

文章编号:0253-9985(2006)05-0620-10

渤海湾盆地东营凹陷砂岩透镜体油藏成藏动力学模式

卓勤功^{1,2}, 蒋有录¹, 隋风贵²

(1. 石油大学 地球资源与信息学院, 山东 东营 257061

2. 中国石油化工股份有限公司 胜利油田有限公司 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要:运用成藏动力学理论,在东营凹陷油气大规模成藏期古地温、古压力和古应力研究的基础上,分析了砂岩透镜体油气藏的动态成藏过程。研究表明,成藏动力贯穿于油气成藏的全过程,油气运移和聚集的原始动力是烃源岩内的流体异常高压;油气成藏的主控因素为烃源岩、输导体系和成藏动力;成藏动力学模式为应压双控、复合输导、幕式置换。

关键词:砂岩透镜体油气藏;成藏动力学模式;应压双控;复合输导;幕式置换;东营凹陷;渤海湾盆地

中图分类号: TE112.3 **文献标识码:** A

Research on pattern of reservoiring dynamics in sand lens reservoirs in Dongying sag

Zhuo Qingong^{1,2}, Jiang Youlu¹, Sui Fenggui²

(1. School of Earth-Resources and Information, China University of Petroleum, Dongying, Shandong 257061;

2. Geological Scientific Research Institute, Shengli Oilfield Co. Ltd., SINOPEC, Dongying, Shandong 257015)

Abstract: Based on research of the palaeogeothermal, palaeopressure, and palaeostress during large scale hydrocarbon accumulation in Dongying sag, the dynamic hydrocarbon accumulation in sand lens reservoirs is analyzed by applying the theory of reservoiring dynamics. The results show that reservoiring dynamics run through the whole process of hydrocarbon accumulation and the overpressure of fluids in source rocks is the primitive drive for hydrocarbon migration and accumulation. According to the research, the main factors that control hydrocarbon accumulation are source rock, carrier system and reservoiring dynamics, and the pattern of reservoiring dynamics is dual control of stress and pressure, duplex conduction, and episodic replacement.

Key words: sand lens reservoir; reservoiring dynamics pattern; dual control of stress and pressure; duplex conduction; episodic replacement; Dongying sag; Bohai Bay basin

东营凹陷隐蔽油气藏勘探发现了大批砂岩透镜体油藏,而且这类油藏在新发现的油气藏中所占比例逐年增大,成为探区内储量稳定增长的主要勘探对象。同时,通过近年来隐蔽油气藏研究,形成了隐蔽油气藏勘探理论及配套技术^[1],促进了该类油气藏的勘探。

关于砂岩透镜体油气藏的研究报道虽然很多,但目前的研究大多偏重于静态成藏要素的描述,缺少油气成藏动力学方面的研究^[1],难以从成因上确定控制洼陷带砂岩透镜体圈闭含油性丰

度^[2]的原因,增加了油气勘探风险。而且砂岩透镜体油藏油驱水机理一直是石油地质学家关注和争论的焦点^[3,4]。因此,研究砂岩透镜体油藏成藏动力学模式具有重要的理论和实际意义。

本文以油气成藏动力学理论为指导,综合分析东营凹陷砂岩透镜体油藏油气排、运、聚过程中动力和阻力这一矛盾的两个对立面,确定了该类油气藏成藏主控因素,探讨了油驱水新机理,初步建立了成藏动力学模式,以期指导同类盆地的岩性油气藏勘探,提高勘探成功率。

收稿日期:2005-07-01

第一作者简介:卓勤功(1969—),男,博士生、高级工程师,石油地质

基金项目:中国石油化工股份有限公司科技项目(P03038)

1 圈闭成因与含油性

东营凹陷砂岩透镜体圈闭多分布在深洼带烃源岩中,或部分与烃源岩接触,亦或离烃源岩层较近,一般来说,较易成藏。这些岩性圈闭是目前隐蔽油气藏勘探的主要对象之一。

1.1 圈闭成因类型

东营凹陷裂陷鼎盛时期,位于盆地较深水、地形较平坦、断裂活动较少的深洼区广泛沉积了深湖相-半深湖相的细粒的暗色烃源岩,如沙四段上亚段和沙三段中下亚段沉积的厚层暗色泥岩和油页岩;同时,由于陆相断陷盆地湖盆面积小、边坡陡,广泛发育烃源岩的洼陷带也是各种砂、砾岩体推进的主要指向区,并较多地发育了深水浊积扇、三角洲(扇三角洲)前缘滑塌浊积砂体和断裂坡折带低位扇。

深水浊积扇体的发育主要受沉积时古地形、物源供给方向及浊积水道延伸方向的控制,常位于层序的低位期,并早于三角洲形成时间,一般单砂体分布面积大、单层厚度大、储集物性好,且因夹于烃源岩中而具备优越的成藏条件,易于形成富集高产油气藏。如东营凹陷深水浊积扇主要发育在沙三段下亚段和中亚段两套油页岩之间。

沙三段中亚段沉积时期,三角洲快速连续推进至洼陷带,造成沉积坡折,在其前方深水区形成了满洼分布的众多小型滑塌浊积砂体。如东营三角洲快速推进在济阳坳陷牛庄洼陷形成了多期、多方向上下叠置的众多小型浊积砂体。

陡坡带因坡度陡、物源近、落差大、构造活动强,易于在扇三角洲前缘深洼区形成滑塌浊积砂体及湖底扇。如东营凹陷北部陡坡带沟谷切割强烈,在同沉积大断层向洼一侧发育扇三角洲滑塌浊积扇及深水浊积扇。

1.2 圈闭含油性

勘探实验表明,东营凹陷砂岩透镜体圈闭含油性差异较大,有的圈闭含油性好,有的圈闭含油性差,甚至不含油,探井部署存在很大风险。

本文统计了东营凹陷利津、民丰、牛庄和博兴4个洼陷的48个岩性圈闭。储层包括透镜状砂体和被断层切割的透镜状砂体,圈闭类型为岩性或

构造-岩性。层位以沙三段为主,沙四段次之,基本上位于压力封存箱内或边缘。砂体含油性采用油气充满度来表示,即砂体含油面积与砂体面积之比。

东营凹陷岩性圈闭充满度从0~100%均有分布,且一般有断层切割圈闭的充满度高于透镜状砂体圈闭,前者有25个砂体,油气充满度为11%~100%,平均72%;后者有23个砂体,油气充满度为0~100%,平均57%。

2 成藏主控因素

表观上,影响岩性圈闭油气成藏的因素很多,如构造部位、沉积相带、砂体物性、砂体埋深、砂体成因、源岩生排烃、砂体规模、温压条件等,且这些静态因素之间相互作用、相互交叉^[5]。但是,纵观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、排替储层水进入圈闭,均离不开烃源岩、成藏动力(包括阻力)和输导体系,因此,从成因上,将成藏主要控制因素概括为:烃源岩、输导体系和成藏动力。

2.1 烃源岩

烃源岩为油气成藏提供了成藏的物质和主要动力。在区域热动力的作用下,有效烃源岩进入生烃、排烃门限,有机质转化为烃类,并在沉积欠压实、粘土矿物转化脱水等增压的基础上,形成孔隙流体异常高压,即油气排、运、聚原始动力。

2.1.1 主生烃期

地球深部热动力过程中产生的热传导、热对流,放射性物质衰变所产生的热动力,壳幔物质接触和进入成藏动力系统的热流体、热源^[6]等是成藏动力系统的区域动力背景,它控制整个盆地的地温场、压力场的总体特征和面貌,进而控制盆地内烃源岩的生、排烃门限乃至成藏作用。它的动力学作用方向是由深部到浅部,具体体现在盆地有机质大量转化成烃,并使孔隙流体体积增大,最终形成成藏的物质(含烃流体)和动力(孔隙流体压力),

地温场即温度在地下三维空间上的分布,是随时间推移、研究区域边界条件改变而变化的地球物理场,它是区域热动力在含油气盆地中最直

接的反映。受区域热动力影响,古地温场对于烃源岩的成熟和油气的生成起着决定性作用。

运用镜质体反射率法恢复了东营凹陷新生代古地温场。研究表明,早期地温梯度较高,中期稍有下降,晚期复又回升,至明化镇时期古地温梯度达到最高,之后下降,呈现明显的“马鞍形”演变趋势,古地温梯度最低值一般对应于沙二段沉积时期(图1)。由此得出古地温场的平面分布特征,如东营组沉积末期,沙三段底界面最高地层温度为80℃左右,表明洼陷内部分地区沙四段上亚段烃源岩已进入生烃门限,而沙三段烃源岩尚处于生烃门限之上;至馆陶组、明化镇组沉积时期,两套烃源岩均大部分进入成熟生烃阶段,从而证明,东营凹陷油气成藏期主要为馆陶组和明化镇组沉积时期。

2.1.2 流体异常压力

现今压力场分析表明,东营凹陷广泛发育流体异常超压,特别是生油洼陷带^[7]。压力场垂向上划分为上部正常压力、中部异常高压和下部正常压力3个系统。异常高压出现的深度为2 000 ~

2 700 m,主要发育在沙三段和沙四段上亚段;平面上主要分布于利津、牛庄、民丰和博兴洼陷,异常超压的中心与各洼陷的沉积中心相吻合,利津、牛庄、民丰3个洼陷在3 200 m深度的现今压力系数普遍高于1.20。无论平面上还是剖面上,异常高压的分布均与沙三段中、下亚段和沙四段上亚段的烃源岩分布相一致,最大值对应于沙三段中、下亚段的有效烃源岩层。

烃源岩主生烃期古流体压力的恢复是油气成藏动力学研究的关键内容之一。笔者运用油砂共生盐水溶液包裹体与烃类包裹体均一温度对恢复了5个砂岩透镜体油藏油气充注古流体压力(表1)。结果表明,砂岩透镜体油藏均为3期充注成藏,据烃源岩埋藏史分析,3期成藏分别对应于东营组沉积末期、馆陶组沉积末期和明化镇组沉积末期;3期油气充注古流体压力均为异常高压。如东营凹陷营11砂岩透镜体油藏,现今油藏压力系数为1.57。其中,营11-8井3 066.5 m样品中第三期盐水包裹体均一温度145.6℃,最小捕获压力41.7 MPa。若油气充注在馆陶组沉积末期,则油层古埋深为2 100 m左右,含烃流体压力系数达

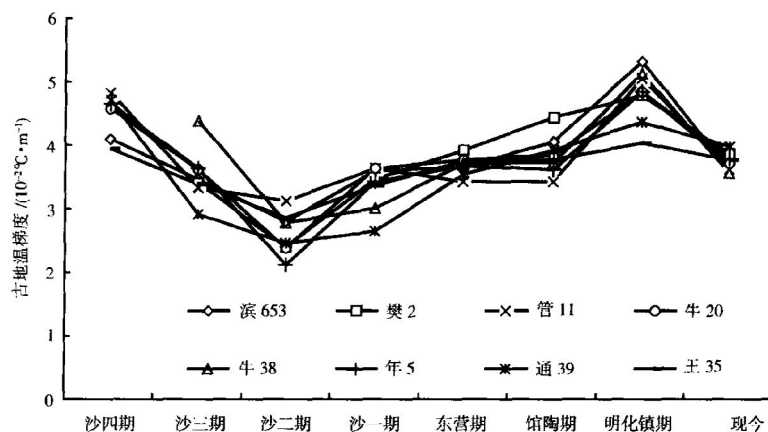


图1 东营凹陷第三纪古地温梯度

Fig. 1 Tertiary palaeo-geothermal gradient in Dongying sag

表1 东营凹陷砂岩透镜体油藏三期最小捕获压力

Table 1 Minimal capture pressure of sand lens reservoir in Dongying sag

砂体	层位	井段/m	含油面积/km ²	充满度, %	油藏压力系数	$P_{1古}/\text{MPa}$	$P_{2古}/\text{MPa}$	$P_{3古}/\text{MPa}$
牛34-C	E ₃ ^(下)	3 260 ~ 3 300	1.8	78	1.56	30.1 ~ 35.6	36.2 ~ 39.0	40.2 ~ 43.9
牛106-D	E ₃ ^(中)	3 201 ~ 3 210	2.8	80	1.42	27.8 ~ 33.0	35.6 ~ 39.8	41.9
史10-C	E ₃ ^(中)	3 080 ~ 3 165	6.4	45	1.05	27.6	39.2	37.4
坨74	E ₃ ^(中)	2 934 ~ 2 996	25.0	20	1.57	29.2 ~ 29.9	35.0 ~ 36.3	37.2
营11	E ₃ ^(中)	2 960 ~ 3 150	12.0	95	1.57	29.7	35.5 ~ 37.7	37.1 ~ 42.0

1.99;若油气充注在明化镇组沉积末期,则油层古埋深大约为2 750 m,含烃流体压力系数为1.52。

流体异常超压有多种成因^[8]。东营凹陷地层流体异常超压发育特征分析表明,流体异常超压纵向上可分为两个带:上部超压带以地层欠压实、粘土矿物转化脱水等成岩作用为主要成因,称为成岩超压;下部超压带以生烃、增温作用为主要成因,称为成烃超压^[9]。烃源岩中发育的成烃超压正是成藏动力系统中含烃流体运移的主要原始动力^[10,11]。

2.2 输导体系

油气在烃源岩孔隙流体异常高压的驱动下,沿各种输导体系二次运移,其间油气运移原始动力将随运移距离的远近而发生不同程度的衰减,不同类型的输导体系动力衰减亦不同。

由烃源岩排烃门限和砂体埋深将砂岩透镜体圈闭分为两类,即接触烃源岩的圈闭和不接触烃源岩的圈闭,前者被烃源岩包围或部分接触,烃源岩生成的油气可通过其层理、裂缝及砂层直接进入砂体,输导体系为砂体型;后者烃源岩与储集层之间存在几十甚至几百米厚的泥质岩层,只有通过断层、裂缝才有可能成藏,输导体系为断裂型或裂缝型。因此,洼陷带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。

烃源岩内的砂体与烃源岩直接接触,油气通

过砂体型输导体系直接进入砂体,能量损失可以忽略不计,油气运移的动力可近似认为零衰减,最有利于成藏。但其不利因素是砂体埋藏较深,孔、渗条件较差,故圈闭充满度变化较大(图2)。

切入有效烃源岩的油源断层连通性好,为高渗透层,是油气运移的快速通道。而高渗透层内压降几乎为零^[12],因磨擦等因素产生的动力衰减可以忽略不计,基本视为管流,垂向上只需克服静水柱压力就可向上运移。由砂体含油性统计数据表明,断裂输导的透镜状砂体圈闭成藏可能性或含油程度高,与压降较小不无关系,而且,随着生储间距的增大,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(图2)。

洼陷带存在一类含油的透镜状砂体,油源对比证实,油气与周围烃源岩无关,或仅部分来自围岩,但目前的技术尚未发现有断层沟通下部烃源岩,如东营凹陷的牛34-C砂岩透镜体油藏。对于这种没有断层沟通储层及烃源岩的砂岩油藏,势必存在着目前技术手段无法识别的由流体压裂或构造活动形成的小断层、裂缝和微裂缝组成的裂缝型输导体系。透镜状砂体含油程度与生储间距的关系统计表明(图2),随着生储间距的增大砂体油气充满度迅速降低,甚至砂体不含油。原因是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,否则,不能形成裂缝,

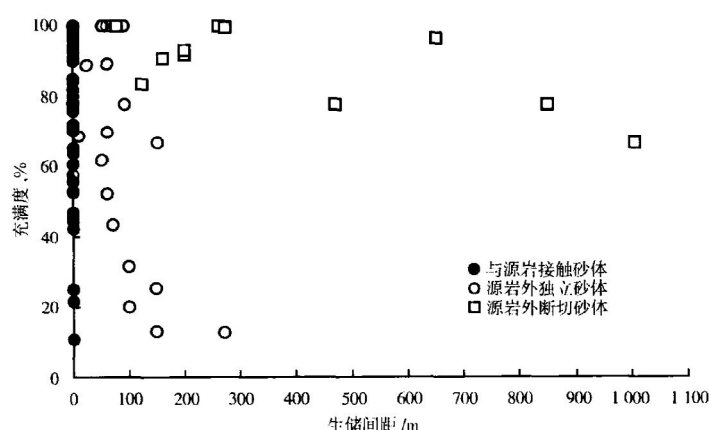


图2 生储间距与油气充满度关系

Fig. 2 Chart showing the relationship between oil-gas fill factor and source-reservoir spacing

油气无法运移。在油气运移过程中流体压力将明显衰减。

2.3 成藏动力

成藏动力的作用贯穿于油气的整个成藏过程,但从广义上讲,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。

2.3.1 油气运移动力

油气运移动力来源于盆地区域热动力、成烃超压、构造应力和浮力。其中,区域热动力和成烃超压的作用前文已有论述,而浮力来源于油气水密度差及一定量的油气聚集,它主要在储层油气差异聚集或次生油气藏形成阶段起作用,在深洼区砂岩透镜体圈闭成藏过程中相对于成烃超压其作用较小,不作为油气运移的主要动力。因此重点论述构造应力的作用。

应力导致岩石固体颗粒发生质点位移,同时储集在地质体中的流体也在质点发生位移过程中发生迁移变化,由高势区向低势区运移。所以,应力场研究,特别是古应力场研究对于描述孔隙流体的运动变化规律、油气运移和聚集成藏的动力过程具有重要意义。

采用地层倾角测井和井壁崩落法,测量了济阳凹陷现今应力场。结果表明,济阳凹陷现今处于具走滑性质(右旋剪切)的伸展应力场,最大水平主应力方向以近EW为主。在大量样品变形晶体位错密度实测的基础上,运用光弹实验恢复了东营凹陷第三纪古应力场^①。结果表明,古应力场

最大水平主应力方向由沙三段NNW330°、沙二段NNW340°逐渐演化为沙一段近SN、东营组NE15°、馆陶组沉积末期的NE20°(图3),为顺时针演化。结合现今应力场方向,推测明化镇组沉积时期的最大水平主应力方向应以NE和NEE为主。

构造应力场对油气运移成藏的作用主要体现在两个方面,其一,应力引发与最大水平主应力近平行的断层继续活动,并产生新的断裂系统,输导油气;其二,改变了孔隙结构、流体压力^[13]及流体压力梯度,平行最大水平主应力方向流体压力减小,油气沿最大水平主应力方向运移。因此,构造应力对油气的动力作用主要体现在流体压力上。

综上所述,砂岩透镜体圈闭油气运移成藏的动力为孔隙流体异常高压,它是区域热动力、构造应力和成烃超压等多种因素的综合体现。

2.3.2 油气运聚阻力

油气运聚的阻力除来自输导体系外,还包括储层的流体压力和毛细管压力。油气充注储层必须驱替砂体内的孔隙流体,因此,油气要克服储层的流体压力。储层孔、渗条件好,特别是大的储层或被断层切割的储层,流体多保持静水压力状态,但不能排除一些砂体在油气充注前或充注后处于异常压力状态。

砂体毛细管力作为油气运移的阻力,其大小直接与储层孔隙度、渗透率等物性有关,尤其是渗透率。物性好的储层对油气进入阻力小,而物性差的储层则阻力大。

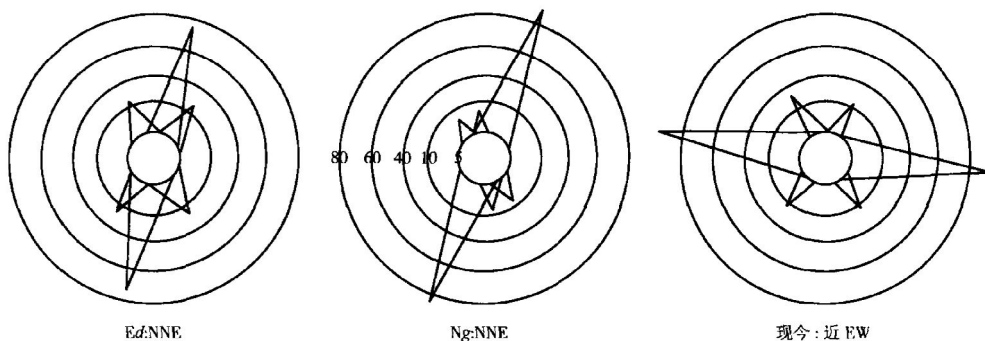


图3 东营凹陷东营期、馆陶期及现今应力场最大水平主应力方向玫瑰图

Fig. 3 Rose map of the maximal principle horizontal stress of Ed, Ng, and current field of stress in Dongying sag

① 段智斌,曹忠祥,程本合,等. 济阳凹陷第三系古应力测定及应力场分析. 1995

3 成藏动力学模式

综上所述,将砂岩透镜体油气藏成藏动力学模式概括为“应压双控、复式输导、幕式置换”,包括油气的排、运和聚等油气成藏的全过程。

3.1 应压双控

传统石油地质学理论中关于烃源岩排烃是建立在烃源岩与储集层互层的基础上,通过对砂泥岩剖面的详细观测发现了一系列反映运移现象的有机组分分异规律^[14]。而国内外大中型油气藏的主力烃源岩与主力储集层的中间隔层多数既不是好的烃源岩也不是好的储集层。这就意味着油气要沿着某些通道如断裂才能向上运移。但洼陷带内没有断层沟通的烃源岩如何排烃以及砂岩透镜体如何成藏呢?

3.1.1 控制断裂和裂缝型输导体系

东营凹陷牛34-C、史10-D、坨74等砂体呈透镜状被泥岩包围,三维地震没有发现有断层穿过,而油源对比表明,透镜状砂岩的油气多为混合来源,除来自沙三段围岩烃源岩外,尚存在下部沙四段上亚段烃源岩贡献的油气,生储之间常存在几十至几百米厚的泥岩隔层,那么其油气运移输导体系为目前技术手段无法识别的小断层、裂缝和微裂缝。

根据大量岩心观察,发现在深部泥岩和油页岩中确实存在许多高角度的裂缝,如牛105井沙三段下亚段3276m油页岩发育斜切岩石水平层理的小断层,沙三段下亚段3249.5m泥岩裂缝中充填方解石脉和油迹;樊1井、王46井和滨669井等岩石手标本上均可见到脉体或沥青充填的裂缝。在肉眼看不见裂缝的岩石水平荧光切片中,显微镜下见到数条微裂缝,并有荧光显示。

对于洼陷带大部分烃源岩的排烃和众多砂岩透镜体、泥岩裂缝等岩性圈闭油气充注,裂缝等隐蔽输导体系的发育至关重要,没有裂缝烃源岩生成的油气无法排出,没有裂缝烃源岩排出的油气将无法运聚成藏。因为仅靠为数不多、分布有限的油源断层来汇聚洼陷带大范围展布的烃源岩所生成的油气,是难以想象的,也是难以理解的。

纵观泥岩裂缝的成因类型,除了局部岩浆侵入形成的变质收缩裂缝外,洼陷带泥岩裂缝的主要成因为区域应力和流体压力,二者的实质是盆地应力场和压力场,前者包括构造应力和上覆负荷应力,是构造裂缝、成岩裂缝、垂向载荷裂缝和垂向差异载荷裂缝的主要成因;后者为岩层孔隙流体压力,水力压裂可形成异常超压裂缝。因此,应力和压力是岩石破裂形成断裂、裂缝的主控因素,即应压双控。

构造应力是岩石破裂的外因,具体表明为岩石在伸展应力场的作用下,由尖端效应^[15]在平行最大水平主应力方向易于形成断层或裂缝。如泥岩裂缝油气藏多分布在洼陷内断层的附近、大型鼻状构造的顶部和陡翼。东营凹陷成藏期古应力场研究表明,馆陶组和明化镇组沉积时期古应力场最大水平主应力为NE和NEE,因此,东营凹陷 T_1 (东营组顶面反射)和 T_0 (馆陶组顶面反射)构造图中相应的张性断裂以NE和NEE为主,其次为近EW;已发现的油气藏往往与之相伴呈NE和NEE分布。

流体异常高压是岩石破裂的内因,因为增加的岩石孔隙压力承担了一部分岩石骨架应力,使岩石所有的有效应力减小,岩石容易破裂。如沾化凹陷新义深9井泥岩裂缝油气藏。国外学者研究认为等认为流体压力超过一定限度时(压力系数为1.42),岩石就会打开原有的近水平的脆弱面(如层理、裂隙),并形成垂直裂缝^[16]。根据东营凹陷实测数据,采用尹顿法计算东营凹陷岩层破裂下限的压力系数平均约为1.38。东营凹陷成藏期古压力分析表明,油气运移的古流体压力系数均普遍高于该值,特别是洼陷带烃源岩发育区,有利于形成裂缝。

在盆地构造应力与流体异常高压二者耦合区,即外因与内因双控时,流体压力增加,同时最小主压应力减小,则岩石更容易破裂形成断裂、裂缝及微裂缝(图4)。

东营凹陷成藏期构造活动时,拉张应力状态下,最小水平主应力 σ_3 在水平方向上减小,应力圆增大,接近岩石破裂包络线(图4b),岩石易于破裂。同时,流体压力P增大时,作用在岩石颗粒上的有效应力均减小,应力圆大小不变而向左移动(图4c),降低了岩石的抗破裂能力,极易形成裂缝。

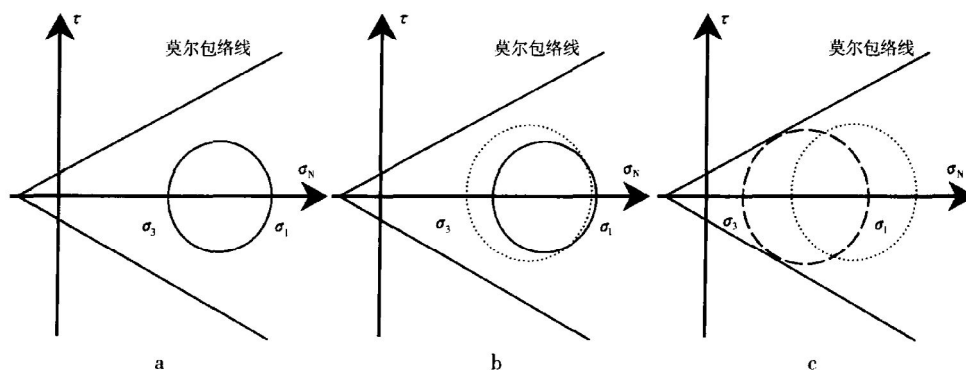


图4 应力和压力控制岩石破裂模式示意图

τ ·剪切应力; σ_1 ·最大水平主应力; σ_3 ·最小水平主应力

Fig. 4 Sketch map showing the rock failure pattern controlled by stress and pressure

3.1.2 控制油气运移

应压双控不但是裂缝形成的主要动力机制,同时,也是油气运移主要动力的具体体现。

首先,应压双控中的压力正是驱动含烃流体运移的主要动力;其次,应压双控中的应力控制产生裂缝、微裂缝的展布方向,从而改变、控制流体压力梯度方向,制约油气运移方向;第三,应压双控产生裂缝的同时,裂缝扩容,瞬间增加了油气初次运移的动力差,油气也易于排出。因此,应压双控产生新的断层和裂缝,并激活老断层,提高油气运移原始动力,不仅有利于烃源岩排烃,而且也有利于油气的运移。

3.2 复合输导

断陷盆地洼陷带油气运移输导体系主要有砂体、断层和裂缝,油气可沿多种类型输导体系运移多方位成藏,即复合输导成藏。

深洼区油气运移的方向受成藏期古应力场和古压力场以及由此产生的隐蔽型输导体系(包括小断层、裂缝、微裂缝)综合作用的控制,即垂向上顺隐蔽输导体系向上运移,平面上油气运移的方向基本平行于最大水平主应力值的梯度方向。东营凹陷成藏期古应力场中最大水平主应力方向以北东向为主,因此,在应压双控作用下,易于产生北东向的小断层、裂缝及微裂缝,同时使大量北东向的大断层复活,油气在瞬间高动力差的驱动下,将沿上述以北东向为主展布的断层、小断层、裂缝及微裂缝运移。

断陷盆地中心带中浅层及两侧圈闭成藏主要依赖断裂型输导体系,如中央隆起带断块油藏,油气通过油源断层向上运移成藏,横向上,油气顺断层走向运移,以北东向为主,油气藏与断裂带平行相伴。

3.3 幕式置换

断陷盆地岩性圈闭,特别是砂岩透镜体,油气经砂体、断裂或裂缝输导体系运移注入圈闭后,圈闭储集层中的地层水将如何排出呢?

3.3.1 置换机理

国内一些学者认为,在成岩和成烃超压作用及毛细管作用下,烃源岩中的油气是通过扩散、或毛细管力驱动、或水力压裂涌流首先突破砂体中较大孔隙驱替其中的水进入砂岩储层中,同时粘土孔隙流体产生压降,于是砂体较小喉道中的水被吸入粘土中,以期达到砂/泥界面附近的压力平衡。

笔者认同油气在流体超压或毛细管力的驱动下进入砂体的论点,但对地层水从砂体小孔隙排出表示质疑。粘土中孔隙喉道半径远小于砂岩的孔隙半径,因此,粘土的毛细管力远大于砂岩的毛细管力,烃源岩中油、气、水以此进入砂岩中,砂岩中的地层水如何能同时从砂岩中排出呢?油气在流体势差的驱动下由裂缝进入砂体,此时烃源岩的流体势大于砂体的流体势,即使烃源岩因部分油气排出后流体压力下降,裂缝闭合,此时,其流体压力也不比砂体中的压力小,砂体中的水是不

可能被泥岩裂缝孔隙吸入的,否则进入的油气也会倒流。

根据砂岩透镜体成藏主控因素分析,认为砂岩透镜体可以通过应压控制的裂缝输导体系聚集油气,油气之所以能充注圈闭是因为油气运移的动力大于圈闭对油气的阻力;同样,当围岩存在裂缝且圈闭中流体压力大于围岩的流体压力时,聚集的油气也可以沿裂缝向上或向附近的断裂带再运移(断裂带附近裂缝较发育),早期充注的油气及地层水大多被后期充注的油气置换。由于断陷盆地构造活动及油气成藏的多期性,这种油气水的置换过程是幕式的。在圈闭中油气水幕式置换过程中,由于地层水阻力相对较小,最易、优先排出,多期置换实现了圈闭成藏中油驱水过程。为此笔者提出了压力封存箱幕式置换聚油排水模式(图5)。

东营凹陷超压封存箱内的砂岩透镜体无论是位于烃源岩中还是位于烃源岩之上或之下,因砂岩可压实程度不如泥岩大,而且渗透性好,因而,一般砂岩储层流体压力小于围岩压力。随着盆地持续沉降,地层埋深和温度不断增加,围岩(泥岩或油页岩)流体压力逐渐升高,产生成岩超压和成烃超压,在流体压力差的驱动下,含烃流体(以油

气为主)沿压裂缝或输导层进入砂岩透镜体中(图5a),而内部地层水因储层流体压力小于围岩压力无法排出,储层流体压力随着油气剩余压力的积累和流体体积的增加而逐渐增大,当油气运移剩余压力与储层流体压力及毛细管阻力等阻力达到平衡时,含烃流体注入砂层的过程停止(图5b),形成高压岩性油气藏。

当盆地发生大规模的构造活动时,压力封存箱遭到破坏,地层流体通过断层或破裂面向低压区流动,封存箱开始泄压。随着围岩流体压力下降,压力平衡被打破,砂岩透镜体内流体压力将大于围岩的压力,内部流体(油、气、水)向外排出,并且水优先排出(图5c)。油气成藏由箱内成藏转变为箱缘成藏或箱外成藏,形成构造油气藏、地层油气藏等。

当盆地构造活动渐趋减弱,压力封存箱再次封闭,围岩成烃超压又会逐渐增大,达到一定程度后,围岩生成的油气再次进入砂体中成藏(图5d)。

由于断陷盆地构造活动和油气运移是幕式的、周期性的,因而这种转变和含烃流体的再分配也是周期性的。砂岩透镜体经过反复多次的油气注入和油气水排出,其内有限的地层水不断地被

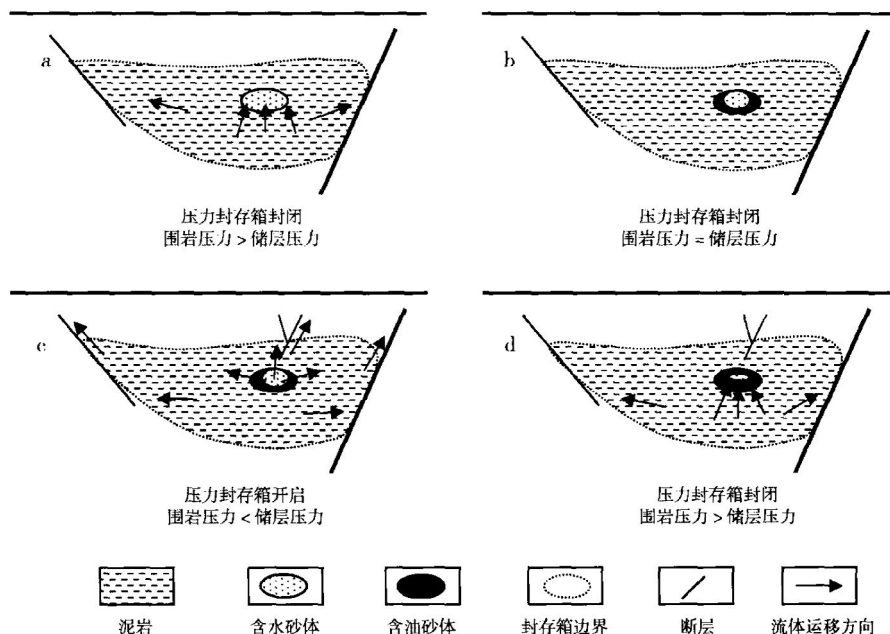


图5 断陷盆地幕式置换聚油排水模式示意图

Fig. 5 Schematic diagram showing the pattern of oil accumulation and water drainage through episodic replacement in rifted-basin

排出,最后可形成油气充满度达90%以上的岩性油气藏。若岩性圈闭储层流体压力和毛细管力等阻力始终较大时,圈闭油气充满度则较低,甚至不含油。

3.3.2 置换证据

断陷盆地构造活动、流体压力积累与释放以及油气成藏的多期性是砂岩透镜体油气藏实现幕式置换聚油排水过程的主要控制因素,其证据如下。

1) 多期构造活动

东营凹陷第三纪主要经历了断陷和拗陷两大演化阶段,发生了多期构造活动。早晚第三纪之间东营运动使盆地整体抬升;馆陶组沉积末期,大部分同沉积断层仍继续活动;明化镇组沉积后期,断层再次活动。盆地多期构造活动对油气运移非常有利,而盆地稳定沉积期为油气能量积累提供了充足的时间。盆地成藏期多期构造活动正是压力封存幕式开启/封闭、流体压力幕式释放/积累和油气水幕式充注/排出的内在原因。

2) 多套烃源岩多期排运

东营凹陷自下而上发育沙四段上亚段、沙三段下亚段和沙三段中亚段3套有效烃源岩,由于埋藏史、古地温梯度和生油母质的差异,3套有效烃源岩依次进入生、排烃期。

同一套烃源岩也具有多期排烃的特征。牛105井沙三段下亚段泥岩发育的高角度裂缝中充填脉体,并残留油迹,地化对比证实残留的烃类来自其围岩,说明该套泥岩发生了排烃,裂缝是排烃通道。进一步通过垂直裂缝的荧光水平切片观察发现裂缝中充填了3期矿物,依次为方解石、石英、隐晶石英,期间有3期油气荧光显示,最早一期即裂缝边缘的荧光显示最强。

3) 多期充注

如前所述,包裹体荧光观察和均一温度测定已证实东营凹陷砂岩透镜体油气藏为3期充注成藏。

运用油包裹体丰度分析技术(GOI)恢复了东营凹陷牛34-C砂岩透镜体油藏古油水界面,结果表明,该油藏存在两个古油水界面,至少为3期油气充注,早期低成熟油气充注,古油水界面位置大概在3254 m处,中期较高成熟油气充注,导致古油水界面下移到3256 m处,晚期更高成熟度的

油气充注,至现今油水界面在3310 m。

油源对比表明,位于沙三段中亚段泥岩中的坨74砂岩透镜油藏油气为沙四段上亚段和沙三段中亚段多套烃源岩的贡献。

4) 不同来源油气的分布特征

深洼区砂岩透镜体圈闭距油源近,烃源岩排出的油气应最易、最先充注。而烃源岩早期排出的油气往往成熟度相对较低,特别是沙四段上亚段烃源岩,当油气充注压力与油藏内流体压力平衡时,油气停止聚集。若无油气水幕式置换,后期油气将无法充注而另觅路径向上、向外运聚,则深洼区岩性油气藏油气应主要来源于沙四段上亚段烃源岩,油质较稠。但事实并非如此,深洼区岩性油气藏油质相当好,原油密度较小,往往含有天然气,油气呈混源特征,这正是油气水幕式置换的结果。因此,东营凹陷盆地外环以地层和构造油气藏为主的油气藏油气多来自沙四段上亚段烃源岩,盆地内部岩性油气藏油气多为沙三段中、下亚段烃源岩的贡献。

4 结论

1) 砂岩透镜体油气成藏的主控因素为烃源岩、输导体系和成藏动力。烃源岩提供成藏物质及油气运移的原始动力,油气运移的原始动力为孔隙流体异常高压,它是区域热动力、构造应力和成烃超压等多种因素的综合体现。输导体系是油气运移的通道,油气在砂体、断裂和裂缝等不同类型输导体系运移过程中能量衰减不同。成藏动力是油气成藏的灵魂,贯穿于油气成藏的全过程。

2) 砂岩透镜体油气藏成藏动力学模式为“应压双控、复式输导、幕式置换”。构造应力和流体压力双因素控制着油气排、运移的动力梯度和输导体系的空间展布;断层、砂体和裂缝构成洼陷内多类型、多层次油气运移输导系统;油气幕式充注、地层水幕式排出模式实现圈闭油驱水成藏过程。

参考文献

- 1 李丕龙,庞雄奇.陆相断陷盆地隐蔽油气藏形成——以济阳坳陷为例[M].北京:石油工业出版社,2004.8-16

Li Pilong, Pang Xiongqi. Subtle reservoir-forming in the continental

- rift basin; a case study on Jiyang super-depression [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004. 8-16
- 2 曾献辉,金之钧. 油气二次运移和聚集物理模拟 [M]. 北京:石油工业出版社, 2000. 206-210
- Zeng Jianhui, Jin Zhijun. Physical simulation of oil and gas secondary migration and accumulation [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000, 206-210
- 3 陈章明,张云峰,韩有信,等. 凸镜状砂体聚油模拟实验及其机理分析 [J]. 石油实验地质, 1998, 20(2): 166-170
- Chen Zhangming, Zhang Yunfeng, Han Youxin, et al. A modeling experiment and mechanism analysis of oil accumulation in podlike sandbody [J]. Experimental Petroleum Geology, 1998, 20(2): 166-170
- 4 陈冬霞,庞雄奇,姜振学. 透镜体油气成藏机理研究现状与发展趋势 [J]. 地球科学进展, 2002, 17(6): 871-876
- Chen Dongxia, Pang Xiongqi, Jiang Zhenxue. The actuality and developing trend in study on the accumulative mechanism of the lens reservoir [J]. Advance in Earth Sciences, 2002, 17(6): 871-876
- 5 陈冬霞,庞雄奇,翁庆萍,等. 岩性油藏三元成因模式及初步应用 [J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(3): 228-232
- Chen Dongxia, Pang Xiongqi, Weng Qingping, et al. Ternary genetic model and preliminary application of lithologic pool [J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(3): 228-232
- 6 王东坡,薛林福,刘立,等. 沉积盆地的地球动力学 [J]. 石油与天然气地质, 1998, 19(3): 181-185
- Wang Dongpo, Xue Linfu, Liu Li, et al. Geodynamics of sedimentary basin [J]. Oil & Gas Geology, 1998, 19(3): 181-185
- 7 隋风贵. 东营断陷盆地地层流体超压系统与油气运聚成藏 [J]. 石油大学学报(自然科学版), 2004, 28(3): 17-21
- Sui Fengui. Formation fluid overpressure system and pool-forming in Dongying rifted basin [J]. Journal of the University of Petroleum, China, 2004, 28(3): 17-21
- 8 Osborne M J, Swarbrick R E. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins; a reevaluation [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(6): 1 023-1 041
- 9 卓勤功. 异常高压对烃源岩成烃机理和油气运聚成藏的影响 [J]. 石油实验地质, 2005, 27(2): 169-172
- Zhuo Qingong. Effects of abnormal high-pressure on the hydrocarbon-forming mechanism of source rocks and the migration and accumulation of oil and gas [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005, 27(2): 169-172
- 10 丁文龙,张博闻,李泰明. 古龙凹陷泥岩非构造裂缝的形成 [J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(1): 50-54
- Ding Wenlong, Zhang Bowen, Li Taiming. Formation of non-tectonic fractures in mudstones in Gulong depression [J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(1): 50-54
- 11 张金功,王定一,邸世祥,等. 异常超压带内开启泥岩裂隙的分布与油气初次运移 [J]. 石油与天然气地质, 1996, 17(1): 27-31
- Zhang Jingong, Wang Dingyi, Di Shixiang, et al. Distribution of open fractures in abnormal overpressure mudstone and primary migration of hydrocarbon [J]. Oil & Gas Geology, 1996, 17(1): 27-31
- 12 王志欣,信荃麟. 东营凹陷压实水动力特征 [J]. 石油学报, 1998, 19(4): 21-25
- Wang Zhixin, Xin Quanlin. Hydrodynamics of compaction driven flow in the Dongying depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 1998, 19(4): 21-25
- 13 叶加仁,王连进,邵荣. 油气成藏动力学中的流体动力场 [J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(2): 182-185
- Ye Jiaren, Wang Lianjin, Shao Rong. Fluid dynamic fields in pool-forming dynamics of oil and gas [J]. Oil & Gas Geology, 1999, 20(2): 182-185
- 14 戴卿林,刘新华,傅家谟. 排烃作用地球化学研究现状与趋势 [J]. 华南理工大学学报(自然科学版), 1996, 24(增刊): 83-87
- Dai Qinglin, Liu Xinhua, Fu Jiamo. Present status and development of geochemical research on hydrocarbon expulsion effects [J]. Journal of South China University of Technology, 1996, 24(S0): 83-87
- 15 查明,张一伟,邱楠生,等. 油气成藏条件及主要控制因素 [M]. 北京:石油工业出版社, 2003. 60-65
- Zha Ming, Zhang Yiwei, Qiunansheng, et al. Condition and major control factor of reservoir-forming [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003. 60-65
- 16 Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartment [J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(1): 1-12

(编辑 陈喜禄)