能较周边泥岩低 1% ~ 50%, 通常是低 25% (图 16a), 它们随埋藏深度的增大而增加 (图 16b)。埋深较大的圈闭开始聚集油气的临界条件较埋深浅的圈闭高的原因在于, 油气进入到更为致密的储层中排驱孔隙水时需要更高的能量。例如, 地表泥岩中的油气进入到被泥岩包围的砂岩中时, 只需克服砂岩内部的毛管力即可; 然而在深部, 油气进入到储集层内部除了需克服砂层的毛管力外, 还需要克服砂岩层上覆的水柱压力。

4.3 相-势耦合控油气的地质模式

“相”和“势”的联合作用控制着油气藏的发育分布。优相有利于油气的富集, 低势有利于油气的保存。优相-低势控藏是相势控藏作用的基础。

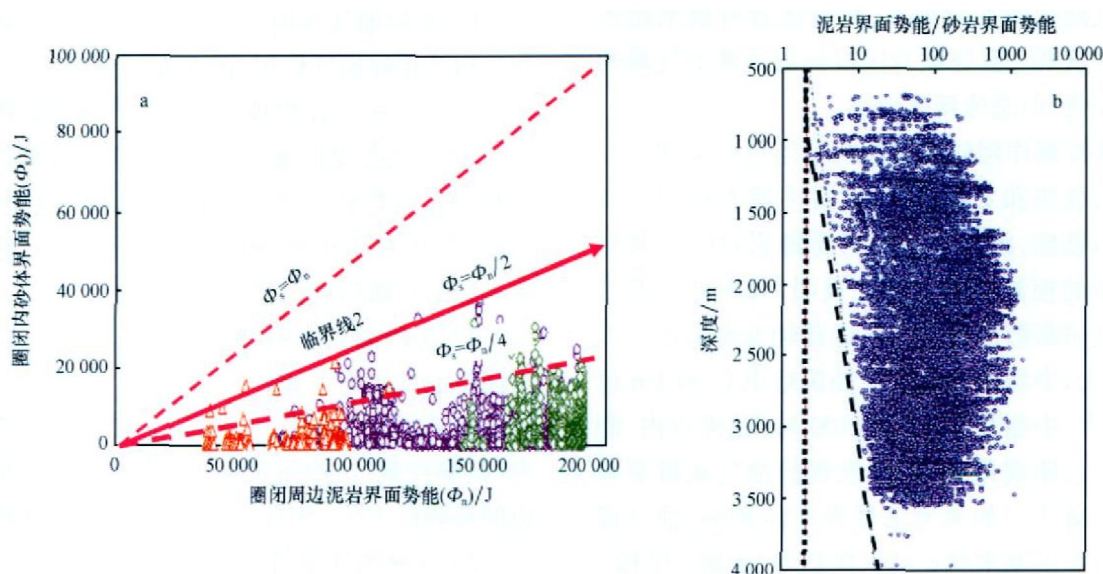


图 16 东营凹陷油藏储层界面势能与泥岩界面势能分布特征

Fig. 16 Distribution of interfacial energy of reservoirs and mudstone in the Dongying Sag

a. 圈闭内砂体界面势能与周边泥岩界面势能的关系; b. 圈闭周边泥岩界面势能/砂岩界面势能

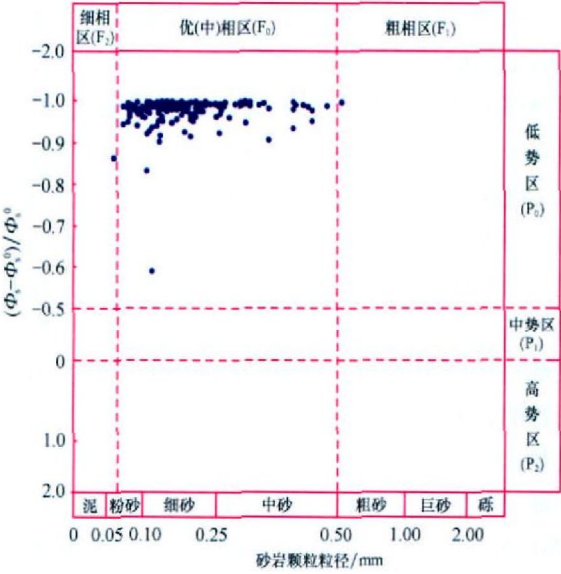


图 17 陆相断陷盆地“优相-低势”控藏概念模型与分类

Fig. 17 Conceptual model of “favorable facies and low potential” controlled hydrocarbon accumulation and its types in continental faulted basins

Φ_s : 圈闭储层界面势能, Φ_s^0 : 圈闭周边泥岩界面势能, Φ_s^0 : 油气藏储层临界界面势能, $\Phi_s^0 = 1/2\Phi_n$

本特征。二者的关系可以通过图 17 表示。研究表明, 济阳拗陷目前已发现的 90% 的油气藏都分布在优相-低势耦合区 (F_0-P_0) 内; 此外, 也有 10% 左右的油气藏分布在优相-中势耦合区 (F_0-P_1) 或粗相-低势耦合区 (F_1-P_0) 等其他区带内。随着油气勘探的不断深入, 相信还会有越来越多的分布在优相-低势耦合区以外的异常油气藏的勘探和发现, 但总体概率较小。

相势控藏作用较好地反映了当前已发现油气藏的分布规律和主控因素, 但并不能直接用于指导油气田勘探, 因为它没有考虑源岩对油气藏形成和分布的控制作用。研究表明, 国内外已发现的大油气田都形成和分布在烃源灶发育的范围内或周边, 大、中型油田分布在烃源灶中心 50 km 范围以内, 大、中型气田分布在 100 km 范围以内, 随着远离中心距离增大, 能够发现的油气藏数量和储量逐渐减少。如果考虑烃源灶的影响, 油气藏形成和分布的基本模式可以概括为“近源-优相-低势”成藏, 它们之间的关系可以用图 18 表示。图 18 中三元分别为: K_L 代表源灶与油藏的距离与盆地最边缘油藏与源灶距离的比值, 0~1 代表距

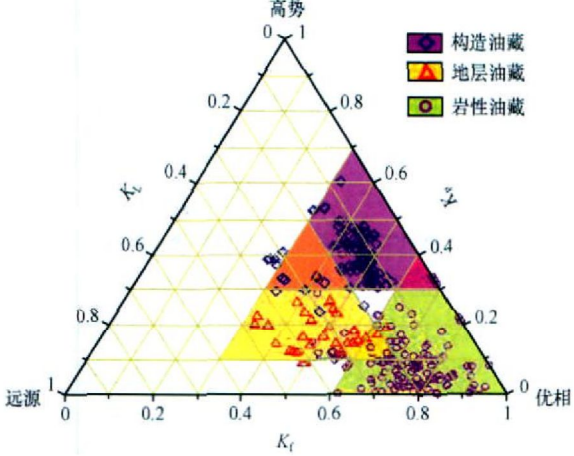


图 18 东营凹陷近源-优相-低势耦合控藏三端元图
Fig. 18 Triangle diagram of “near source-favorable facies-low potential” coupling controlled hydrocarbon accumulation in the Dongying Sag

离烃源岩中心的距离由近到远; K_L 代表储层的相条件, 为储层物性与区域最好储层物性的比值, 0~1 表示储层的相由差到好; K_P 代表油气具有的势条件, 为储层势能与区域条件下最高势能的比值, 0~1 代表势由低到高。地层油藏和构造油气藏具有相对近源、优相、相对势较低的特点; 岩性油藏被生油洼陷包裹或接触烃源岩, 因此其具有典型的优相、低势、近源的特点。

5 结论

1) 相控油气作用可以分为 4 个层次, 它们分别为构造相控油气作用、沉积相控油气作用、岩相控油气作用和岩石物理相控油气作用; 最终形式为“优相-高孔渗控藏”。“优相”指适合油气富集成藏的岩石类型, 主要为粉砂岩-砂岩; 这里的“高孔渗”指相对高孔渗, 随着埋藏深度加大, 它们的临界标准不断降低。

2) 势控油气作用分为 4 种类型, 它们分别为位能控油气作用、压能控油气作用、界面能控油气作用和动能控油气作用; 势控油气作用最终体现为“低势控藏”。圈闭聚集油气的前提是势能较周边的势能低 1%~50% 以上, 埋深越大要求越低。

3) 实际地质条件下“相”和“势”联合控制着油气藏的形成和分布。依据“相”和“势”的划分可将含油气盆地“相-势”耦合区带分为 9 种, 相-
(下转第 663 页)

- 域地质, 1989 (4): 289~ 313
- 14 黄汲清, 姜春发, 王作勋. 新疆及邻区板块开合构造及手风琴式运动 [A]. 新疆地质科学 [M]. 北京: 地质出版社, 1990 3~ 14
 - 15 贾承造. 中国塔里木盆地构造特征与油气 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1997. 244~ 245
 - 16 张抗. 塔河油田的发现及其地质意义 [J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(2): 120~ 124
 - 17 张光亚, 王红军, 宋建国, 等. 塔里木盆地满西寒武系—下奥陶统油气系统的确定及其在勘探上的应用 [A]. 见: 中国石油学会石油地质专业委员会, 编. 中国含油气系统的应用与进展 (第二辑) [C]. 北京: 石油工业出版社, 2001. 127~ 134
 - 18 Perrodon A. Dynamics of oil and gas accumulations [M]. Pau, France Elf Aquitaine, 1983. 187~ 210
 - 19 Perrodon A. Petroleum systems models and applications [J]. Journal of Petroleum Geology, 1992, 15(3): 319~ 326
 - 20 Meissner F F, Woodward J, Clayton J L. Stratigraphic relation and distribution of source rocks in the greater Rocky Mountain region [A]. In Woodward J, ed. Hydrocarbon source rocks of the greater region [C]. Rocky Mountain Association of Geologists, 1984. 1~ 34
 - 21 Demaison G, Bourgeois A K. Environment of deposition of middle Miocene (Alcanar) carbonate source beds, Cassablanca field, Tarragona basin, offshore Spain [A]. In Palacas J G, ed. Petroleum geochemistry and source-rock potential of carbonate rocks [C]. AAPG Studies in Geology 18, 1984. 151~ 161
 - 22 U n i s h e k G. Stratigraphic aspects of petroleum resource assessment [A]. In Rice D D, ed. Oil and gas assessment—methods and applications [C]. AAPG Studies in Geology 21, 1986. 59~ 68
 - 23 Magoon L B, Dow W G. The petroleum system—from source to trap [A]. AAPG Memoir 60, 1994. 261~ 283
- (编辑 李 军)

(上接第 652 页)

势耦合控藏突出表现在“优相—低势耦合控藏”。济阳拗陷 90% 以上已发现的油气藏分布在优相—低势耦合区内。

4) 应用“近源—优相—低势”控藏模式可以对陆相断陷盆地潜在隐蔽油气藏进行分布预测。

参 考 文 献

- 1 李丕龙, 张善文, 宋国奇, 等. 断陷盆地隐蔽油气藏形成机制——以渤海湾盆地济阳拗陷为例 [J]. 石油实验地质, 2004, 26(1): 3~ 10
 - 2 李丕龙, 庞雄奇. 隐蔽油气藏形成 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2004
 - 3 张善文. 济阳拗陷第三系隐蔽油气藏勘探理论与实践 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 731~ 740, 761
 - 4 吴东胜, 扬申谷, 刘少华. 陆相盆地隐蔽油气藏综合勘探方法与应用初探 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(1): 118~ 123
 - 5 李丕龙, 金之钧, 张善文, 等. 济阳拗陷油气勘探现状及主要研究进展 [J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(3): 1~ 4
 - 6 里丁 H G. 沉积环境和相 [M]. 周明鉴, 陈昌明, 译. 北京: 科学出版社, 1986
 - 7 Gressly A. Observation géologiques sur le Jura Soleurois. Neue Denkschr. allg. Schweiz, 1838, 2. 1~ 112
 - 8 H s u K J. The concept of tectonic facies [J]. Bulletin of Technique University Istanbul, 1991, 44(2): 25~ 42
 - 9 信荃麟, 刘泽容. 含油气盆地构造岩相分析 [M]. 北京: 地质出版社, 1993. 256~ 276
 - 10 Spain P R. 德克萨斯州沃克县樱桃谷组斜坡扇—盆底扇组合的岩石物理评价 [J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(6): 1997~ 2013
 - 11 刘泽容, 信荃麟, 朱筱敏, 等. 断陷盆地构造岩相带与油气评价 [M]. 北京: 科学出版社, 1992
 - 12 孔凡仙. 东营凹陷北部陡坡带砂砾岩体的勘探 [J]. 石油地球物理勘探, 2000, 35(5): 669~ 676
 - 13 Hubbert M K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic condition [J]. AAPG Bulletin, 1953, 37(8): 1954~ 2026
 - 14 England D A. The movement and entrapment of petroleum fluid in the subsurface [J]. Journal of Geological Society, 1987, 1(114): 327~ 347
 - 15 庞雄奇, 陈冬霞, 姜振学, 等. 隐伏砂岩透镜体成藏动力学机制与基本模式 [J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(20): 216~ 228
 - 16 庞雄奇, 陈冬霞, 李丕龙, 等. 砂岩透镜体成藏门限及其控油气作用机理 [J]. 石油学报, 2003, 24(3): 38~ 41
 - 17 符勇, 姜振泉, 马丽, 等. 油气运聚水动力作用中的耗散结构 [J]. 河南石油, 2005, 19(2): 17~ 19
 - 18 查明. 压实流盆地油气运移动力学模型与数值模拟——以东营凹陷为例 [J]. 沉积学报, 1997, 1(4): 25~ 30
 - 19 Hooper E C D. Fluid migration along growth faults in compacting sediments [J]. Journal of Petroleum Geology, 1991, 14(2): 161~ 280
 - 20 王捷, 关德范. 油气生成运移聚集模型研究 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1999. 99~ 112
- (编辑 李 军)