

文章编号: 0253-9985(2007)02-0216-13

隐伏砂岩透镜体成藏动力学机制与基本模式

庞雄奇^{1,2}, 陈冬霞¹, 姜振学^{1,2}, 张俊^{1,2}, 李素梅^{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)

摘要: 隐伏砂岩透镜体聚集油气的主要动力包括砂、泥岩接触面上的毛细管压力差、生烃泥岩与砂体之间的烃浓度差引起的扩散力和泥岩内干酪根生成油气产生的体积膨胀力等; 聚集油气的阻力主要包括油气进入砂岩体后遇到的毛细管力和油气将水挤出砂岩体外遇到的阻力。聚集油气的动力大于阻力是形成砂岩透镜体油气藏的基本条件。砂岩透镜体成藏受砂体孔渗及围岩含油气饱和度等因素的制约。围岩生成的油气进入到砂岩透镜体内的临界地质条件是围岩中的含油气饱和度超过 5% ~ 10%; 砂岩体聚集油气的临界地质条件是孔隙度超过 10% 或渗透率超过 $1 \times 10^{-3} \sim 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。地史过程中砂岩透镜体成藏分为 3 个阶段。第一阶段为成藏条件准备阶段, 此阶段油气没有大量生成, 围岩微孔隙中强大的毛细管力是分散油滴运聚的阻力; 第二阶段为油气运聚成藏阶段, 此阶段油气已大量生成, 围岩与砂体之间的毛细管力差是油气通过有机网络不断聚集成藏的主要动力; 第三阶段为油气聚集后的保存阶段, 此阶段油气已不再大量生成, 围岩与砂体之间的毛细管力差不能克服油气聚集过程中的阻力。根据成藏动力学机制与控油气作用特点可以预测砂体的含油气性大小与变化规律。

关键词: 油气成藏门限; 油气成藏动力学; 圈闭含油气性预测; 隐伏砂岩透镜体

中图分类号: TE122.3 **文献标识码:** A

Mechanism and basic modes of petroleum accumulation dynamics in subtle sand lens reservoir

Pang Xiongqi^{1,2}, Chen Dongxia¹, Jiang Zhenxue^{1,2}, Zhang Jun^{1,2}, Li Sumei^{1,2}

(1. Key Laboratory for Petroleum Accumulation Mechanism, Ministry of Education, Beijing 102249, China;

2. Basin and Reservoir Research Center, Chinese University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract The major driving forces for hydrocarbon accumulation in subtle sand lens reservoirs includes differential capillary pressure on sand-shale boundary, diffusive force triggered by differential hydrocarbon concentration

收稿日期: 2007-02-20

第一作者简介: 庞雄奇 (1961—), 男, 教授、博士生导师, 油气藏形成与油气资源评价

基金项目: 国家重点基础研究发展规划 (973) 项目 (2006CB202300); 国家“十五”科技攻关项目 (2003BA615A02)

these rocks prevents the migration of dispersed oil drops. The second is migration and pooling stage when large amount of hydrocarbons are generated and accumulate in the reservoirs with the differential capillary pressure between the surrounding rocks and sandstones as the main driving force. The third is preservation stage when the hydrocarbon no longer generated in large amount and the differential capillary pressure between the surrounding rocks and sandstones is weaker than the resistant forces. The reservoiring dynamics and controls on hydrocarbon accumulation can be used to predict the hydrocarbon abundance and changing patterns.

Key words hydrocarbon accumulation threshold; hydrocarbon accumulation dynamics; hydrocarbon abundance prediction; subtle sand lens

中国陆上油气勘探已进入以隐蔽油气藏勘探为主的重要阶段, 目前在隐蔽油气藏中发现的储量已占到发现油气总储量的 50% 左右^[1]。在东部陆相断陷盆地中, 隐蔽油气藏储量在总储量中的百发比已超过 60%^[2]。隐伏砂岩透镜体油气藏作为隐蔽油气藏中一种非常重要的类型和储量增长的重点, 已经越来越受到国内外学者的重视^[3~7]。

勘探实践表明, 沉积盆地中并非所有的隐伏砂岩透镜体都含油气。含油气性差异较大: 有些含水, 有些含油; 有些被油气充满, 有些充满度很低; 有些甚至饱含水, 没有开采价值。这些勘探中的疑难现象长期以来没有从动力学机制上得到合理解决, 反映了隐伏砂岩体成藏机制和成藏过程非常复杂, 阻碍了圈闭含油气性预测和钻探目标优选。

关于隐伏砂岩透镜体成藏的动力学机制, 长期以来一直处于争议中。讨论的焦点是何种动力将油气汇聚到被细粒围岩包围的孤立砂体中, 又是何种动力将砂体中的孔隙水排替到细粒围岩之中。Cordell^[8]等认为油气是通过渗滤作用聚集在砂岩透镜体内的; Du Rouchet^[9]、Seldon^[10]、陈荷立^[11]、王捷^[12]等提出压力封存箱内高压泥岩与砂岩间存在差异压力并使油气聚集在砂体内; Stainforth^[13]等提出了烃浓度梯度作用下油气顺有机网络扩散聚集成藏的观点; 也有人认为是一种未知重力作用使油气成藏^[14]。自 Magara^[15]和 Berg^[16]在研究油气初次运移的机制时指出毛细管压力差是烃源岩中生成的油气向储集层中初次运移的动力以来, 越来越多人认识到泥岩与砂岩间的毛细管压力差在隐伏砂岩体成藏中的作用^[17~19]。

1 成藏动力学条件分析

隐伏砂岩透镜体的油气成藏一般分为 3 种形

式: 一是隐伏砂岩透镜体被有效烃源岩包围, 油气直接来自围岩而形成油气藏; 二是隐伏砂岩透镜体被致密泥岩包围, 油气通过隐伏通道间接来自围边或下方而形成油气藏; 三是隐伏砂岩透镜体被不排烃的泥岩包围, 油气主要通过断裂运移形成油气藏。由于第二类 and 第三类油气藏主要是在浮力作用下形成, 与常规油气藏成因的动力学机制一样, 本文主要研究第一类隐伏砂岩透镜体油气藏形成的动力学机制 (图 1)。

1.1 成藏的动力和阻力

隐伏砂岩透镜体成藏受多种动力和多种阻力作用的控制 (图 1)。油气进入砂岩透镜体内的动力主要有砂泥岩接触面上的毛细管压力差 (F_1)、泥岩内干酪根生成油气产生的流体体积膨胀力 (F_2) 和生烃泥岩与砂体之间的烃浓度差引起的扩散力 (F_3) 等; 油气进入砂岩透镜体内的阻力主要包括油气进入砂岩体后遇到的毛细管力 (f_1) 和油气将水挤出砂岩体外遇到的阻力 (f_2)。聚集油气的动力大于阻力是形成砂岩透镜体油气藏的基本条件。

1.1.1 围岩与砂岩透镜体接触面存在的毛细管压力差 (F_1)

微孔介质中的毛管压力究竟是流体运动的动力还是阻力, 长期以来一直是人们争论的问题。实际上, 毛管压力对流体运动的作用要视具体情况而论^[16]。毛细管作用既可以是油气运移的阻力, 也可以是油气运移的动力, 如何作用取决于源岩内是否产生了足以饱和源岩残留需要的油气以及孔隙介质中油气水的润湿性。在实际地质条件下, 源岩及砂岩内的矿物颗粒一般都是水润湿的。在源岩内产生和残留足够量的油气之前, 毛细管力对油气排运起阻碍作用, 油气在源岩内主要以分散油滴的形式存在; 在源岩内产生和残留足够

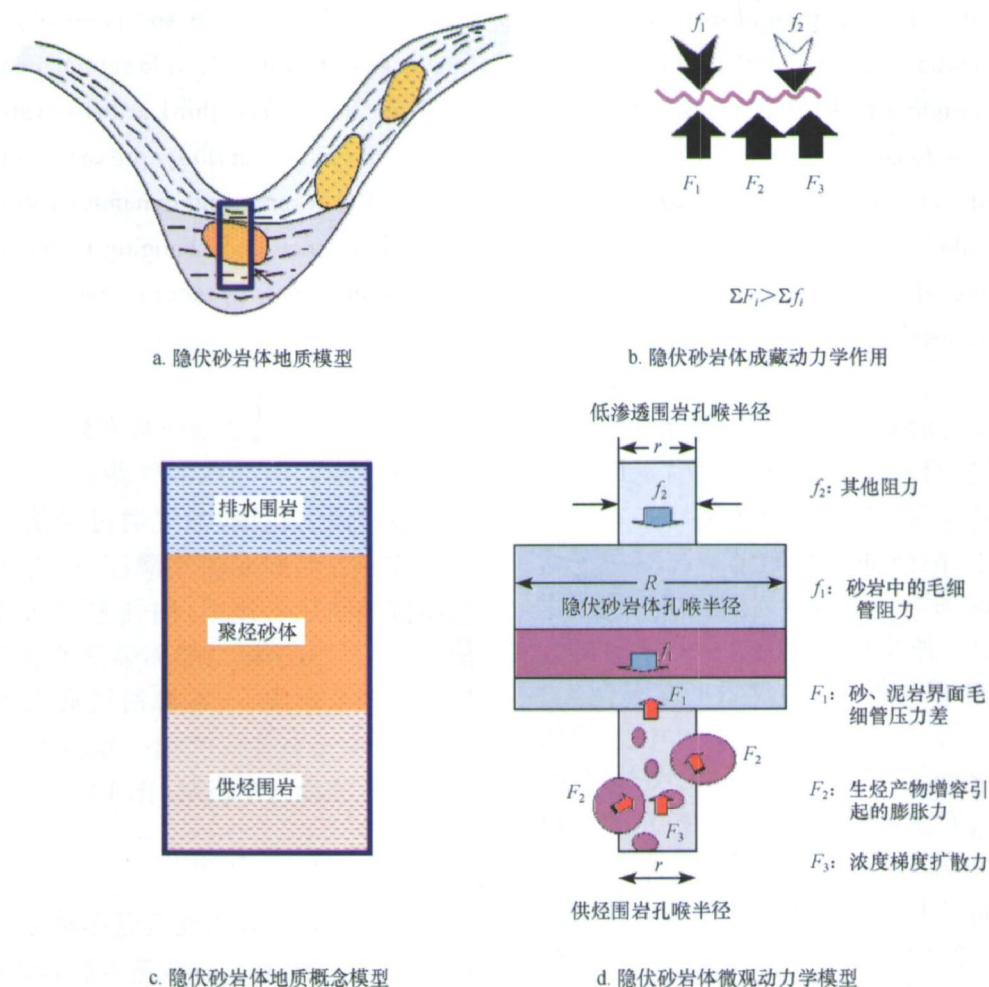


图 1 隐伏砂岩体成藏地质模式与微观动力学模型

Fig. 1 Geological modes and dynamic models of subtle sand lens reservoirs

量的油气之后,毛细管力差对油气向高孔渗的砂体中排运起积极作用^[20],因为油气与干酪根在源岩内构成了有机网络,它们是输导油气进入砂体内的优势通道。

Magara^[15]在研究油气的初次运移机制时提出,毛细管压力是烃源岩中生成的油气向储集层中初次运移的动力。Berg^[16]对地层条件下的油气运移条件进行研究后认为,管压力是导致油气自围岩进入孤立砂岩体的主要动力。在地层条件下,因压实作用使孤立砂体周边的围岩变得越来越致密,其孔喉半径(r)远远小于被其包围的孤立砂体的孔喉半径(R),二者之间存在的毛细管压力差促使油气自致密源岩向高孔渗砂体内运移(图 2)。在岩性油气藏的砂、泥岩接触带,砂岩孔隙大,泥岩孔隙小,大、小孔隙之间存在毛细管力的差异。在毛细管力差作用下,油气从孔喉较小的泥岩中进入孔喉较大的砂岩透镜体中。油气进入砂岩透镜体中的孔隙中心,使其中的孔隙水被替换出来^[21]。

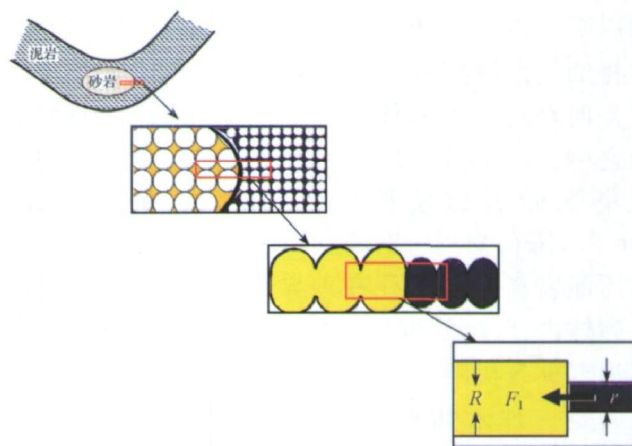


图 2 毛细管压力输导油气作用模式

Fig. 2 Models of hydrocarbon migration under differential capillary pressure

R , 砂岩孔喉半径, μm ; r , 泥岩孔喉半径, μm ;

F_1 , 砂、泥岩接触带毛细管压力差, Pa

砂、泥岩接触面上的毛细管压力差(F_1)可以表达为

$$F_1 = 2\delta\cos\theta\left|\frac{1}{r} - \frac{1}{R}\right| \quad (1)$$

式中: F_1 为砂、泥岩接触带的毛管压力差, Pa; δ 为界面张力, N/m; θ 为流体与岩石之间的湿润角, ($^\circ$); r 和 R 分别为泥岩和砂岩的孔喉半径, μm 。不难看出, 毛细管压力差与岩石的界面张力、流体与岩石之间的润湿角、源岩层内的喉道半径以及砂岩透镜体内的孔喉半径等的大小相关。

1.1.2 源岩内干酪根转化生烃体积增大产生的膨胀力 (F_2)

Barker^[20]、McAuliffe^[22] 等研究油气初次运移时, 提出了孔隙中心网络运移说。新生成的烃最初吸附在干酪根表面, 当烃不断增加时则逐渐生长到孔隙中, 在外层结构水解吸侧向运移的同时, 慢慢与临近干酪根所生成的烃连成一体形成网络, 由于粘土片状颗粒填积时极不规则, 造成页岩孔隙的大小极不均匀, 在大孔隙中没有足够的烃连接成网络 (图 3a 中 A、B 两处), 随埋深的增加和地温不断升高, 干酪根不断转变为油气和水, 导致源岩内流体体积膨胀增大、压力升高, 最终促使油气从高压致密的源岩中向低压高孔隙的砂体中运移 (图 3b)。在一个封闭体的层系内, 干酪根生成的烃类、水和非烃气体, 其体积要比原来有机质的体积大 2~3 倍, 因而引起孔隙流体压力大幅度提高。这种压力是由源岩中部向储层方向递减的, 是促使油气向储集层中运移的重要动力。

产物增容引起的烃类体积的增加而产生的膨胀压力, 可用微观渗流机制来解释, 烃类体积的增加可认为是微观渗流机制下流体体积的增加, 推动流体运移的压力即为膨胀力。由于烃的生成而

产生的膨胀压力主要与烃源岩的生烃量有关, 体积的膨胀最终取决于烃的生成量的多少, 因此生烃强度或生烃率是影响膨胀力最主要的因素。根据达西渗流定理, 该数学模型为

$$\Delta Q = \frac{K}{\mu} \frac{\Delta P}{L} S_r \Delta t \quad (2)$$

$$\text{则} \quad \Delta P = \frac{\mu L}{K S_r} \frac{\Delta Q}{\Delta t} \quad (3)$$

$$\text{由此,} \quad F_2 \propto \Delta P C_p = \frac{\mu L}{K S_r} \frac{\Delta Q}{\Delta t} C_p \quad (4)$$

式中: F_2 为膨胀力, Pa; μ 为油的粘度, $10^{-3} \text{ Pa} \cdot \text{s}$; K 为油的渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; L 为泥岩层厚度, m; ΔQ 为单位体积泥岩中生成的烃量, kg/m^3 ; ΔP 为岩样两端的压差, Pa; Δt 为成藏时间, s; S_r 为泥岩孔隙的横截面积, m^2 ; C_p 为膨胀系数, 10^{-4} MPa

1.1.3 源岩与砂岩透镜体之间的烃浓度差引起的扩散动力 (F_3)

多孔介质中由于烃浓度差而发生扩散作用。Leythaeuser^[23] 认为扩散是油气排运的一种普遍形式。Stainforth 提出了干酪根网络扩散排烃地质模式^[13]。这一模式不仅能够成功地解释源岩初次排烃的动力、通道、相态、方向等重要问题, 而且较好地溶合了干酪根网络排烃和扩散排烃两种机理。生油层中含烃浓度比周围岩石高, 与围陷的砂岩体之间存在烃浓度差, 因此在不同程度上都要发生扩散作用, 它们与油气的运移方向一致, 是进行初次运移的动力。虽然扩散作用在物质运移方面的效率比较低, 但只要有浓度差的存在, 扩散作用就无时无刻不在发生, 甚至在异常高压下也能毫无障碍地进行, 因此在漫长的地质时期, 它是一种不可忽视的动力^[24]。



图 3 干酪根转化产物增容排烃概念模式

Fig. 3 Conceptual model of hydrocarbon expulsion under volume expansion caused by kerogen generation hydrocarbons

a. 干酪根进入某一阶段生烃前源岩内油气与压力分布; b. 干酪根进入某一阶段生烃后源岩内油气与压力分布

在烃源岩生烃作用的早期,砂岩体内无油气聚集,油气在源岩与砂体之间存在一个烃浓度差异,使得油气从源岩向砂体扩散,由于被烃源岩包裹的隐伏砂岩体的封闭性,油气进入到砂体内部后开始聚集。油气通过水介质从高浓度区向低浓度区扩散的量是有限的、速度是缓慢的,因为烃在水中的溶解度非常低。但是,油气通过有机网络自烃源岩中向砂岩透镜体内的扩散运移量和扩散运移的速度是惊人的,足可以形成具有工业价值的油气藏^[13]。油气的扩散作用可用费克第一定律表征,即

$$dQ = -D dS \frac{dc}{dx} \quad (5)$$

式中: dQ 为单位时间内物质通过横截面 dS 的扩散量; $\frac{dc}{dx}$ 为浓度梯度; D 为扩散系数; dS 为横截面积。地质条件下,生烃强度或生烃率是影响扩散作用的最主要的因素。

1.1.4 砂岩透镜体内油气运移遇到的毛细管阻力 (f_1)

砂岩透镜体内的孔隙空间大多为水饱和,颗粒表面为水所润湿。因此,任何进入砂岩透镜体内的油气必须排驱早先进入到砂岩透镜体内的油气。根据体积平衡的原理,进入等体积大小的油必须驱替等体积的孔隙水或早先进入的油。在这一过程中,油气突破砂、泥岩接触带进入到砂岩透镜体内需要克服的第一层阻力是自身在砂岩透镜体内运移遇到的毛细管力 (f_1),它的大小受砂体自身孔喉半径大小的控制。该阻力可以表达为

$$f_1 = 2\delta \cos\theta \left| \frac{1}{R} \right| \quad (6)$$

式中: f_1 为毛管压力, Pa; δ 为界面张力, N/m; R 为砂岩的孔喉半径, μm ; θ 为流体与岩石之间的润湿角, ($^\circ$)。毛细管阻力主要与储集层孔喉半径大小相关。

1.1.5 砂岩透镜体内油气聚集遇到的其他阻力 (f_2)

围岩中的油气进入到孤立的砂岩透镜体,除要克服自身运移的毛管力外,还必须克服将孔隙水排替到围岩外遇到的阻力。这种阻力可以分解

为两种力:一是孔隙水通过致密围岩遇到的粘滞阻力;二是孔隙水通过致密围岩遇到的吸附阻力。它们可以近似地用达西定律来描述:

$$f_2 = \int \left| \frac{\mu_w}{K_w} \frac{\Delta Q_w}{\Delta t} \right| L \quad (7)$$

式中: f_2 为流体阻力, Pa; μ_w 为水的粘度, 10^{-3} Pa·s; ΔQ_w 为排出水量, m^3 ; Δt 为排水时间, a; K_w 为岩石中的渗透率, 10^{-3} μm^2 。 L 为孤立砂岩体中的孔隙水被排替到围岩外需要通过的最短距离, m。可以看出,水的排出阻力主要与单位时间内排出的水量、围岩的渗透率及围岩的厚度等有关。

1.2 成藏的基本条件

1.2.1 油气进入砂岩透镜体的动力大于阻力是成藏的前提条件

包裹于烃源岩中的隐伏砂岩体能否成藏,取决于油气成藏的动力和阻力之间的综合作用。从成藏动力学机理分析,只有当油气进入砂岩透镜体的动力之和大于进入砂岩透镜体的阻力之和时,油气才能大量成藏。油气成藏的动力学基本条件可以表述为

$$\sum F_i - \sum f_i \begin{cases} < 0 & \text{油气不能进入砂体} \\ = 0 & \text{油气处于成藏门限临界值} \\ > 0 & \text{油气可以进入砂体内成藏} \end{cases}$$

在油气进入砂岩透镜体的动力与阻力之差大于 0 的条件下,有油气从周围泥岩向砂岩体运聚;差小于 0 时,油气不能进入砂体;差等于 0 时,表明油气成藏处于一个临界地质条件。

1.2.2 砂岩透镜体含油气性随埋深增大和孔隙度变好而变好

图 4 是对渤海湾盆地济阳坳陷已发现油气藏的地质特征统计结果。可以看出,它们的埋深大都超过了 2 300 m,孔隙度都超过了 10%,渗透率大于 1×10^{-3} μm^2 ,且含油气性随孔渗性增加而变好。这表明,埋藏过浅的隐伏砂岩透镜体很难形成油气藏,因为包围它们的烃源岩尚未进入大量油气生成阶段,供油气条件差;孔渗性过小的砂岩透镜体也不能形成油气藏,因为它们内部的孔喉半径过小,强大的毛管力阻碍了周边围岩油气的进入,聚油气条件差。

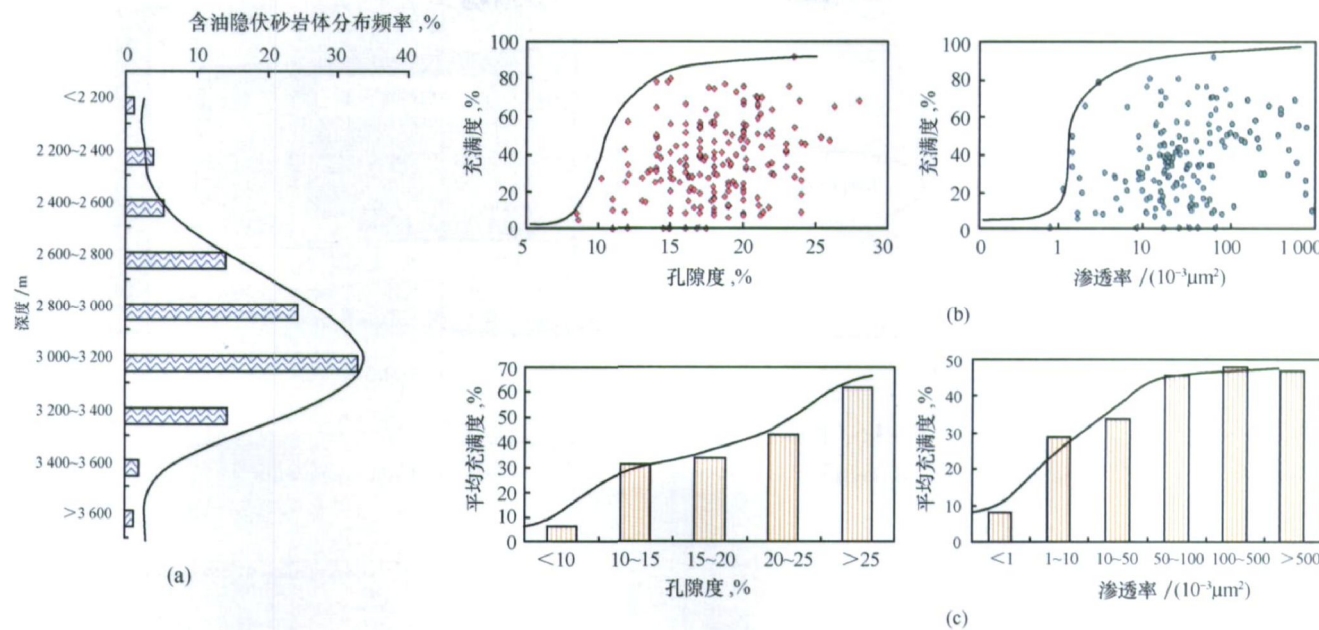


图 4 渤海湾盆地济阳拗陷隐伏砂岩体地质特征统计

Fig. 4 Statistics of geologic characteristics of subtle sand lens in Jiyang depression, Bohaiwan basin
a. 砂体分布与埋深的关系; b. 砂体物性与充满度的关系; c. 物性区间内平均充满度的分布

1.2.3 砂岩透镜体含油气性受围岩生烃条件和自身非均质性控制

对于埋深超过了 2 300 m、孔隙度超过了 10% 或渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩透镜体, 它们的含油气性随围岩生烃条件和砂体孔渗性变好而增加。图 5 是济阳拗陷东营凹陷 3 个含油气性差异较大的隐伏砂岩体油气藏的地质特征剖析结果。3 个砂岩透镜体发育在相同的环境中, 均是被泥质烃源岩包围的浊积砂岩体。围岩生烃条件好、自身孔渗性好的牛 20 砂岩体含油气性最好 (图 5a),

充满度达 73%; 生烃条件差、自身孔渗性差的王 70 砂岩体含油气性最差 (图 5c), 充满度仅 28%; 两方面条件居中的牛 35 砂岩体的含油气性居中, 充满度约 52% (图 5b)。

1.2.4 砂岩透镜体成藏存在两个地质门限

实验条件下油气能否成藏取决于围岩的生油气条件及砂岩透镜体的孔渗性。一般情况下, 孔喉半径细小的岩石中生成的油气只能进入到较自身孔喉半径更大的岩石中, 不能进入较自身孔喉半径更小的岩石中。图 6 是一种较简易的物理模拟实验。结果表明, 饱和煤油的石英砂岩 (粒径为

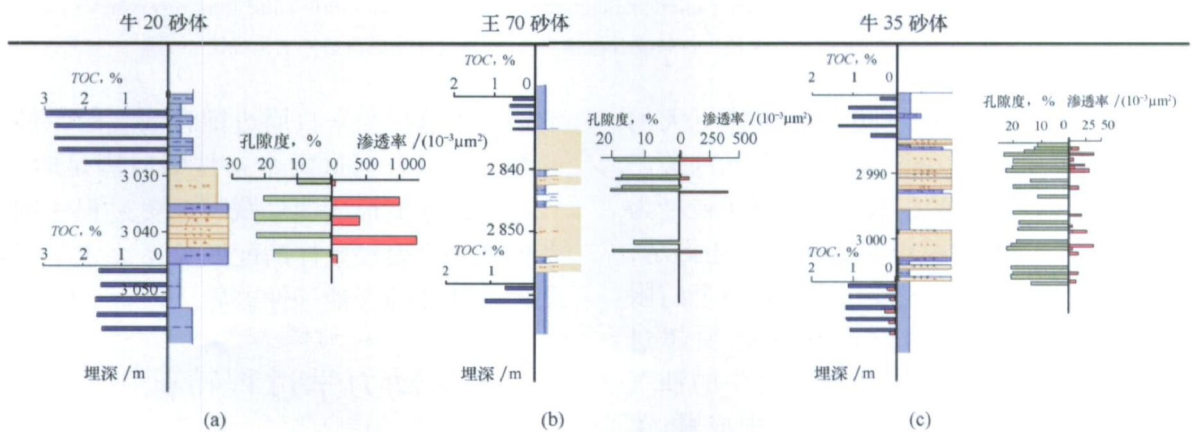


图 5 济阳拗陷东营凹陷 3 个隐伏砂岩体油气藏地质特征剖析

Fig. 5 Map showing on the geological characteristics of three subtle sand lens in Dongying sag, Jiyang depression

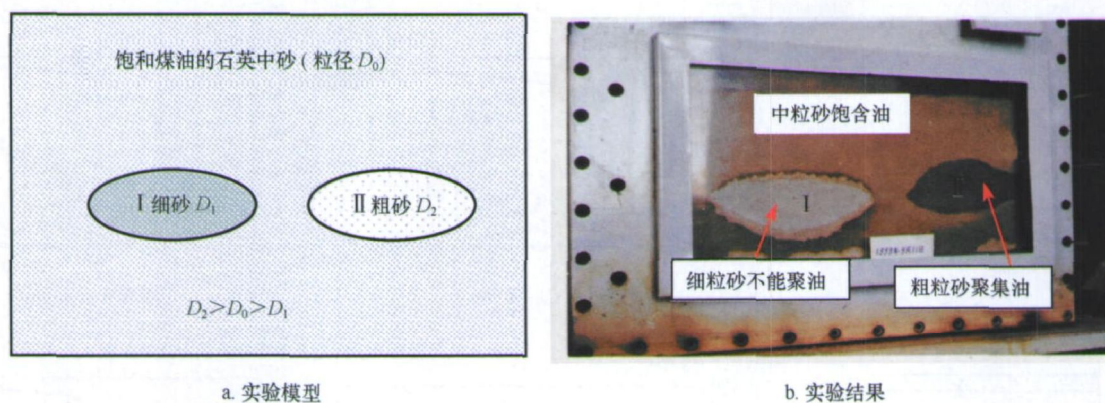


图 6 隐伏砂岩体成藏物理模拟实验结果

Fig. 6 Results of physical simulated experiments on subtle sand lens reservoirs

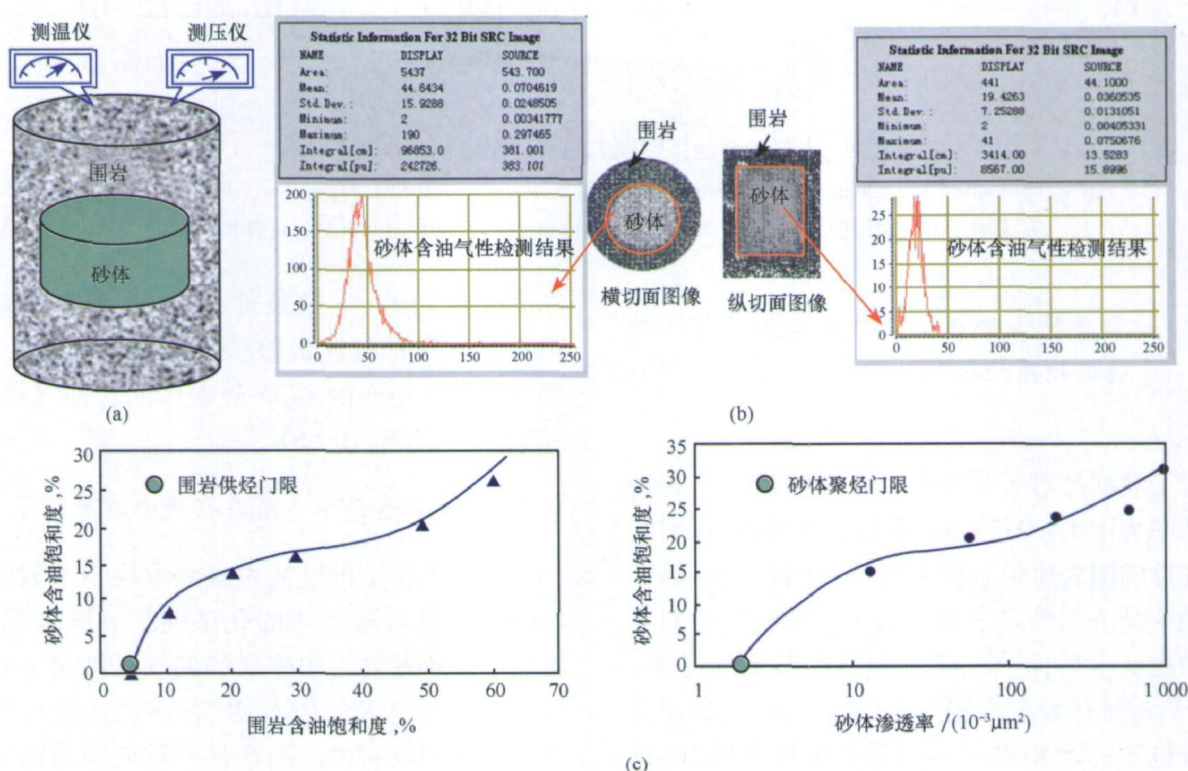


图 7 隐伏砂岩体成藏核磁共振物理模拟结果

Fig. 7 Physical simulation of NMR (nuclear magnetic resonance) on subtle sand lens reservoirs

a 实验模型; b 成藏后含油气性核磁共振检测; c 含油气性随成藏条件变化规律

D_0)中的油气只能进入到被它包围的粒径更大的粗粒石英砂岩(粒径为 D_2)中,而不能进入到被它同样包围的、但粒径较小的细粒石英砂岩(粒径为 D_1)中。深入细致的物理模拟实验(图 7)还揭示,砂岩透镜体成藏存在两个地质门限:第一个门限是细粒的生烃围岩中的油气饱和度必须超过 5%~10%,低于这一临界值,泥质围岩中的油气不能进入被自身包围的高孔渗砂体之中成藏;第二个门限是被包围的砂岩透镜体的渗透率必须超过 $1 \times 10^{-3} \sim 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,低于这一临界值,砂岩

透镜体不能接受来自周边饱含油气的生烃源岩中的油气。只有当这两个条件同时满足时,隐伏砂岩透镜体才能形成油气藏。地史过程中围岩供烃条件和砂体聚烃条件的配匹关系决定了当前地质条件下砂体的含油气性差异。

2 成藏动力学过程特征

包裹于烃源岩中的孤立隐伏砂岩体,随埋藏深度的加大,围岩生烃条件和砂岩聚烃条件发生

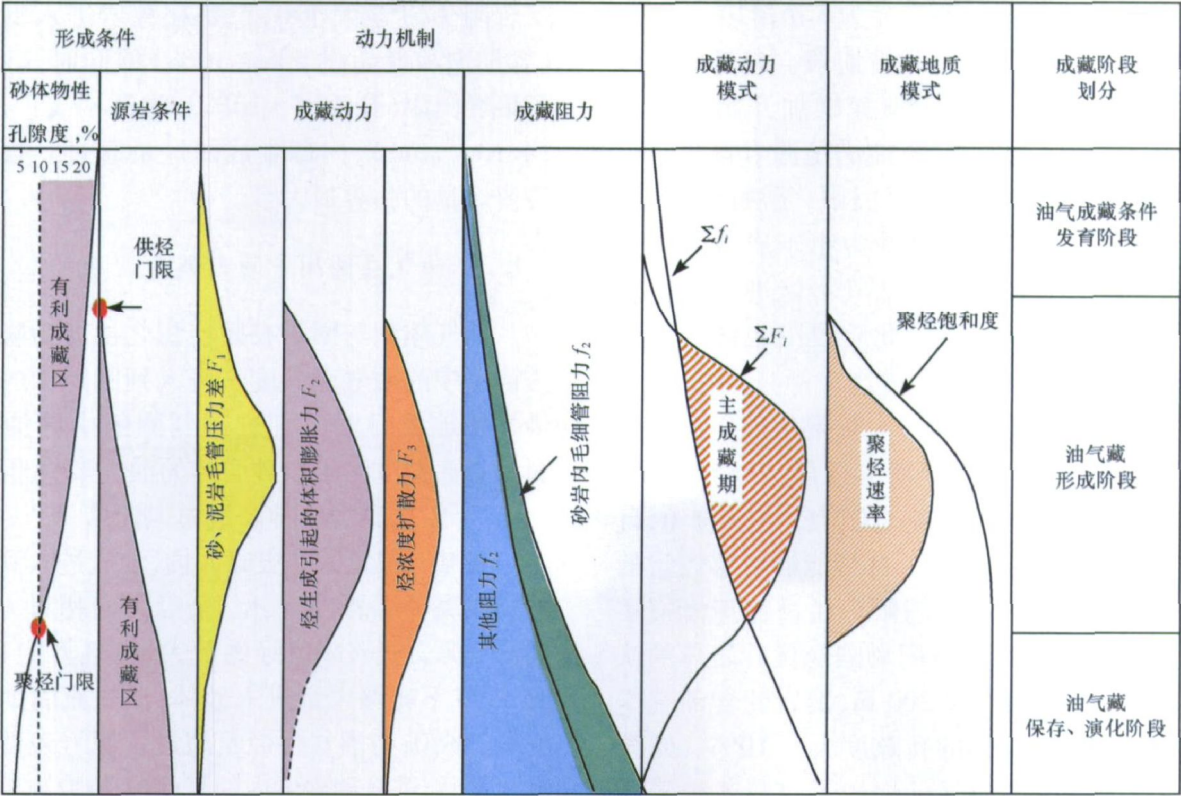


图 8 隐伏砂岩体油气成藏动力学模式

Fig. 8 Models of hydrocarbon accumulation dynamics of subtle sand lens

规律性变化。在这一过程中, 油气进入隐伏砂岩体内的动力和阻力之差也在发生规律性变化。油气成藏条件和成藏动力之间的匹配关系决定了油气成藏的阶段性和圈闭中的含油气性^[17]。图 8 是依据分析结果建立的地质模型。

2.1 成藏动力作用特征分析

在隐伏砂岩透镜体的埋藏压实过程中, 随埋深的增加, 岩石颗粒之间的孔喉半径减小。在相同的埋深条件下, 砂岩和泥岩的压实程度存在差异。一般情况下, 泥岩或砂体周边的围岩压实程度较砂岩压实程度大; 在埋藏初期, 砂、泥岩压实, 水排出快, 孔隙度急剧降低, 达到一定阶段后孔隙度降低程度下降; 砂岩在成岩演化中、后期, 有次生孔隙产生; 随埋深继续增加, 在成岩作用后期, 砂、泥岩孔喉半径均较小。总体说来, 隐伏砂岩体与围岩之间的孔喉半径差在埋藏演化过程中具有先增加、到一定程度后又减小的趋势, 因此它们之间的毛细管压力差 (F_1) 也呈现出先增加后降低的趋势。

有机质热解生烃膨胀力和油气扩散力与源岩生烃率成正比, 即生烃速率越大, 产物增加的体积

越大, 形成的膨胀力 (F_2) 和油气扩散力 (F_3) 也越大。在埋藏演化过程中, 源岩生烃速率逐渐增加, 当达到生油窗时生烃速率达到最大值, 随后生烃速率逐渐降低; 产物增容膨胀力和油气扩散力也呈现出先增加, 到一定程度后又减小的趋势。

源岩中生成的油气进入隐伏砂岩体内, 驱动砂体孔隙水的排出。水的排出过程是沿岩石孔喉壁进行的, 流动阻力 (f_1 和 f_2) 的大小与孔喉半径呈负相关, 即孔喉半径越小, 阻力越大。在埋藏压实过程中, 砂、泥岩孔喉半径不断降低, 流体阻力则呈现出逐渐增大的趋势。

根据以上各成藏动力与阻力的变化特征, 建立综合动力与阻力变化的地质模型。随埋深的增加, 毛细管压力差、膨胀力和扩散力组成的综合动力具有先增加、到一定程度后又降低的趋势; 成藏阻力则随埋深增加而逐渐加大。因此, 砂岩体的聚烃速率受成藏综合动力与阻力之差变化的影响, 在围岩进入供烃门限后也呈现出先增加后降低的趋势。

2.2 成藏动力作用阶段划分

通过对油气成藏动力学过程特征的分析, 可

以将隐伏砂岩透镜体成藏划分为 3 个阶段。

第一阶段为成藏条件发育阶段。包裹砂岩体的烃源岩内的有机母质随埋深增加开始生成油气,但它们生成的量较少,不能满足源岩自身各种形式残留的需要,未进入排烃门限,无法向砂岩大量供烃;或由于成藏的综合动力小于成藏的综合阻力,源岩内已大量生成的油气不能进入到砂岩体内。物理模拟实验揭示,此阶段围岩含油饱和度低于 5% ~ 10%。

第二阶段为隐伏砂岩体大量聚集油气成藏阶段。此阶段同时满足两个基本条件,即油气进入到砂体内部的综合动力与综合阻力之差大于 Q 且源岩内部生成的烃量超过了自身能够残留烃量的临界最大值,进入了排烃门限。通过物理模拟实验和统计分析获得的对济阳坳陷隐伏砂岩体的认识是:圈闭埋深超过了 2 300 m,围岩的含油气饱和度超过 10%,砂岩体的孔隙度大于 10%。此阶段,源岩内部生成的油气已饱和了自身各种形式残留的需要,有更多的油气生成,在源岩中烃体积膨胀力和烃浓度差形成的扩散力作用下,油气沿有机网络运移,达到砂、泥岩接触带后,又受到砂、泥岩间毛管压力差的作用,最后进入到砂岩体内聚集成藏。

第三阶段为隐伏砂岩体油气藏保存阶段。此阶段或因源岩生油气潜力枯竭,或因油气成藏的综合动力小于成藏的综合阻力,油气不能继续进入到砂岩体中聚集。当埋深继续增加到一定程度后,统计济阳坳陷隐伏砂岩体油气藏的最大埋深不超过 3 800 m。油气成藏物理模拟实验表明,孔隙度小于 10% 的砂岩体内不能接受围岩供给的油气成藏。

3 含油气性定量预测

3.1 定量预测的方法与原理

隐伏的砂岩透镜体内聚集的烃量与成藏综合动力和成藏综合阻力的差异大小及作用过程特征有关,因此可以利用成藏动力学特征分析来预测砂体的含油气性。

3.1.1 油气成藏判识

同时满足两个条件可以判定隐伏砂岩透镜体的成藏:一是油气进入到砂体内部的综合动力与

综合阻力之差大于 Q 二是在源岩进入供烃门限(含油饱和度超过 5% ~ 10%)的同时,砂体进入了聚烃门限(孔隙度 > 10% 和渗透率 > $1 \times 10^{-3} \sim 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),内部生成的烃量超过了自身能够残留烃量的临界最大量。

3.1.2 油气在圈闭中的充满度预测

油气体积与圈闭有效容积之比即为隐伏砂岩透镜体中的油气充满度。进入到圈闭中的油气总量是各地史时期分别进入到圈闭中的油气量之和。有 3 种方法求取砂岩体的油气聚集量 (Q_h)。

1) 依据源岩的排烃量模拟计算

在某一很短的地史时间内,油气进入到砂体内的量取决于源岩内生、留、余烃量的相对大小。生烃量较源岩能够残留烃的最大量(临界饱和量)小时,油气不能够大量进入砂体,油气充满度可以近似地看成 Q 当围岩生烃量超过了源岩残留烃临界饱和量后,进入到砂体内的烃量 (O_h) 取决于能够向砂体供烃的有效围岩的体积 (V_s)、单位体积围岩在单位时间内的供、排烃量 (ΔQ_e) 以及向砂体供、排烃量时间的长短 ($t_0 - t$)。在这种情况下,自成藏开始至现今,它们向砂体供、排烃总量即为砂体内可能聚集的油气总量 (Q_h),用数学式表达为

$$\begin{aligned} Q_h &= \int_{t_0}^t \Delta Q_h \Delta V dt \\ &= \int_{t_0}^t (Q'_p - Q'_m) V(l, L) dt \end{aligned} \quad (8)$$

式中: ΔQ_h 和 ΔV 分别表示某一地质历史时期 (dt) 单位体积源岩向砂体的排烃率及供烃源岩的体积; t_0 和 t 分别表示油气开始进入砂体的时间和当前的地史时间; Q_p 和 Q'_p 是源岩的累积生烃量及其随时间变化率; Q_m 和 Q'_m 是源岩残留烃临界饱和量及其随时间的变化率; $V(l, L)$ 是向砂体供烃的围岩体积,它们是地史过程的函数, l 和 L 分别表示砂体的半径和向砂体供油的有效源岩体的外界半径 ($L \geq l$)。 Q_p 和 Q_m 受源岩的埋深、 TOC 、 R_o 、 KTI (干酪根类型指数) 等条件的控制,定量关系模型与计算方法已在相关文献^[25]中讨论过,这里不再重复。

2) 利用达西定律计算砂岩体内的油气聚集量

地质历史时期内,砂体内油气的聚集量 (Q_h) 也可以应用达西定律计算:

$$Q_h \propto \int_{t_0}^t \frac{\sum F_i - \sum f_i}{L} dt \quad (9)$$

式中: t_0 为排烃门限对应的地质时间, $M_a t$ 为某地质时间, M_a

一般地质条件下, 埋藏时间 ($t M_a$) 与埋藏深度 (Z, m) 存在一定的关系, 即埋深是埋藏速率 ($B_v, m M_a$) 与埋藏经历的时间的乘积:

$$dz = B_v dt \quad (10)$$

其中

$$B_v = \frac{z - z_0}{t - t_0}$$

因此, (9) 式可表达为

$$Q_h \propto \int_{z_0}^z \frac{\sum F_i - \sum f_i}{L} \frac{t - t_0}{z - z_0} dz \quad (11)$$

3) 利用已发现油气的资料剖析结果计算模拟

油气在圈闭中的充满度也可以根据实际地质资料进行统计分析, 寻找出主控因素后建立定量模式, 并由拟合公式预测圈闭充满度的大小。根据渤海湾盆地东营凹陷沙三段 77 个隐伏砂岩体油气藏地质特征的剖析和统计, 发现砂体充满度主要与砂体埋深、砂体规模、砂体物性、围岩有机碳含量和围岩排烃强度关系较密切。统计分析的定量关系模式为

$$K_0 = (-85.279 + 16.011 X_1 + 30.827 X_2 + 62.581 X_3 + 32.431 X_4 + 30.850 X_5) \times 1\% \quad (12)$$

$$R^2 = 0.757$$

式中: K_0 为孤立砂岩体圈闭中的油气充满度, %; X_1 为砂体埋深, m; X_2 为砂体厚度, m; X_3 为砂体的孔隙度, %; X_4 为围岩的有机碳含量, %; X_5 为围岩的排烃强度, $10^6 t/km^2$; R 为相关系数。

3.1.3 油气在砂体孔隙中的饱和度预测

预测出进入到砂体内部的油气总量和圈闭充满度后, 可以依据当前孔隙度大小将其换算成孔隙中的含油气饱和度。考虑到烃浓度扩散作用力主要对轻烃更为有效, 对石油的作用贡献相对较小, 因此本文主要模拟了砂、泥岩间毛管压力差 (F_1) 和干酪根产物增容膨胀力 (F_2) 作用下克服砂体内毛细管阻力 (f_1) 而使得砂岩体内含油气性随埋藏时间或埋藏深度变化的特征。当围岩进入排烃门限后 (对应时间 t_0), 某一地质历史时间 (t) 内, 砂体内聚集的油气量是成藏动力与阻力综合持续作用的结果^[26], 它们之间的关系式表达为

$$Q_h(t) \propto f \left| \int_{t_0}^t (F_1 + F_2 - f_1) dt \right| \quad (13)$$

式 (13) 可以用埋深的关系表达为

$$Q_h(t) \propto f \left| \int_{z_0}^z (F_1 + F_2 - f_1) \frac{1}{B_v} dz \right| \quad (14)$$

将式 (1), (4), (6) 代入式 (14) 中, 则为

$$Q_h(z) \propto f \left| \int_{z_0}^z 2\delta \cos \theta \left| \frac{1}{r} - \frac{1}{R} \right| + C_p \frac{\Delta Q_c}{\Delta t} \frac{W}{K_o S_r} - 2\delta \cos \theta \frac{1}{R} \right| \frac{1}{B_v} dz \quad (15)$$

$$S_o(z) \propto f \left| \int_{z_0}^z 2\delta \cos \theta \left| \frac{1}{r} - \frac{1}{R} \right| + C_p \frac{\Delta Q_c}{\Delta t} \frac{W}{K_o S_r} - 2\delta \cos \theta \frac{1}{R} \right| \frac{1}{B_v V \Phi K_o} dz / \Phi \quad (16)$$

地质条件下, 砂、泥岩的平均孔喉半径 (R 和 r) 及地层渗透率 (K_o) 等参数都随埋深发生变化, 而其他参数相对来说较稳定。根据东营凹陷实际地质条件下分析测试的泥岩孔喉半径的结果, 建立了东营凹陷泥岩平均孔喉半径随深度变化的关系, 如式 (17) 所示:

$$r = (-0.8969 \ln z + 7.7691) / 6 \quad (17)$$

对 160 个压汞曲线通过多元回归得出砂岩孔喉半径 R 与空气渗透率 K 和有效孔隙度 Φ 之间的关系式为式 (18)^[27]。而地质条件下, 砂岩的孔隙度和渗透率也是随埋深发生变化的。

$$\lg r = -1.549 + 1.257 \lg \Phi + 0.4766 \lg K \quad (18)$$

由此可以看出, 隐伏砂岩体的含油气饱和度主要与砂体的埋藏深度 (z)、砂体的物性 (Φ, K)、围岩的厚度 (L) 和排烃率 (Q_c) 等有关。式 (16) 可以简化成式 (19):

$$S_o(z) = f(z, \Phi, K, L, Q_c, \dots) \quad (19)$$

这样, 可以对实际地区油气藏的含油气性与这些地质参数的相关性进行统计分析。本文建立了济阳拗陷 57 个隐伏砂岩体的含油饱和度与这些主要参数的相关性, 得到回归分析方程, 用来预测砂体的含油饱和度:

$$S_o = 1.469 \times 10^{-3} Q_c L + 11.13 \ln \Phi + 4.22 \ln K - 21.7 \ln [(-0.8969 \ln z + 7.7691) / 6] - 47.01 \quad (20)$$

式中: S_o 为砂体含油饱和度, %; Q_e 为排烃率, mg/g ; L 为有效围岩厚度, m ; Φ 为砂体孔隙度, %; K 为砂体渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; z 为砂体埋藏深度, m 。

3.2 定量预测实例

以渤海湾盆地济阳坳陷为例, 预测隐伏砂岩体的含油气性。济阳坳陷是我国东部典型的断陷盆地, 自“八五”开始, 已在济阳坳陷进行了隐伏砂岩体油藏勘探尝试, 经过“九五”期间连续的攻关研究和勘探实践, 取得了重大突破。其中东营凹陷布井 180 余口, 成功率 90% 以上, 隐伏浊积岩体油气藏探明储量 $1.7 \times 10^8 \text{ t}$, 每年新增的探明储量均在 $1\,000 \times 10^4 \text{ t}$ 以上, 隐伏砂岩体油气藏的勘探展示了越来越广阔的勘探前景。该区隐伏砂岩体数量多, 隐伏砂岩体油气藏的勘探时间较长, 资料较齐全, 便于开展隐伏砂岩成藏动力学机制研究。

3.2.1 圈闭成藏判识实例

在东营凹陷牛庄洼陷带的牛庄油田内选取

了 9 个落空隐伏砂岩体圈闭作地质剖析。这些圈闭在地理位置上均位于东营市牛庄乡及其附近, 在构造位置上分布在牛庄洼陷的北部、南部和西部及中央背斜带临近牛庄洼陷的位置。砂体埋深一般在 $2\,700 \sim 3\,300 \text{ m}$, 均属于沙 (河街组) 三段砂体。砂体规模变化不大, 厚度一般几米至十几米, 面积 $0.8 \sim 4.0 \text{ km}^2$, 均属于孤立的小型隐伏砂岩透镜体。表 1 为东营凹陷典型的 9 个落空圈闭失利原因分析表。结果表明, 围岩生烃条件较差或砂体物性较差或两者同时出现时圈闭的含油气性差。

3.2.2 圈闭中油气充满度预测实例

利用实际地质资料借助回归分析模型预测了东营凹陷沙三段 40 个隐伏砂岩体的充满度, 预测结果如图 9 所示。结果表明, 实测充满度和预测的充满度的差异不大, 吻合率达 80% 以上, 反映了所分析得出的主控因素及所建立的模型的合理性和实用性。

表 1 东营凹陷典型落空透镜体圈闭失利原因分析
Table 1 An analysis of the typical dry sand lens traps in Dongying depression

砂体	埋深 /m	围岩排烃 强度 / ($10^6 \text{ t} \cdot \text{km}^{-2}$)	围岩生烃 条件评价	物性统计			综合原因
				平均孔隙度, %	平均渗透率 / ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	物性评价	
牛 105	3 015.00~3 022.00	0.1	较差	14.74	11.66	偏差	围岩条件差、砂体物性差
牛 106	3 015.00~3 018.30	0.1	较差	15.60	13.50	偏差	围岩条件差、砂体物性差
牛 108	3 139.40~3 146.80	0.3	较好	16.70	1.39	差	砂体物性差
牛 110	3 000.50~3 022.40	0	差	19.60	960	较好	围岩条件差
牛 111	3 297.00~3 316.60	0	差	12.81	12.52	差	围岩条件差、砂体物性差
牛 112	2 926.00~2 933.00	0.3	较好	13.60	1.80~8.92	差	砂体物性差
河 89	2 965.04~2 966.00	0.3	较好	11.55	0.16	差	砂体物性差
河 169	2 934.80~2 941.20	0.3	较好	14.43	13.50	偏差	砂体物性差
河 169	3 061.30~3 071.60	0.3	较好	12.40	11.15	差	砂体物性差

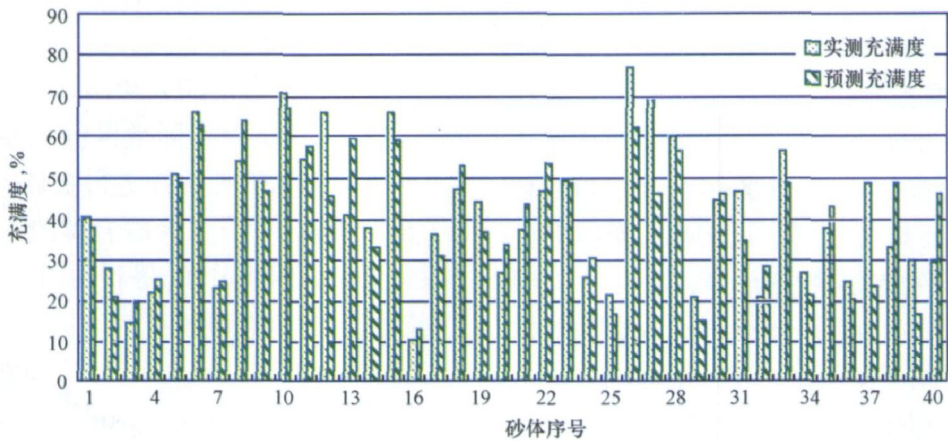


图 9 东营凹陷充满度预测模型预测的岩性油气藏充满度

Fig. 9 Model-predicted fullness coefficients of lithological reservoirs in Dongying depression

3.2.3 圈闭中砂体孔隙含油气饱和度预测实例

利用上述方法和原理, 可以对单个油气藏在地史过程的含油气性演化规律进行定量描述。以济阳坳陷沾化凹陷桩 241 砂体为例, 桩 241 砂体处在 3 100~ 3 350 m 深度范围内, 下第三系沙三下段为其主力含油层段, 含油性较好。砂体中部主体含油, 为深水浊流沉积体; 四周为油页岩包裹。油藏原始地层压力为 31.4 MPa 压力系数为 1, 为常压油藏。油藏储集物性较好, 平均孔隙度 15.5%, 渗透率 $83.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 粒度中值 0.05~ 0.12 mm, 分选中—差, 分选系数为 1.34 储层孔喉半径为 0.10~ 1.93 μm , 孔喉半径中值为 0.1~ 0.5 μm 。砂体处于压实成岩作用的中、晚期, 围岩已经进入生、排烃门限, 能够形成足够的烃量满足圈闭成藏。桩 241 圈闭目前平均含油饱和度为 57%, 模拟砂体目前含油饱和度为 54%。其成藏演化过程模拟结果如图 10 所示。

利用含油饱和度公式, 还可以预测单个油气藏现今各部位的含油气性大小及平面含油饱和度的分布。以济阳坳陷东营凹陷博兴洼陷沙三中 4+ 5 砂层为例, 该段砂体平均孔隙度、渗透率分别为 20% 和 $60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 现今平均埋藏深度 2 950 m, 烃源岩已进入排烃门限。模拟结果显示, 砂体储集物性较好的樊 11、樊 104 樊 31 井区含油饱和度较高, 最高可达 60%; 储层物性较差的边缘部分

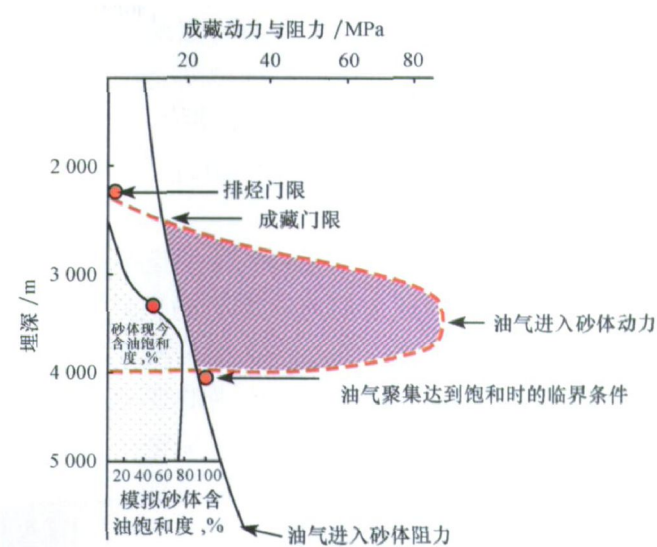


图 10 济阳坳陷沾化凹陷桩 241 砂体成藏动力学过程模拟

Fig.10 Process simulation of petroleum accumulation dynamics in Zhuang-241 sandbody of Zhanhua sag Jiyang depression

的含油气饱和度较低 (图 11)。

4 结 论

1) 隐伏砂岩透镜体聚集油气的主要动力包括砂、泥岩接触面上的毛细管压力差、生烃泥岩与砂体之间的烃浓度差引起的扩散力和泥岩内干酪根生成油气产生的体积膨胀力等; 聚集油气的阻力主要包括油气进入砂岩体后遇到的毛细管力和油气将水挤出砂岩体外遇到的阻力。

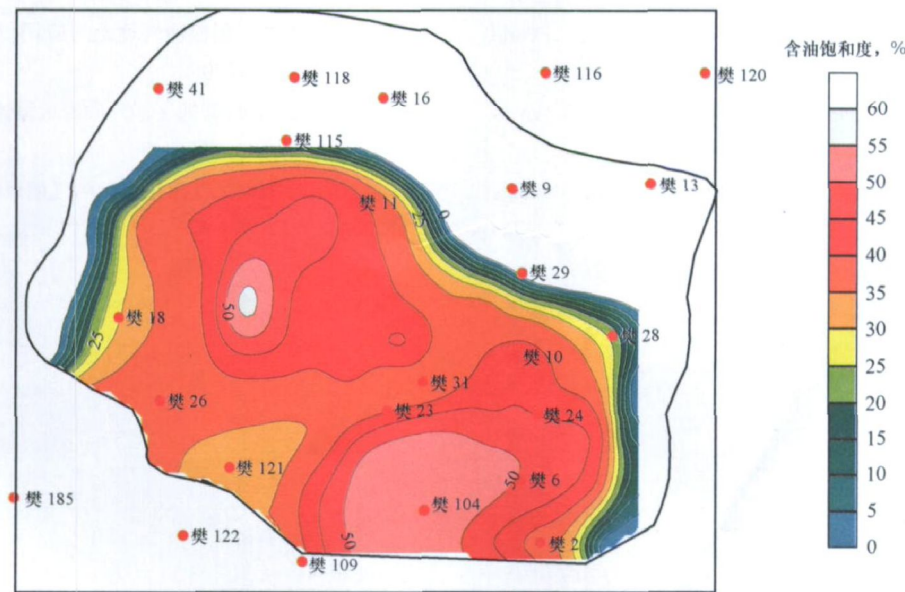


图 11 济阳坳陷博兴洼陷沙三中 4+ 5 砂层含油饱和度预测平面图

Fig.11 Plane distribution of the predicted oil saturation of sand layer 4 and 5 in the third member of Shahejie Formation in Boxing sag Jiyang depression

2) 隐伏砂岩透镜体聚集油气成藏必须满足两个基本条件: 一是油气进入到砂岩透镜体内的综合动力大于遇到的综合阻力; 二是包围孤立砂体的泥质烃源岩生成的烃量已经超过了源岩残留烃的临界饱和量。

3) 隐伏砂岩透镜体内聚集的烃量与成藏综合动力和成藏综合阻力之差及源岩的生烃条件和储层的物性密切相关, 通过建立相关模式可以实现对隐伏砂岩体成藏概率、圈闭中油气充满度和砂体孔隙含油气饱和度变化的定量预测。

参 考 文 献

- Jia Chengzao, Chi Yingliu. Resource potential and exploration techniques of stratigraphic and subtle reservoirs in China[J]. *Petroleum Science*, 2004, 1(2): 1-12
- 李丕龙, 张善文, 宋国奇, 等. 济阳成熟探区非构造油气藏深化勘探[J]. *石油学报*, 2003, 24(5): 10-15
- 姜振学, 陈冬霞, 苗胜, 等. 济阳坳陷透镜状砂岩成藏模拟实验[J]. *石油与天然气地质*, 2003, 24(3): 223-227
- Weiner P, Link M H. Seismic facies and sedimentary processes of submarine fans and turbidite systems[M]. New York: Springer-Verlag, 1991. 197-222
- Bouma A H, Stone C G. Fine-grained turbidite systems[A]. SEPM Special Publication[C]. AAPG Memoir 72, 2000. 68. 1-19
- 冯志强, 张顺, 解习农, 等. 松辽盆地嫩江组大型坳陷湖盆湖底水道的发现及其石油地质意义[J]. *地质学报*, 2006, 80(8): 1226-1232
- 张俊, 庞雄奇, 陈冬霞, 等. 牛庄洼陷砂岩透镜体成藏特征及主控因素剖析[J]. *石油与天然气地质*, 2003, 24(3): 233-237
- Cordell R J. How oil migration in clastic sediments[J]. *World Oil*, 1977, 183(1): 6-7
- 1995, 16(2): 126-130
- 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. 198-199
- Stainforth J G. Primary migration of hydrocarbons by diffusion through organic matter network and its effect on oil and gas generation[J]. *Organic Geochemistry*, 1990, 16(1): 61-74
- 论粘土岩中砂岩透镜体的含油机制[J]. ••••• 1995, 2: 41-45
- Magara K. Reevaluation of montmorillonite dehydration as cause of abnormal pressure and hydrocarbon migration[J]. *AAPG Bulletin*, 1975, 59: 292-302
- Berg R R. Capillary pressures in stratigraphic traps[J]. *AAPG Bulletin*, 1975, 59(5): 939-956
- 庞雄奇, 陈冬霞, 李丕龙, 等. 砂岩透镜体成藏门限及控油气作用机理[J]. *石油学报*, 2003, 24(3): 38-41
- 李丕龙, 庞雄奇, 陈冬霞, 等. 济阳坳陷砂岩透镜体油藏成因机理与模式[J]. *中国科学(D辑)*, 2004, 34(S1): 143-151
- 邹才能, 贾承造, 赵文智. 松辽盆地南部岩性-地层油气藏成藏动力和分布规律[J]. *石油勘探与开发*, 2005, 32(4): 125-130
- Barker C. Primary migration—the importance of water-organic-mineral matter interactions in the source rock[M]. Tulsa Oklahoma: AAPG Studies in Geology, 1980. 1-13
- 陈冬霞, 庞雄奇, 姜振学, 等. 利用核磁共振物理模拟实验研究岩性油气藏成藏机理[J]. *地质学报*, 2006, 80(3): 432-438
- McAuliffe C D. Oil and gas migration—chemical and physical constraints[J]. *AAPG Bulletin*, 1979, 63(5): 767-781
- Leythaeuser D, Schaefgen R G, Yunker A. Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons[J]. *AAPG Bulletin*, 1982, 66(4): 408-429
- 李明诚. 石油与天然气运移[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004. 50-64
- 庞雄奇. 排烃门限控油气理论与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995. 1-270