

胜利油田东营凹陷中央隆起带 断层封闭模式研究

徐守余, 李学艳

(中国石油大学地球资源与信息学院, 山东 东营 257061)

摘要: 东营凹陷中央隆起带断裂系统复杂, 断层封闭性直接控制油气藏形盛分布及油气藏规模, 封闭性强的断层附近可形成大规模油气藏, 封闭性差的断层附近油气藏规模小, 甚至无油气藏形成。以岩性配置封闭模式、主应力封闭模式和泥岩沾污带封闭模式3种最主要的封闭模式为例建立了东营凹陷中央隆起带断层封闭模式。定量分析评价了东营凹陷中央隆起带断层封闭性, 认为东营凹陷中央隆起带封闭性断层的最佳断面正应力为40~50MPa, 封闭性断层的泥岩沾污因子常小于2.6。针对某一具体断层判断其是否具有封闭性需多方面综合分析, 不可简单地进行单因素分析。

关键词: 断层封闭性; 封闭模式; 岩性配置; 泥岩沾污带; 正应力; 东营凹陷; 中央隆起带

中图分类号: P542+.31

文献标识码: A

断层是地壳表层岩石受力超过岩石强度, 形成破裂, 并沿破裂面发生明显位错的构造形式。断层封闭性是指断面或断裂带对流体(油、气、水)封堵并阻止流体渗流的能力。以东营凹陷为代表的我国东部断陷盆地内油气藏能否形成、油气藏的规模有多大, 在很大程度上取决于断层的封闭性。

国内外很多学者对断层封闭性进行了研究和分析^[1~6], 本文以东营凹陷中央隆起带为例, 研究断层封闭性与油气藏的关系, 建立东营凹陷中央隆起带断层封闭模式。

1 地质概况

东营凹陷南临鲁西隆起, 北接陈家庄凸起, 东为垦东青坨子凸起, 西有滨县、青城凸起, 是渤海湾盆地济阳拗陷中的一个四周由凸起环绕, 并与其它凹陷相通的中新生代复合断陷盆地, 新近纪以后, 为渤海湾拗陷盆地的一部分。东营凹陷具有北断南超的箕状凹陷特点。除古新统地层部分缺失外, 凹陷内新生界地层发育齐全, 古近系、新近系为本区最主要的含油层系。

收稿日期: 2004-07-28

基金项目: 中国石油天然气集团公司石油科技中青年创新基金(04E7041)资助。

作者简介: 徐守余(1968-), 男, 江苏东台人, 博士, 副教授, 从事油藏描述、油气田环境和灾害方面的教学和科研工作。电话: 0546-8391714; E-mail: xushouyu@mail. hdpu. edu. cn

东营凹陷中央隆起带是在复杂的构造地质背景、多种应力场条件下形成的,以断层多、断块小而破碎著称,是国内外闻名的极为经典的复杂断裂构造带。东营凹陷中央隆起带主体构造格架为一近东西向延伸的大型背斜构造,是一典型的伸展断弯褶皱。中央隆起带东部的辛镇一带褶皱发育较完整,西部被弧形滑脱生长断裂系削截或断开致使褶皱的构造样式变得复杂。东部断层组成辛镇平行式断裂体系,中部断层组成东营放射状断裂体系,西部断层组成现河庄带状断裂体系(图1)。复杂的断裂体系导致东营凹陷中央隆起带油气藏类型多样,断层封闭性直接控制油气藏规模,并吸引了众多学者进行研究^[7~11]。东营凹陷中央隆起带复杂断裂体系使得该带存在多种断层封闭性模式。

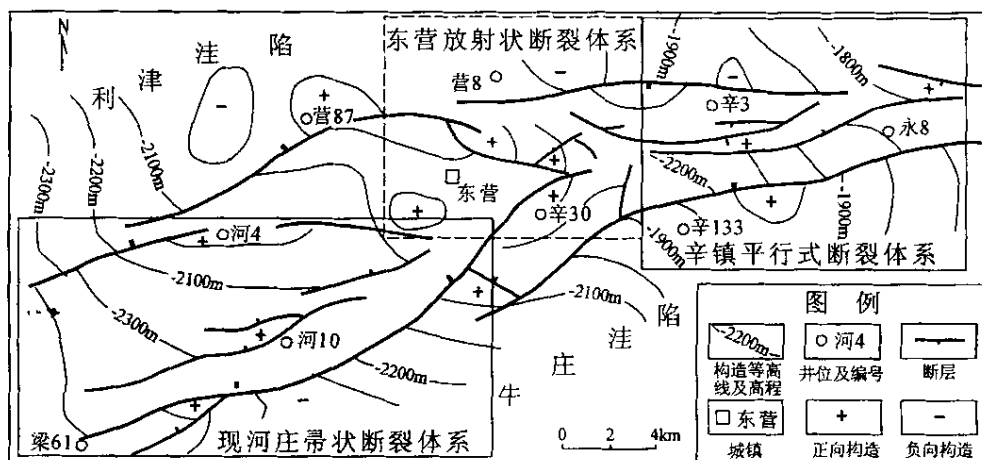


图1 东营凹陷中央隆起带 T_2 断裂体系

Fig.1 Fault systems of the Central uplift in the Dongying depression

2 岩性配置封闭模式

岩性配置是指断层两盘渗透性岩层与非渗透性岩层的组合关系,是影响断层封闭性的重要因素^[10],若组合不当,则断层两盘渗透性岩层相连而不能封闭油气。东营凹陷中央隆起带的绝大多数断层的规模较小,断层破碎带厚度薄或不连续分布,且东营凹陷古近系沙河街组(E_s)东营组(E_d)地层是典型的陆相断陷湖盆沉积,砂泥岩互层是其主要特征,而中央隆起带古近系砂岩层一般仅几米厚,甚至仅1m左右,泥岩层常厚达数米乃至数十米,因此断层常使得两盘不同岩性地层对接,形成封闭性的断层面,造成东营凹陷这样的以张扭性构造应力为主的断陷盆地内的断层常具备良好的封闭性。岩性配置封闭模式是东营凹陷中央隆起带主要的断层封闭模式之一,约有1/4封闭性断层为岩性封闭。如东营凹陷中央隆起带的营8断层上升盘古近系沙二段(E_{s2})油层被下降盘古近系沙一段(E_{s1})泥岩遮挡,使得断层具有良好的封闭性,封闭的油藏高度达130m(图2)。研究表明,当断层两盘砂岩与泥岩对接时,含油层系多,油藏高度大;当断层两盘岩性相近时,含油层系少,油藏高度小。

东营凹陷中央隆起带发育有大量小断层,这些断层的断距小,断层活动时间短,因此断层两侧常出现砂岩与砂岩对接的情况,这时断层能否封闭取决于断层的力学性质、活动强度和断裂带中是否存在泥质剪切带等诸多其他因素。如东营凹陷梁家楼地区由于断层的垂直断

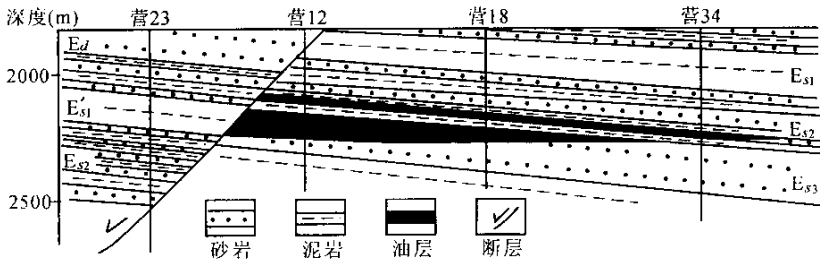


图 2 营 8 断层岩性封闭模式图 (据刘泽容等, 1998)

Fig.2 Lithological seal model of fault Ying 8

距小, 古近系沙三段 (E_{s3}) 储集层毗连而不能封闭油气 (图 3)。如图 3 所示, 河 120—5 井沙三段砂层厚度大而油层厚度薄, 究其原因, 因断层垂直断距小, 断层两盘相同层位的砂岩相连使得断层不具封闭性, 而河 5 井因其附近断层的垂直断距大, 断层两盘砂泥岩对接使得断层封闭性强, 故河 5 井钻遇的整个砂层厚度范围均含油。如果断层在活动过程中活动强度大、位移量较大, 断层中发育不渗透构造岩, 这时断层可具有良好的封闭性。

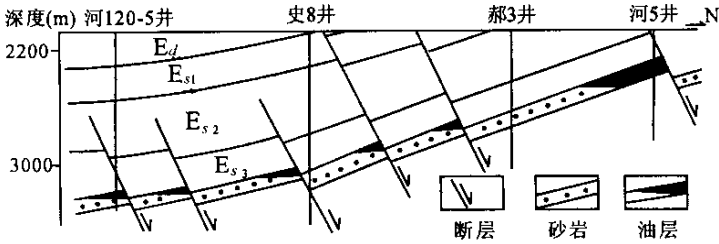


图 3 梁家楼油田油藏剖面图 (据刘泽容等, 1998)

Fig.3 Reservoir section of the Liangjialou oilfield

3 主应力封闭模式

主应力性质、大小和方向是影响断层封闭性的重要因素, 主应力封闭模式就是研究主应力性质、大小、方向与断层封闭性的关系。研究认为东营凹陷内约有 1/3 的封闭性断层为主应力封闭。东营凹陷中央隆起带普遍存在这样的规律: 同一断层在主压应力大的地段或地层倾角平缓的地段, 一般来说封闭性都较好, 封堵油气能力很强, 在其附近油气极为富集, 相反主压应力较小的地段或地层倾角较陡的地段, 封闭性较差, 附近油气资源贫乏。如现河庄油田的梁 11 断块, 断层倾角较陡段发育在古近系沙二上段地层中, 断面倾角为 60° 左右, 断面承受的正应力一般为 20.9MPa 左右, 小于沙二上段泥质砂岩抗压强度 30.56MPa , 不能在断面形成较细粒物质, 断层不封闭, 无油气聚集。断面倾角较缓的沙二下段地层, 断面倾角小于 30° , 断面承受的正应力为 54.7MPa 左右, 大于沙二下段砂岩抗压强度 35.3MPa , 在断面附近易形成细粒致密的断层岩来封堵油气, 是油气极为富集的层段。

为了更好地研究主应力大小与断层封闭性的关系, 进一步研究了东营凹陷中央隆起带东营组断层面正应力大小与油藏高度的关系 (图 4)。由图 4 可以看出, 断面正应力 (p) 大小与油藏高度 (H) 具有较好的正相关性, 即断层面正应力愈大, 油藏高度也愈大。当断面正

应力为 40~50MPa, 油藏高度普遍较大。但当断面正应力进一步增加时, 油藏高度不再增加, 也就是说并不是断面正应力越大越好。东营凹陷中央隆起带东营组最大油藏高度与断面正应力之间有如下关系: 当正应力 $p \leq 44\text{MPa}$ 时, 最大油藏高度为 $H = 4 * P - 30$ 。结合其他因素综合评价认为, 东营凹陷中央隆起带东营组断层封闭油藏的最大高度为 150m 左右, 断层封闭的最佳断面正应力为 40~50MPa。

4 泥岩沾污带封闭模式

断层在形成过程中除了使岩层或岩体发生错位, 还使断层破碎带的岩体被研磨并细粒化、致密化, 形成封闭能力较强的构造岩, 特别是厚度较大的泥岩、页岩等可塑性岩石在断层位移、滑动过程中沿断层面涂抹, 形成较厚的泥岩沾污带, 使得断层具有封闭流体的能力。泥岩沾污带沿断面附近连续分布, 成为油气良好的遮挡面, 是断层封闭中的一种重要的封闭类型。该模式约占东营凹陷中央隆起带封闭断层的 1/3, 相当数量的断层存在泥岩沾污带封闭性, 如河 43-8 井钻遇的河 43 断层, 断层两盘为砂岩对接, 断点之上为水层, 而断点之下为油层 (图 5)^[1], 与传统的“油上水下”的石油地质理论相悖, 利用自然电位测井曲线 (SP), 结合其他地质资料综合研究, 认为断层中存在泥岩沾污带使得断层具有封闭性而形成油气藏。

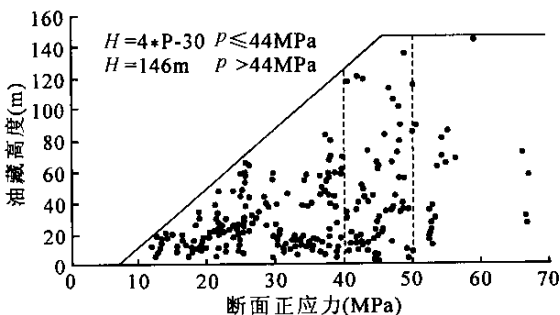


图 4 断面正应力 (p) 与油藏高度 (H) 关系图

Fig.4 Diagram showing the relation between normal stress of the fault surface and height of the oil reservoir

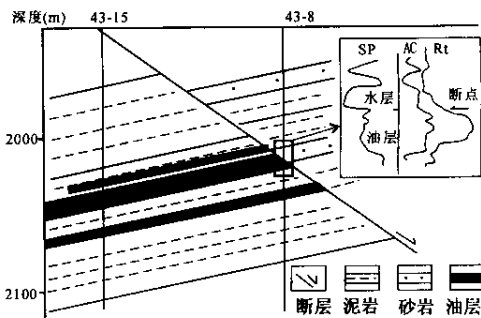


图 5 河 43 断层油藏剖面图

(据田仲强等, 2002)

Fig.5 Section of the fault He43-seal reservoir (注: SP 为自然电位曲线; AC 为声波时差曲线; R_t 为电阻率曲线)

为定量评价泥岩沾污带与断层封闭性的关系, 进一步研究了东营凹陷中央隆起带泥岩沾污因子 (SSF)^[8]与油藏高度 (H) 的关系 (图 6) (泥岩沾污因子是指断层沿一个横剖面内的位移倾斜断距 L 与断面附近发生明显位移的泥页岩厚度 H 之比。泥岩沾污因子 (SSF) = L/H)。由图 6 可以看出, 最大油藏高度与泥岩沾污因子呈双曲线关系, 即: $H = 90 / (SSF - 0.9)$ 。并且泥岩沾污因子越大, 最大油藏高度越小, 断层的封闭能力越弱。综合研究认为, 当东营凹陷中央隆起带断层的泥岩沾污因子小于 2.6 时, 断层具有封闭性, 可形成油气藏, 当泥岩沾污因子大于 2.6 时, 还需综合断层封闭性的其他因素进行综合判断。

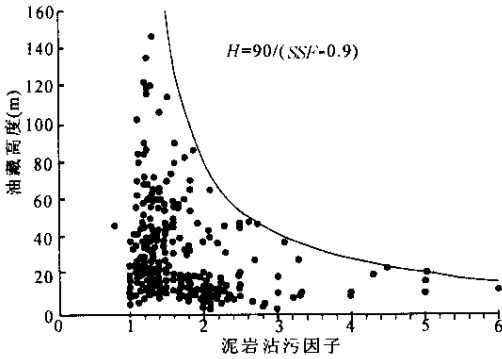


图 6 泥岩沾污因子 (SSF) 与油藏高度 (H) 关系图

Fig.6 Diagram showing relation between the shale smear factor (SSF) and height of the oil reservoir

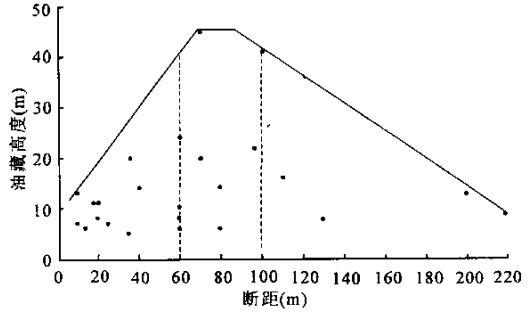


图 7 断距与油藏高度关系图

Fig.7 Diagram showing relation between the fault displacement and height of the oil reservoir

5 断距与断层封闭性分析

断层封闭性的影响因素很多,如断层形成时期、断层力学性质等,其中断距是影响断层封闭性的很重要因素,本文以中央隆起带东段的辛镇平行断裂体系为例,研究了东营凹陷中央隆起带断层断距与油藏高度的关系。从东营组断距与油藏高度关系图(图7)可以看出,随着断距的逐渐增大,东营组断层的封闭性逐渐增强,当断距在60~100m左右时,油藏高度最大,断层封闭性最强,而后随着断距的进一步增大,断层封闭性逐渐降低。因此,综合分析认为,东营凹陷中央隆起带内断距为50~110m的三级断层的封闭性最强。

6 断层封闭性与油气分布的关系

东营凹陷内绝大多数油气藏形成分布与断层封闭、开启性有关,特别是中央隆起带的断块油气藏的形成分布与断层的封闭性密不可分。

从垂向上看,东营凹陷中央隆起带的油气主要分布在封闭性较强断层的附近,而在封闭性较差的断层附近往往油气分布较少、富集程度低(图3)。从构造演化及沉积埋藏历史来看,东营凹陷中央隆起带东营组和沙河街组地层中发育的断层的封闭较好,因此在该类断层附近常常有较多的油气富集。

从平面上看,东营凹陷内油气藏绝大多数分布在断层附近,尤其是中央隆起带内油气藏的分布离不开断层,如中央隆起带东营放射状断裂体系内油气藏的分布受断裂体系控制(图1)。从整个东营凹陷内油藏分布来看,东营凹陷内油气藏分布总与断层密切相关,封闭性强的断层附近可形成大规模油气藏,而封闭性相对较差的断层附近仅可形成规模较小的油气藏,甚至无油气藏形成。

7 认识与结论

(1) 东营凹陷中央隆起带断裂系统复杂,油气藏能否形成及油气藏规模与断层封闭性密

切相关。封闭性强的断层附近可形成大规模油气藏,封闭性差的断层附近的油气藏规模小,甚至无油气藏形成。

(2) 东营凹陷中央隆起带存在多种断层封闭模式,其中岩性配置封闭模式、主应力封闭模式和泥岩沾污带封闭模式是最主要的3种。

(3) 东营凹陷中央隆起带断层封闭的最佳断面正应力40~50MPa,封闭性断层的泥岩沾污因子常小于2.6。

(4) 自然界地质情况是复杂多变的,针对某一具体断层判断其是否具有封闭性需多方面综合分析,不可简单地进行单因素分析。

参 考 文 献

- [1] Steven D. Knott. Fault Seal Analysis in the North Sea [J]. AAPG Bulletin, 1993, 5 : 778 ~ 792.
- [2] G. Yielding, B. Freeman, D. T. Needham. Quantitative Fault Seal Prediction [J]. AAPG Bulletin, 1997, 6 : 897 ~ 917.
- [3] Berg R R, Avery A H. Sealing Properties of Tertiary Growth Faults, Texas Gulf Coast [J]. AAPG Bulletin, 1995, 3 : 375 ~ 393.
- [4] 童亨茂. 断层开启与封闭的定量分析 [J]. 石油与天然气地质, 1998, 19 (3): 215 ~ 220.
- [5] 鲁 兵, 丁文龙. 断层封闭性研究进展 [J]. 地质科技情报, 1998, 17 (3): 75 ~ 80.
- [6] 吕延防, 李国会, 王跃文, 等. 断层封闭性的定量研究方法 [J]. 石油学报, 1996, 17 (3): 39 ~ 45.
- [7] 王志欣, 信荃麟. 关于地下断层封闭性的讨论——以东营凹陷为例 [J]. 高校地质学报, 1997, 3 (3): 293 ~ 300.
- [8] 张 煜, 李亚辉. 东辛油田东营组泥岩涂抹因子与断层封闭性关系探讨 [J]. 石油勘探与开发, 2000, 27 (6): 14 ~ 15.
- [9] 刘泽容, 李亚辉. 东营凹陷中央隆起带旋扭构造体系与油气聚集 [J]. 地质力学学报, 1997, 3 (1): 95 ~ 96.
- [10] 刘泽容, 信荃麟, 邓俊国, 等. 断块群油气藏形成机制和构造模式 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1998, 16 ~ 102.
- [11] 田仲强, 李 新, 李 雪, 等. 断块油田控油断层封堵模式——以东辛油田东营组为例 [J]. 应用基础与工程科学学报, 2002, 10 (1): 42 ~ 50.

(下转 59 页)

APPLICATION OF LOGGING INFORMATION IN THE ANALYSIS OF THE GROUND STRESS IN THE FORELAND COMPRESSIVE AREA

ZHAO Jun¹ , PU Wan-li¹ , WANG Gui-wen² , LI Jun³

(1. *Tarim Oil Company , Petrochina , Korla Xinjiang 841000 , China* ; 2. *Department of Earth Sciences , University of Petroleum , Beijing 102249 , China* ; 3. *Department of Geophysics , Jiangnan Petroleum Institute , Jingzhou 434102 , Hubei*)

Abstract : Compressive tectonic stress is the main stress in foreland basins in western China , where surface and subsurface structures are very complicated . Petroleum exploration and development call for not only the intensive study and prediction of ground stresses but also simple , economical and practical approximate methods . Through a comparative study of the distribution characteristics of the geophysical logging information in the structurally stable field and those in the structural compressive field , a statistical model for determining the maximum principal in-situ stress based on the logging information is proposed . This method is applied in the calculation of the stress in the Kuqa piedmont compressive area of the Tarim basin . The calculated result coincides with the result of the acoustic experiment . On that basis , the relationship between the ground stress distribution and the distribution of petroleum accumulations in piedmont compressive areas is studied .

Key words : logging information ; compressive structure ; in-situ stress ; statistical model ; oil-gas

(上接 24 页)

FAULT SEAL MODEL OF THE CENTRAL UPLIFT , DONGYING DEPRESSION

XU Shou-yu , LI Xue-yan

(*College of Geo-resources and Information , University of Petroleum , Shandong Dongying 257061 , China*)

Abstract : Fault systems in the Central uplift of the Dongying depression are complex . The fault sealing properties directly control the formation and distribution of the oil/gas accumulation as well as its size and type . Large oil/gas accumulations may form near a fault with good sealing properties , while small accumulations or even no accumulations occur near a fault with poor sealing properties . Take for example the lithological combination seal model , principal stress seal model and shale smear zone seal model , a fault seal model is established and fault sealing properties are quantitatively analyzed and evaluated in the Central uplift of the Dongying depression . The optimal normal stress of the sealing fault in the study area is about 40 to 50 MPa and the shale smear factors for the sealing fault is commonly < 2.6 . To judge whether a particular fault has sealing properties requires an integrated analysis , and one must not make single-factor analysis simply .

Key words : fault seal ; sealing model ; lithological distribution ; shale smear zone ; normal stress ; Dongying depression ; Central uplift