

东营凹陷古近系异常高压的形成与岩性油藏的含油性研究

张善文^①, 张林晔^{②*}, 张守春^②, 刘庆^②, 朱日房^②, 包友书^②

① 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司, 东营 257015;

② 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司地质科学研究院, 东营 257015

* 联系人, E-mail: zhanglinye2006@163.com

2008-09-11 收稿, 2009-02-06 接受

摘要 对东营凹陷异常高压的形成机制进行了系统的分析, 认为欠压实、生烃增压、地层剥蚀对流体增压有显著作用, 但是由于增压机制的阶段性差异, 对油气运移有影响的机制主要有生烃增压及地层剥蚀作用。根据对东营凹陷盆地演化史的分析, 认为东营末期地层抬升剥蚀之前异常压力的形成以欠压实为主, 而在剥蚀之后以生烃增压为主, 在明化镇末期又发生了一次剥蚀, 造成压力场的变化而诱发流体运移。异常高压的发育是岩性油气藏形成的必要条件, 而且二者具有很好的正相关关系。根据现今油藏中压力与充满度的大小, 确定了成藏动力与岩性油藏含油性之间的定量关系。而成藏动力的大小, 既取决于动力源, 还取决于储层毛细管力、围岩流体压力及在不同输导体系的动力衰减。

关键词
东营凹陷
古近系
异常高压
岩性油气藏
充满度

压力是油气成藏过程中最积极最活跃的因素, 地下流体异常压力的形成、演化与油气的生成、运移聚集有着密切的关系。油气总是从高势区往低势区运移, 地质条件的不断变化可以引起压力的转移和重新分配, 因此, 压力的演化是研究油气运移的重要内容之一。目前, 对异常高压形成机制的研究较多, 主要包括: ① 欠压实; ② 流体体积增加(水热膨胀、矿物转化、生烃作用); ③ 流体运动和浮力; ④ 压力的转移; ⑤ 构造作用等等^[1]。东营凹陷位于渤海湾盆地南部济阳拗陷内, 是一个拉张性的箕状断陷盆地, 经历了复杂的演化过程, 形成了利津、牛庄、博兴、民丰 4 个次级洼陷。盆地演化从整体上控制了压力场的变化, 进而对油气的运移和聚集有重要的影响。东营凹陷已进入高勘探程度阶段, 以岩性油气藏为主的隐蔽油气藏是今后重要的勘探阵地, 借助于动力学研究对油气成藏过程进行动态分析也逐渐成为关注的重点。

1 异常高压形成机制分析

除局部可能受特殊因素的影响外, 一个盆地在区域上往往具有共同的压力形成机制。受热膨胀是需要考虑的因素之一, 但更多的资料显示, 由于封隔层对水难以封闭, 水热膨胀对压力影响有限^[2]。东营凹陷黏土矿物快速转化主要发生在 2000~2800 m 深度段, 与超压的出现不匹配^[3], 故黏土矿物脱水对形成超压的贡献也不大。2500 m 之下异常压力段的发育与含烃饱和度增大的深度一致, 故生烃作用与异常高压的发育有明显关系。另外, 欠压实以及构造作用控制的埋藏剥蚀对超压的作用目前争议颇大, 后者本文将作重点讨论。

1.1 欠压实

欠压实作用曾被认为是东营凹陷最主要的压力形成机制^[4]。当沉积速度比孔隙水压力散失快时, 发生压实不平衡。在压实过程中随着埋深的增加, 泥岩

引用格式: 张善文, 张林晔, 张守春, 等. 东营凹陷古近系异常高压的形成与岩性油藏的含油性研究. 科学通报, 2009, 54: 1570~1578

Zhang S W, Zhang L Y, Zhang S C, et al. Formation of abnormal high pressure and its application in the study of oil-bearing property of lithologic hydrocarbon reservoirs in the Dongying Sag. Chinese Sci Bull, 2009, 54, doi: 10.1007/s11434-009-0200-9

的孔、渗降低, 封闭性增强, 孔隙水排出困难, 压力难以释放, 造成了欠压实, 从而引起了异常高压. 泥岩的欠压实造成异常高压的大小取决于: 封密层的渗透性、岩性、沉积速率、地壳的构造运动, 主要发育于沉降或沉积速率较高、充填岩性较细的新生代盆地, 而且超压带通常具有较高的孔隙度和较低的密度^[5,6]. 早期泥岩具有的塑性及高孔隙度, 使岩石具有较高的压实速率并排水, 快速排水受阻则会形成相对高压.

泥岩在埋深过程中黏土矿物、孔隙度、密度等均呈现规律性的变化, 综合分析认为 2500~3000 m 左右是济阳拗陷泥质烃源岩力学性质发生快速变化的阶段. 由塑性变为脆性, 早期的流体运移表现为压实流, 晚期的流体运移表现为微裂缝方式. 从岩性角度分析, 东营凹陷的欠压实更容易出现在 1000~2500 m 之间的快速压实带^[7].

1.2 生烃增压

生烃作用及其所引起岩石结构及孔隙流体性质等的改变可以极大地提高孔隙的剩余压力. 一方面, 大分子沥青对孔隙喉道具有一定的封堵作用, 同时生成的烃类物质占据一定孔隙体积, 形成两相或三相流体, 使水的有效渗透率下降, 孔隙流体难于排出. 另一方面, 有机质由固体干酪根变成液态油, 其体积发生一定的膨胀. 同时, 固体干酪根的转化还使烃源岩的岩石骨架发生一定的改变, 使一部分由岩石骨架承受的上覆压力转移到由孔隙流体承担, 使孔隙流体剩余压力升高.

生烃作用形成的剩余压力大小是由岩石孔隙体积的变化和孔隙空间中包含的水、各种有机质体积的变化决定的. 目前对生烃增压计算方法有多种, 本次采用Berg等人^[8]提出的计算方法, 涉及到流体、岩石的力学参数; 岩石的孔隙度; 烃转化率; 干酪根和烃密度等参数. 根据泥岩成岩作用及孔隙演化, 在东营凹陷取 2500 m 作为起始深度, 各参数如表 1, 烃转化率来自于张林晔等人^[3]提出的模式. 据此分别计算了东营凹陷不同有机质丰度烃源岩的压力增长曲线(图 1). 按烃源岩平均有机碳含量 4% 计算, 到 3500 m 左右压力可达 60 MPa 左右, 压力系数为 1.7 以上, 与实际剖面上封闭性强的压力系统较为一致.

1.3 剥蚀卸载

岩层在上升剥蚀卸压过程中, 岩石流体均发生

表 1 用于计算生油增压的岩石和流体参数^{a)}

性质	参数
岩石(柔性)压缩率(C_p)	$30.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
干酪根压缩率(C_k)	$10.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
油(沥青)压缩率(C_o)	$15.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
水压缩率(C_w)	$3.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
初始干酪根/油密度比(D)	1.2~1.4
初始干酪根/水体积比 (v 按开始生烃时孔隙度计算)	$\frac{\text{TOC}(\%)/(0.67 \times \rho_k)}{1/\rho_f \times \phi(\%)}$; ρ_k (干酪根密度) = 1.2 g/cm^3 ; ρ_f (岩石密度) = 2.6 g/cm^3
开始生烃时孔隙度(ϕ_i)	沙四段 8% 沙三段 9%

a) 1 MPa = 145 psi

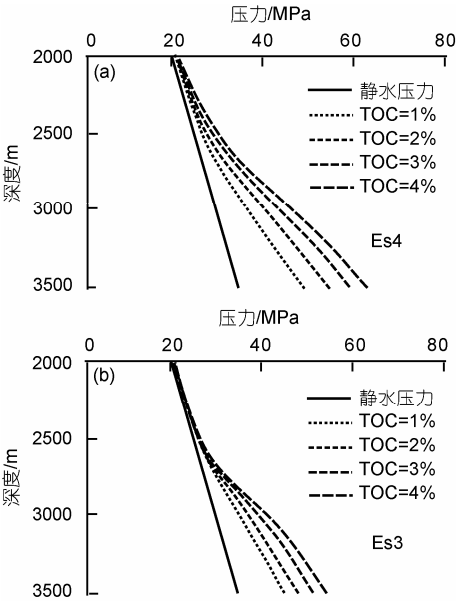


图 1 东营凹陷不同丰度烃源岩生烃增压与深度的关系图

一定的回弹, 造成压力的变化, 其变化的大小与岩石、流体的力学性质有直接关系. 由于地下各部位岩性及流体组成存在差异, 各部分压力场变化的幅度是不一样的, 可以进一步改变压差, 在空间上形成压力场的重新分配, 为油气运移提供动力.

由剥蚀造成的压力变化主要取决于剥蚀的厚度及岩石、流体的压缩系数^[5]. 岩石力学系数采用流体静力仪测定, 通过对东营凹陷多口井不同深度岩石压缩系数的测定(图 2), 砂岩弹性压缩系数变化与成岩作用具有直接关系. 随深度增加, 岩石弹性压缩系数逐渐降低, 除泥质或灰质砂岩外, 不同粒径砂岩的弹性压缩系数无明显差异, 可见岩石力学性质主要与成岩关系密切. 砂岩早期主要表现为机械压实作

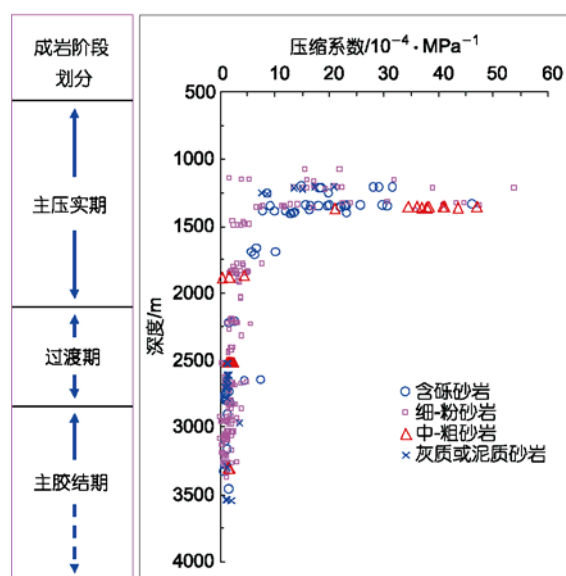


图 2 各种粒级碎屑岩压缩系数与深度关系

用, 岩石具有较高的回弹能力, 随成岩演化, 岩石胶结作用增强, 回弹能力变差。在埋深大于 2000 m 时, 强石英次生加大、碳酸盐等强胶结作用开始出现并且含量逐渐增高, 压实作用逐渐减弱, 孔隙度迅速降低, 砂岩逐渐变得致密, 压缩系数急剧下降。埋深大于 2700 m 时, 砂岩进入主胶结期, 逐渐失去回弹能力。

流体的压缩系数以烃类变化较大, 主要与气油比关系密切。烃类的压缩系数和气/油比是将地下采出的原油通过高压物性仪测出。统计了东营凹陷不同气油比原油的压缩系数(图 3), 可见二者线性关系良好。

通过上述分析, 地层在剥蚀过程中, 岩石与流体压力均降低, 但是变化幅度不同, 压缩系数大的部分降低较慢, 而压缩系数小的部分降低快。这样在剥蚀过程中既可以形成异常高压, 也可以形成异常低压,

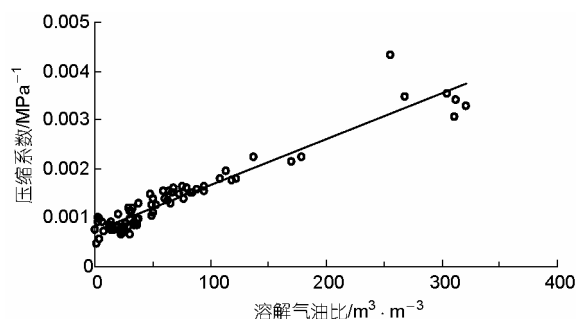


图 3 东营凹陷原油压缩系数与气油比关系图

从而形成新的压差。

2 压力演化分析

压力演化分析即对古压力进行恢复, 主要结合现今地质剖面的演化, 在沉积埋藏史以及与其相关的地温场、岩石-流体物理性质、生烃率等几个方面研究的基础上进行模拟。

2.1 现今烃源岩流体压力垂向变化

地层压力的大小可以通过实测、钻井显示或通过地震资料、测井资料进行预测或反演。相对地层压力而言, 泥岩孔隙中流体压力的研究手段较为局限, 但是通过孔隙度的演化可以分析压力的发育特征。对东营凹陷多口井中两套主力烃源岩即沙三段和沙四段建立了孔隙度发育与深度关系(图 4), 其中的正常压实曲线是结合实测数据利用 IES 软件进行模拟获取。将其与实测烃源岩孔隙度进行对比, 在东营凹陷可以看到有两个深度阶段孔隙度有高于正常压实曲线的趋势, 分别为 1000~2500 m 之间和 2500~3000 m 之下。

当流体压力变大时, 孔隙难以被压缩, 孔隙度随深度变化的速率降低, 有的情况甚至呈增大的趋势, 偏离了正常的压实曲线。根据这一特点, 认为东营凹陷烃源岩在演化剖面上与孔隙度相对应, 存在两个高压发育段。

综合孔隙度变化与压力形成机制分析认为, 东营凹陷有欠压实、生烃、剥蚀卸载 3 种作用对流体压力影响较大, 而黏土脱水与水热作用贡献较小(图 5)。2500 m 以上由于泥岩具有塑性而发生的欠压实作用使孔隙流体压力增大。前人根据声波时差资料认为欠压实在较大深度范围内均有较大贡献^[9,10], 而实际上从泥岩的力学特征分析欠压实作用对流体压力的贡献主要是局限于浅部。欠压实产生的异常压力在 2500 m 之前由于排液作用已经释放, 孔隙度也逐渐趋于正常压实(图 4), 2500 m 以后以生烃为主, 压力增大致使孔隙度增高。在剥蚀作用发生时, 则会增大不同岩层之间、含烃流体与非含烃流体之间的压力差。

2.2 古压力演化特征

压力的演化本质上是成岩过程中能量积累和释放的过程。沉积物在经历漫长的成岩作用改造期间, 其矿物成分、结构构造等都发生变化, 其变化主要受温度、压力和层间水溶液性质的影响。这些因素均受控于埋藏的时空演化历史即沉积埋藏史。因此, 沉积

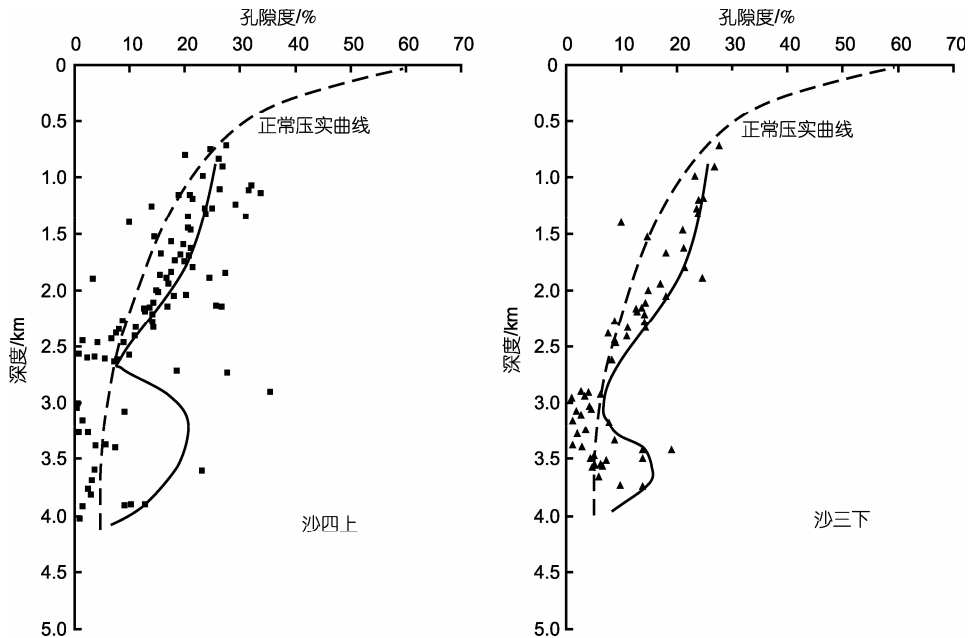


图4 东营凹陷主力烃源岩实测孔隙发育

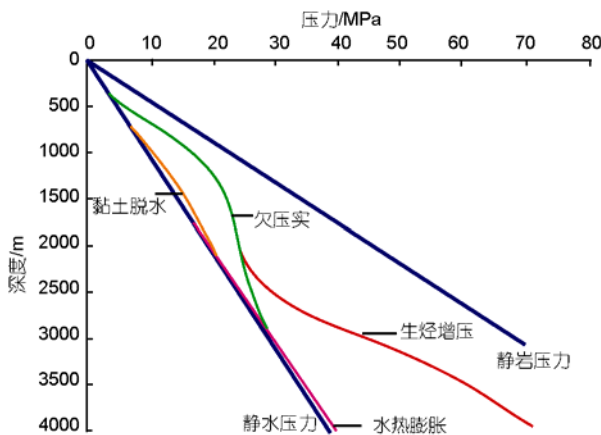


图5 东营凹陷流体增压作用随深度变化

埋藏史是研究古地温、古压力的基本的要素。其中剥蚀量的计算是一个重要的环节，前人在东营凹陷进行了一些初步的工作，但并不是很系统，本次采用张海峰(2008, 个人通讯)通过米氏旋回对全区 38 口井计算的结果。“米氏旋回学说”是由南斯拉夫Milankovitch (1920)提出：地球日照量的多少是与地球公转轨道中偏心率(e)、黄赤交角(ε)和岁差(P)的变化有关，这 3 个要素的周期性变动引起日照辐射量的变化，从而引起气候和沉积旋回的变化^[11-13]，并在沉积记录中保存有米氏旋回的证据。在研究中若选定合适的地质参数，就可以对沉积物中隐藏的米氏旋回进行识别，即进行时频分析、地层旋回与地质时间对比分析，

研究地层地质年龄、沉积速率、无沉积时间间隔，以确定剥蚀量、剥蚀时间、无沉积时间。

自古近纪以来，东营凹陷经历了两次抬升和剥蚀，即东营末期和明化镇末期。通过计算，东营末期的抬升剥蚀，各洼陷的剥蚀量具有很大差别，利津洼陷剥蚀相对较小，牛庄、博兴次之，民丰最大，最高达 600 m 左右。明化镇末期整个东营凹陷剥蚀量比较平均，约为 129 m。根据地层发育状况确定了埋藏史，并进一步确定了各段的沉积速率(图 6)。盆地演化不同阶段增压机制存在差异，压力场的发育也具有不同特征，本次主要根据地层埋藏史及各阶段的岩石特征，并结合前述 3 种机制来分析东营凹陷总体压力的演化情况(如图 7)，其中丰深 2、清 1、王 77、樊 4 分别代表民丰、利津、牛庄、博兴 4 个洼陷。其中欠压实增压采用 IES 盆模软件中相关模块计算，生烃增压采用 Berg 等人^[8]提供的计算模型，而卸压造成的压力变化也采用相关的模型计算^[5]。选取三口井将计算结果与包裹体测压进行对比验证(表 2)，N104 与 N105 两井处于洼陷的中心，包裹体压力略低于模拟计算的压力，二者比较接近；S10 井位于断层附近，两个包裹体的测试数据明显高于计算结果，表明受到其他来源压力的影响。

古近系地层在东营末抬升之前为持续沉降阶段。从图 6 可以看出，东营凹陷各洼陷在该阶段沉积速率

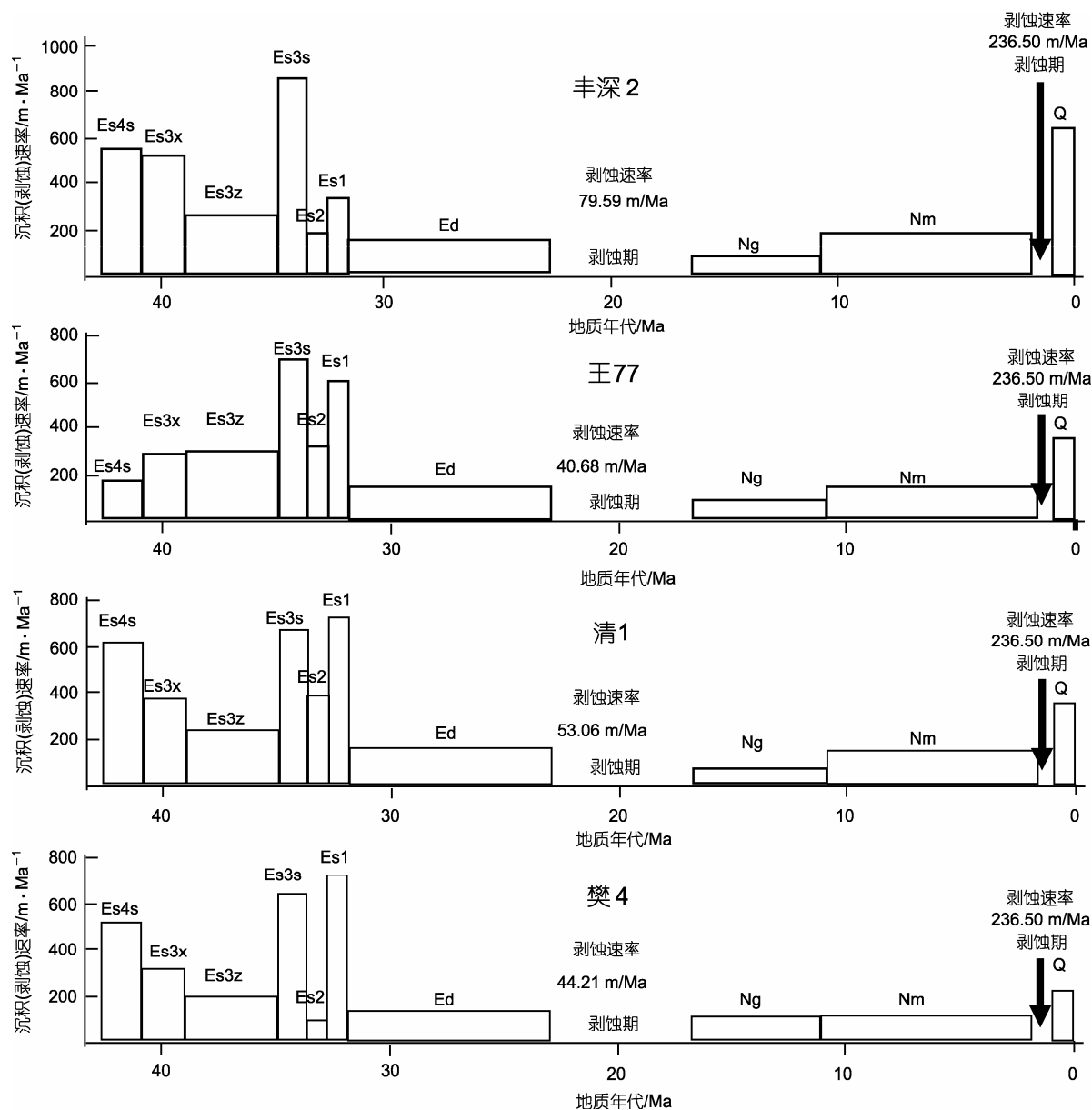


图 6 东营凹陷各洼陷沉积速率图

表 2 包裹体测压与模拟计算数据比较表

井号	深度/m	古高程/m	包裹体压力/MPa	模拟压力/MPa
N104	3042.5	2965	39.1	40.7
	3051.35	2660	35.9	36.6
	3052	2110	28.6	29.2
N105	3251.5	2350	33.4	34.6
	3253	2300	30.4	33
	3253.5	2360	31	34.4
S10	3038	2110	22.2	23.2
	3094.18	2720	37.3	31
	3168.52	2880	38.2	34

总体较快, 多数情况下在 200 $\text{m} \cdot \text{Ma}^{-1}$ 之上。沙三段、沙四上亚段埋深均超过 2000 m, 沙四上段的底在民丰、利津洼陷达到 3000 m, 在牛庄和博兴也超过 2500 m, 此时地层中的异常流体压力主要也发育在这两个层位, 发育起始深度大致在 2000~2300 m 之间。根据异常压力的形成机理, 认为欠压实是地层超压形成的主要成因之一, 而且发育深度各区域也有所不同, 如图 8 为上述四口井的模拟结果。洼陷内沙四上及沙三下的部分地层达到了生烃成熟门限, 进入生油窗范围, 但这一时期烃类转化率低, 生烃不可能作为超

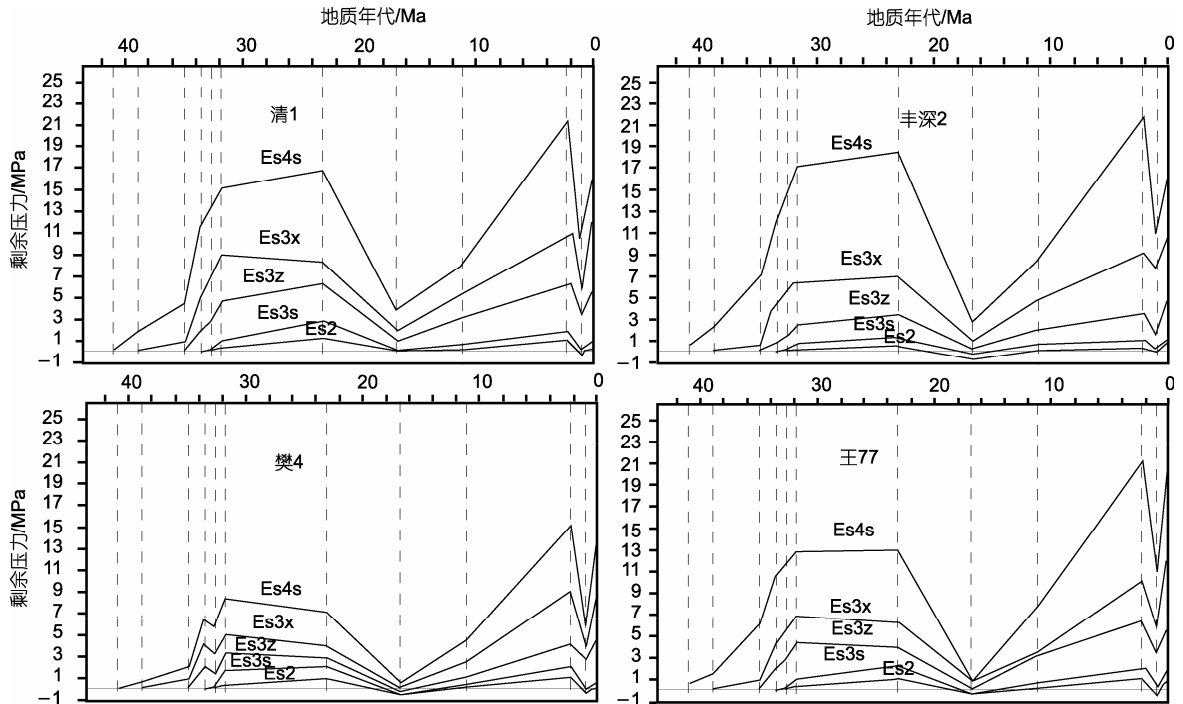


图 7 单井古压力演化

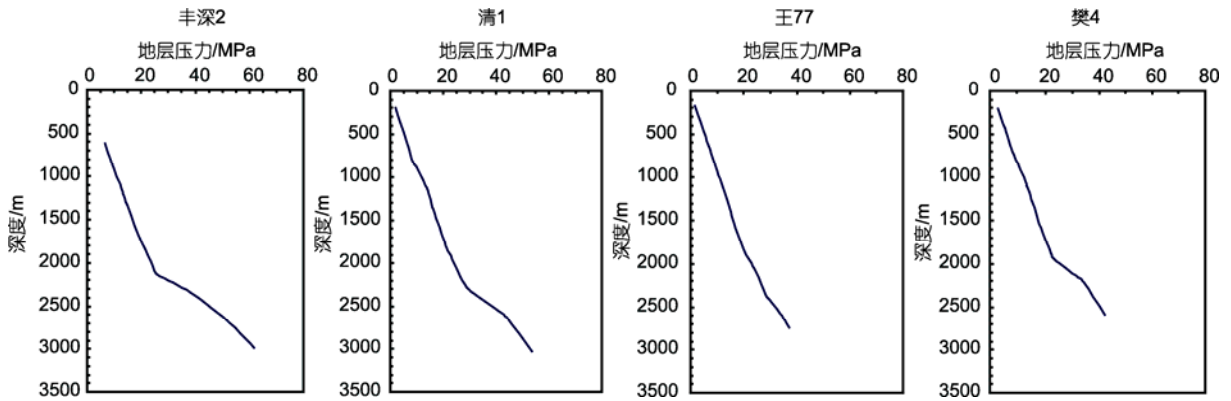


图 8 东营末期抬升前地层压力与深度关系图

压形成的重要成因机制。洼陷深部沙四段地层在东营末抬升前剩余压力达到 20 MPa, 而沙二段地层仅 2 MPa。

在东营末期地层抬升遭到剥蚀, 各区并不均衡, 故压力的变化也不均衡。计算表明, 沙四上亚段在洼陷中心部位压力变化不到 1 MPa, 而在边部达 6 MPa 以上。在埋藏较浅的沙二段以上地层, 孔隙空间回弹较大, 压力下降明显, 其边部的压力减小达 8 MPa, 甚至低于静水压力。该阶段断裂发育, 由于剥蚀的不均衡也会出现明显的差异压实。

馆陶、明化镇沉积期为东营凹陷的再沉降阶段,

各洼陷的沉积速率相对较低, 同时由于埋深加大, 成岩作用加强, 欠压实并不是影响孔隙剩余压力演化的主要因素。Es₄^上和 Es₃^下亚段源岩整体进入大量生烃阶段。在这一沉积时期, 沙四上、沙三下段地层压力迅速升高, 特别是在明化镇时期, 沙四上、沙三下段烃源岩进入大量生烃阶段, 各洼陷内的剩余压力迅速上升, 在利津、民丰和牛庄洼陷, 沙四上亚段地层剩余压力超过 20 MPa, 博兴洼陷也达到 15 MPa 以上。而对于无生烃能力或生烃能力极差的沙二段、沙三上亚段地层, 其剩余压力一般在 3 MPa 以下。生烃作用是这一阶段超压形成的重要原因之一。由于层间和

层内压差得以强化,生成的油有条件排出并沿主要断裂发生运移。

明化镇末期东营凹陷又经历了一次地层抬升和剥蚀,但剥蚀的厚度、持续的时间均比东营运动时小得多,因此由抬升剥蚀而产生的剩余压力降低的幅度也相对较小。但是,由于抬升而诱发的大规模流体运移,对压力的演化具有重要影响作用。在这一阶段,沙四上段及沙三中、下段烃源岩已大量生烃并存在一定的剩余压力,尤其沙四上段仍然保持约 10 MPa 的剩余压力,而沙三上、沙二段剩余压力较小。第四系 300~400 m 沉积加速了古近系各烃源岩生烃作用,尤其是各套烃源岩在深埋的过程中气态烃的形成,使地层压力急剧增大,较低的烃类黏度易于对深部砂体实施充注。近期,新钻探到新利深 1 井和丰 1 井沙四段高产高气/油比油气层,其形成就是最有力的证据。

3 异常高压与岩性油气藏充满度的关系分析

盆地中压力的发育状况对油气运移的影响是多方面的,既控制油藏的分布及发育类型,也与成藏规模有关,对不同类型的油气藏,其影响的程度也存在差异。异常压力的发育只有与成烃期相匹配才会对油气成藏起作用,东营凹陷古近系生烃增压与剥蚀卸压所形成的剩余压力共同成为油气成藏的有效动力。有些油气藏中较好地保留成藏期的压力信息,本次以岩性油气藏为例来分析成藏与异常高压发育之间的关系。

3.1 异常压力下的油气充注

大量资料显示,储层的压力与其含油性之间存在明显的关系,尤其是岩性油气藏,这一趋势尤为明显。根据李丕龙等人^[14]的统计,济阳坳陷多数透镜体油气藏地层压力为异常流体高压,且异常压力大的砂岩体充满度也较大,有的充满度在 80% 以上的砂岩体其压力系数在 1.6 以上。对有断层沟通的砂体油藏,地层压力与油气充满度关系较复杂,其压力系数一般在 1~1.4 之间。相比较而言断层沟通的砂体所需压力较低。根据张善文等人^[15]总结,济阳坳陷砂体充满度主要与距中心位置、砂体类型、埋藏深度有关,而与储层物性、砂体的厚度、面积、体积关系不明显,说明动力条件在成藏各要素中起到非常突出的作用。

以东营凹陷局部精细解剖为例。牛庄洼陷已发现含油砂体均为岩性油藏和构造-岩性油藏,85%以

上含油砂体分布于异常高压带内,多具有较高的异常压力。牛庄北部牛 34-C 等砂体,油源、物性及成藏条件相似,各个砂体的含油充满度与剩余压力有很好的正相关关系(图 9),即其异常压力越大,油藏的含油充满度越高。其含油性特征很好地反应了压力与成藏规模之间的量化关系。

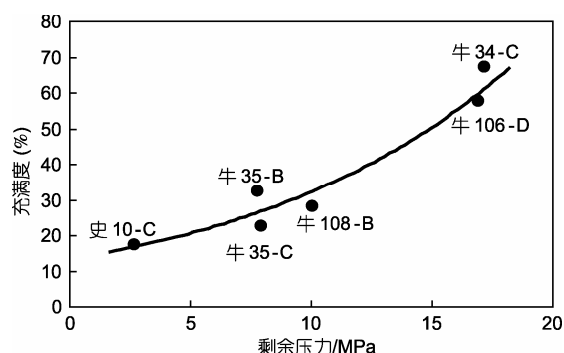


图 9 牛 34-C 等砂体油充满度与剩余压力关系图

在东营凹陷浅部,由于成藏动力较弱,较好物性条件的砂岩才可以有效含油,如王庄油田,油藏埋深在 1000~1400 m,该区远离烃源岩高压带,油气充注动力主要为浮力或水动力,成藏动力较弱,含油物性下限为 22%~30%,渗透率下限为 $120 \times 10^{-3} \sim 270 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。而在深洼陷处,由于异常高压的存在,成藏动力较强,含油孔隙下限可达到 10% 以下,渗透率下限可达到 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,图 10 为牛庄洼陷砂体含油物性

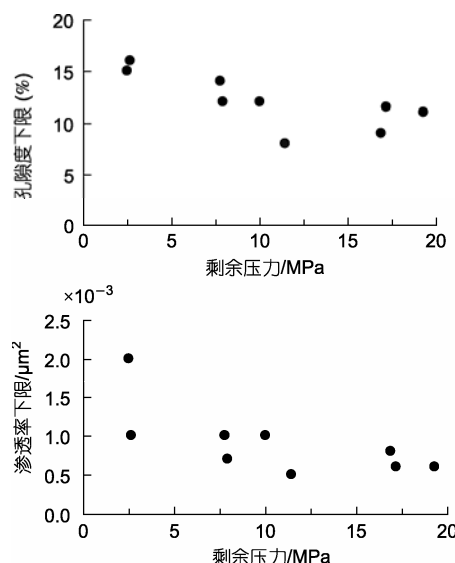


图 10 东营凹陷牛庄洼陷砂体油藏物性下限与剩余压力关系图

下限与剩余流体压力关系图, 图中表明: 砂体含油性下限数值与砂体剩余压力有较好的负相关关系, 随着异常压力的增高, 砂体的含油性下限明显降低。因此在深凹陷内的砂体如果具有较高的成藏动力, 储层的物性条件不是制约油气成藏的主要因素。

油气成藏的整个过程, 即油气从烃源岩排出、经输导体系运移、驱替储层水进入圈闭, 主要受控于烃源岩、输导体系和成藏动力^[16]。其中, 烃源岩提供成藏物质和运移原始动力; 输导体系是沟通烃源岩与圈闭的流体通道; 成藏动力包括油气运移的推动力和驱替储集层地层水的阻力。烃源岩生、排烃可以看成是释放烃类的连续过程, 目前对烃类排出机制的关键问题依然存在着分歧。比较流行的观点可分为两种: 一是有机质流体形成超压通过微裂缝运移, 二是通过有机质富集层的网络做顺层运移。二者从微观机理上具有一致性, 其主要的差别是烃类在有机母质上赋存时间的长短。烃类释放的结果是进入源岩孔隙、砂层或输导层孔隙, 克服阻力实现从烃源岩、输导体系至储层含油饱和度的增长。

岩性油气藏充注形式可分为 3 种情况。其一, 对于有效烃源岩内砂体, 油气由烃源岩直接向砂体充注而成藏。其二, 烃源岩中油气经断裂体系输导向砂体充注, 在这种断裂输导的作用下, 油气藏可以在远离烃源岩区形成。以纯化油田最为典型, 在其沙四段储层中, 在 2000 m 以下就开始产生异常压力, 压力系数在 2300 m 左右接近 1.5, 剩余压力为 8 MPa。根据本区现今压力分布规律, 泥质烃源岩在 2500 m 以上不可能产生这么高的压力, 其压力形成应该是注陷深部烃源岩中油气运移所致, 即深部烃源岩内压力传递的结果。油源分析结果表明^[3], 该区原油主要来自利津注陷深部烃源岩。其三, 油气自烃源岩经间歇性开启的裂缝输导体系向岩性圈闭充注。裂缝的形成主要受控于构造活动及流体压裂^[17~20]。从岩石力学特征上来看, 地层演化到压力封闭系统阶段岩性较脆, 是裂缝发育的主要阶段。对于深凹陷处烃源岩外远离断裂带的岩性圈闭, 裂缝的形成是油气运移的主要条件。

3.2 岩性油藏充注定量研究

油气充注储层必须驱替砂体内的孔隙流体, 因此成藏动力不仅是指油气运移的动力, 还应包含油气运聚的阻力, 阻力主要包括成藏输导体系中阻力、

储层的静水压力及储层毛细管力。从油气运聚源动力和阻力两个方面入手, 建立注陷带岩性圈闭成藏动力计算公式, 即

$$P = P_s - a \Delta H - P_w - P_c,$$

式中, P 为成藏动力, MPa; P_s 为源岩流体压力, MPa; a 为压力衰减系数, $0 \leq a \leq 0.022$, MPa/m, 断裂输导体系取 0.0107 MPa/m, 裂缝输导体系取 0.022 MPa/m; ΔH 为油气运移垂向距离, m; P_w 为储层静水压力, MPa; P_c 为储层毛细管压力, MPa。

油气在输导体系运移过程中发生能量损失, 运移动力衰减, 不同输导体系类型动力衰减系数不同。注陷带流体封存箱内油气二次运移的输导体系包括 3 种单因素类型, 即砂体型、断裂型和裂缝型。岩性油藏主要分为烃源岩内及烃源岩外两种, 源岩内“自生自储”油藏的输导体系为砂体本身, 即砂体型; 源岩外油藏则主要是通过断层或裂缝的输导来实现, 输导体系为断裂型或裂缝型。源岩内砂体输导的油藏因油气直接由源岩进入砂体, 能量损失可以忽略不计, 动力衰减系数为 0。断裂连通性好, 且为高渗透层, 因此是油气运移的快速通道。而高渗透层内压降几乎为零^[21], 可以忽略不计, 基本视为管流。而且, 随着烃源岩与储层间距的增大, 砂体含油程度变化较小, 远离油源的砂体亦可形成较高油气充满度的油藏, 如前述纯化油田。大多数情况下油气顺断层由下向上运移, 因而油气只需克服静水柱压力。东营凹陷地层水平均密度为 1.092 g/cm³, 静水柱压力梯度为 0.0107 MPa/m, 因而油气沿断裂输导的压力衰减梯度取值为 0.0107 MPa/m。

输导裂缝多发育在生油注陷的油源层内, 裂缝随流体的排出和压力降低而重新闭合, 裂缝通常不连续, 要形成有效的输导体系, 流体压力应大于泥岩的破裂压力。在油气运移过程中, 流体压力将明显衰减, 从埋深看, 济阳坳陷岩性油气藏埋藏深度一般在 2500~4000 m 之间, 主要分布区间为 2500~3500 m^[14], 就是这个原因。但最低压力不应低于围岩流体压力, 油气运移动力的衰减系数应小于或等于超压系统内围岩的流体压力衰减系数。东营凹陷流体超压系统内由下至上现今地层流体压力的衰减系数为 0.022 MPa/m。因此, 为了定量计算, 将裂缝型输导体系油气运移动力衰减系数定为现今地层流体压力的衰减系数, 即 0.022 MPa/m。

回归东营凹陷注陷带 249 个砂体的含油性与其

对应成藏动力的关系,结果表明两者为正相关关系,相关系数为 0.7372,即随着成藏动力的增加,砂岩含油程度呈增加的趋势,定量公式为

$$I = 7.3391P - 33.884,$$

式中, I 为砂体充满意度, %.

综上所述,砂体含油性定量预测需要分步进行. 首先,确定烃源岩,根据盆地内烃源岩热演化,计算生烃率及其引起的压力增量,在剥蚀区域再加上由于不均衡剥蚀卸载相应造成的压差增量,大量实例表明剥蚀卸载与油气成藏关系密切^[22]. 其次,确定输导体系,由地震资料,确定生储间距和油气输导体系类型,从而确定油气运移动力衰减. 再次,确定砂体物性,根据地震资料及邻区砂体类比,确定砂体的深度、孔隙度、渗透率等物性数据,由此得到砂体的静水压力和毛细管压力值.

对砂体的含油性可进行定量预测,以准确地把握砂体含油性,从而指导勘探,降低勘探风险. 运用成藏动力预测圈闭含油性公式,预测牛庄油田牛 871 饱和探区牛 871 和牛 872 砂体的充满意度. 牛 871 砂体位于沙三下亚段,埋深 3270 m,为裂缝-砂体型输导;

牛 872 砂体层位为沙三中,埋深 3049 m,为裂缝型输导,二者成藏动力分别为 17.78 和 13.17 MPa,油气充满意度分别为 97%和 63%,前者好于后者,与勘探结果相符合.

4 结论

东营凹陷有 3 种作用对异常压力有较大贡献:欠压实、生烃、剥蚀卸载,在 1000~2500 m 之间以欠压实为主,而 2500 m 以后则主要以生烃为主. 东营凹陷自古近纪以来存在两次地层抬升和剥蚀,在东营末剥蚀之前的盆地沉降阶段,异常压力的发育以欠压实为主. 而在剥蚀期间形成新的压差,诱发流体的大规模运移. 在馆陶-明化镇沉积期,以生烃增压为主,但明化镇末再一次出现剥蚀作用,诱发压力场发生变化. 故对油气运移起主要作用的是生烃增压与剥蚀卸载. 成藏动力的大小与岩性砂体的含油充满意度有明显正相关,成藏动力越大,油藏充满意度越大. 因此可以通过成藏动力的大小对砂体含油性进行预测,在源动力计算的基础上,再需要考虑到储层毛细管力、水压力及在不输导体系中的衰减.

参考文献

- Osborne M J, Swarbrick R E. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basin: A reevaluation. *AAPG Bull*, 1997, 81: 1023—1041
- Luo X R, Vasseur G. Contributions of compaction and aquathermal pressuring to geopressure and the influence of environmental conditions. *AAPG Bull*, 1992, 76: 1550—1559
- 张林晔, 刘庆, 张春荣. 东营凹陷成烃与成藏关系研究. 北京: 地质出版社, 2005. 114—126
- 邱桂强, 凌云, 樊洪海. 东营凹陷古近系烃源岩超压特征及分布规律. *石油勘探与开发*, 2003, 30: 71—75
- Chilingar G V, Serebryakov V, Robertson J O, 著. 赵文智, 柳广弟, 苗继军, 等, 译. 北京: 石油工业出版社, 2004. 92—112
- 郝芳, 等. 超压盆地生烃作用动力学与油气藏机理. 北京: 科学出版社, 2005. 19—42
- 隋凤贵, 刘庆, 张林晔. 济阳断陷盆地烃源岩成岩演化及其排烃意义. *石油学报*, 2007, 28: 12—16
- Berg R R, Gangi A F. Primary migration by oil-generation microfracturing in low-permeability source rocks: Application to the austin chalk, Texas. *AAPG Bull*, 1992, 83: 727—756
- 肖焕钦, 刘震, 赵阳, 等. 济阳拗陷地温-地压场特征及其石油地质意义. *石油勘探与开发*, 2003, 30: 68—70
- 陈中红, 查明. 东营凹陷烃源岩超压体系特征及勘探意义. *大庆石油地质与开发*, 2004, 23: 11—13
- Schwarzacher W. Cyclostratigraphy and the Milankovitch Theory. Amsterdam: Elsevier, 1993. 1—382
- Schwarzacher W. Repetitions and cycles in stratigraphy. *Earth-Sci Rev*, 2000, 50: 51—75[doi]
- 徐道一, 严正, 齐雪峰, 等. 高分辨率陆相旋回地层研究——以新疆郝家沟八道湾组为例. 见: 《第三届全国地层会议论文集》编委会, 编. 第三届全国地层会议论文集. 北京: 地质出版社, 2000. 191—196
- 李丕龙, 庞雄奇, 等. 陆相断陷盆地隐蔽油气藏形成——以济阳拗陷为例. 北京: 石油工业出版社, 2004. 249—254
- 张善文, 曾斌辉, 肖焕钦, 等. 济阳拗陷岩性油气藏充满意度大小及分布特征. *地质论评*, 2004, 50: 365—369
- 隋凤贵. 浊积砂体油气成藏主控因素的定量研究. *石油学报*, 2005, 26: 55—59
- Littke R, Baker D R, Leythaeuser D. Microscope and sedimentologic evidence for the generation and migration of hydrocarbons in Toarcian source rocks of different maturities. *Org Geochem*, 1988, 13: 549—559[doi]
- Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments. *AAPG Bull*, 1990, 74: 1—12
- Marquez X M, Mountjoy E W. Microfractures due to overpressures caused by thermal cracking in well sealed upper Devonian reservoirs, Deep Alberta Basin. *AAPG Bull*, 1996, 80: 571—587
- Vernik L, Landis C. Elastic anisotropy of source rocks: Implication for hydrocarbon generation and primary migration. *AAPG Bull*, 1996, 80: 531—544
- 王志欣, 信荃麟. 东营凹陷压实水水力特征. *石油学报*, 1998, 19: 21—25
- 关德范, 王国力, 张金功, 等. 成盆成烃成藏理论思维-从盆地到油气藏. 北京: 石油工业出版社, 2004. 90—109