

异常超压带内开启泥岩裂隙的分布 与油气初次运移

张金功 王定一 邸世祥

(西北大学, 西安 710069)

李丕龙

(胜利石油管理局, 山东东营 257001)

黄骅坳陷沧东-南皮凹陷下第三系异常超压带内开启泥岩裂隙的分布表明, 具有开启状态裂隙的泥岩在垂向上集中分布在一定的深度区间, 该带在横向上是区域性分布的。在开启泥岩裂隙带内, 泥岩孔隙度、蒙脱石含量、残留总烃/有机碳及 $\alpha_{\alpha} \frac{20S}{20S+20R} C_{29}$ 等指标较上下层段有较大幅度的减少。据此认为, 异常超压带内泥岩裂隙产生后便进行大规模持续的排液, 直至泥岩排液潜力趋于丧失裂隙才会闭合, 该过程以一次性为主。开启泥岩裂隙带是油气初次运移的主要地带。

关键词 异常超压 开启泥岩裂隙 油气初次运移

第一作者简介 张金功 男 31岁 讲师 石油地质

异常超孔隙流体压力作用下的微裂隙排烃(亦称间歇混相运移)是油气初次运移的最重要机制^[1~6], 这一机制虽然得到人们的赞同, 但尚存一些没有解决的问题。其一是埋藏状态下烃源岩中微裂隙开启与闭合的状况, 若是间歇性开启与闭合的, 那么开启裂隙在垂向剖面上应当是间断分布的, 但事实是否如此呢? 其二是排烃量与排烃带的确定, 若是间歇性排烃的, 那么多少次循环才能达到有工业价值的排烃呢? 排烃带又如何确定呢? 本文针对上述问题, 用测井资料研究了黄骅坳陷沧东-南皮凹陷下第三系异常超压带内开启状态泥岩裂隙的分布。

1 开启泥岩裂隙的分布

黄骅坳陷属早第三纪以来形成的裂谷盆地, 沧东-南皮凹陷是其南部的亚一级构造单元, 发育的地层有下第三系孔店组、沙河街组、东营组及上第三系馆陶组、明化镇组和第四系, 地层缺失较少。下第三系岩性以湖相砂、泥岩为主, 其中孔店组二段、沙河街组三段及一段的湖相泥岩、油页岩为主要生油岩。

首先据40多口层位较全、埋深较大(大于3 000 m)井的泥岩声波时差-深度关系图^[7], 确定了沧东-南皮凹陷单井下第三系泥岩异常超压带的分布, 然后对18口测井资料质量较好

井的泥岩裂隙标志曲线进行了分析,确定了单井开启泥岩裂隙的分布*。

女28井是本区一口典型井,其完钻井深为3553m,钻遇孔店组。泥岩声波时差正常趋势线在2100m以上,说明2100m之上泥岩具正常孔隙流体压力,而2100m之下泥岩具异常超孔隙流体压力(图1)。在异常超孔隙流体压力带内,据裂隙标志测井曲线可分出三个深度段,特征如下:2100~2500m井段的泥岩, R_t 与 R_{so} 曲线基本是重合的,并互有交织; φ_N , Δt 及 ρ_b 曲线摆动幅度小,平均值随深度变化不大,反映出泥岩裂隙不发育。2500~3200m井段的泥岩, R_t 与 R_{so} 曲线出现明显的分离, $R_t \gg R_{so}$,差值可达3 Ωm ; φ_N 及 Δt 摆动幅度增大,平均值随深度亦有较大的变化; ρ_b 则有较大幅度降低,这不仅反映出泥岩裂隙发育,而且说明泥岩裂隙目前尚保持开启状态。3200m以下井段的泥岩, R_t 与 R_{so} 曲线又趋于重合,并互有交织; φ_N 、 Δt 及 ρ_b 的摆动幅度又明显减小,说明该井段泥岩裂隙不发育。

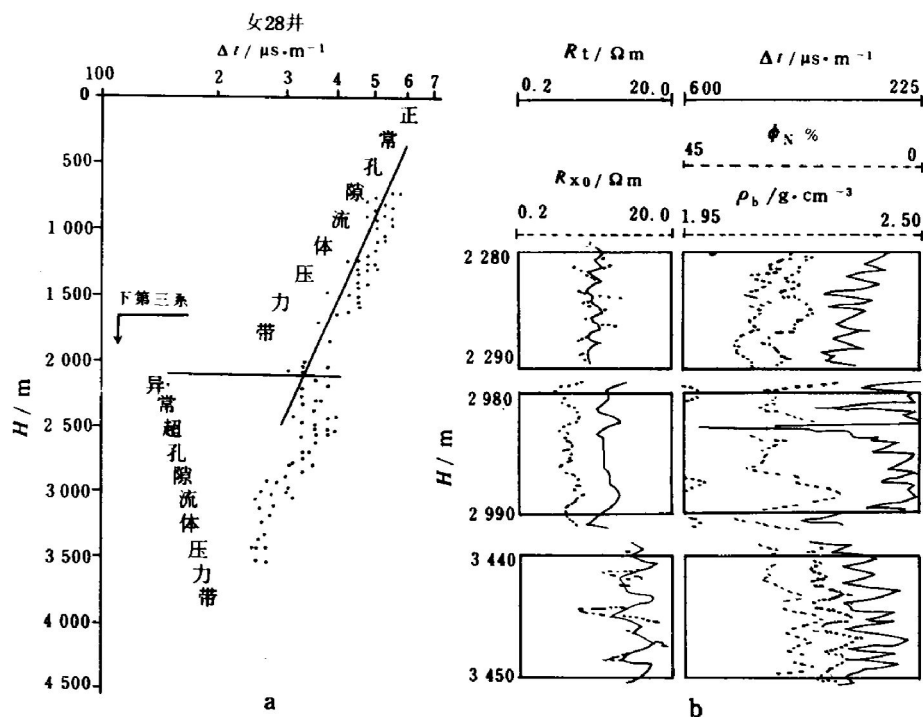


图1 女28井泥岩异常超压带分布与裂隙标志曲线图

a—泥岩异常超压带分布; b—泥岩裂隙标志曲线

其它井如沧9、桃4、灯参1井等也有类似的结果,不同的是各井在异常超压带的起始深度及开启泥岩裂隙带的分布深度上有差别(图2)。

以上分析说明,在泥岩异常超孔隙流体压力带内具张开状态裂隙的泥岩在垂向上集中分布在一定的深度区间,该带在横向上可以对比,即是区域性分布的。埋藏状态下,泥岩裂隙不表现为间歇性开启与闭合,而是当泥岩裂隙张开后,要维持相当长的时间,然后闭合,这个过程以一次性为主。

* 黄汝昌,许化政等. 华北地区天然气形成富集规律及资源评价. 科研报告. 1990

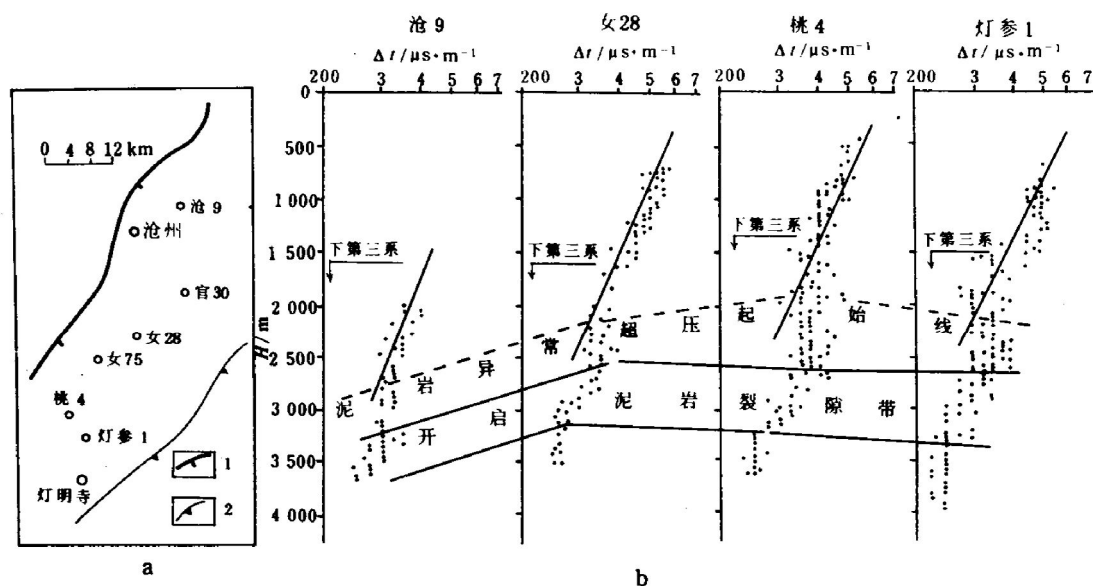


图2 沧9井—灯参1井开启泥岩裂隙对比图

a—井位图; b—单井剖面图; 1—边界断层; 2—剥蚀线

2 开启泥岩裂隙带油气运移

关于烃类、水及有关离子通过开启泥岩裂隙的运移前人已进行过大量研究^[7~9], 运用这些成果, 我们来分析一下沧东-南皮凹陷下第三系开启泥岩裂隙带流体的运移特征(图3)。由泥岩孔隙度曲线看出, 开启泥岩裂隙带对应于泥岩孔隙度的迅速降低段(2 500 m~3 200 m), 泥岩孔隙度由15%降至5%, 降低幅度约10%。由于在砂泥岩剖面中, 泥岩为主要供液体, 流体以垂向运移为主, 运移距离短, 胶结作用不强烈, 因此泥岩孔隙度的降低可反映孔隙流体的排出情况。从这种意义上讲, 开启泥岩裂隙段泥岩孔隙度的迅速降低意味着孔隙流体的大规模运移。而该带上下泥岩孔隙度的缓慢变化则意味着孔隙流体的缓慢运移或相对阻滞。

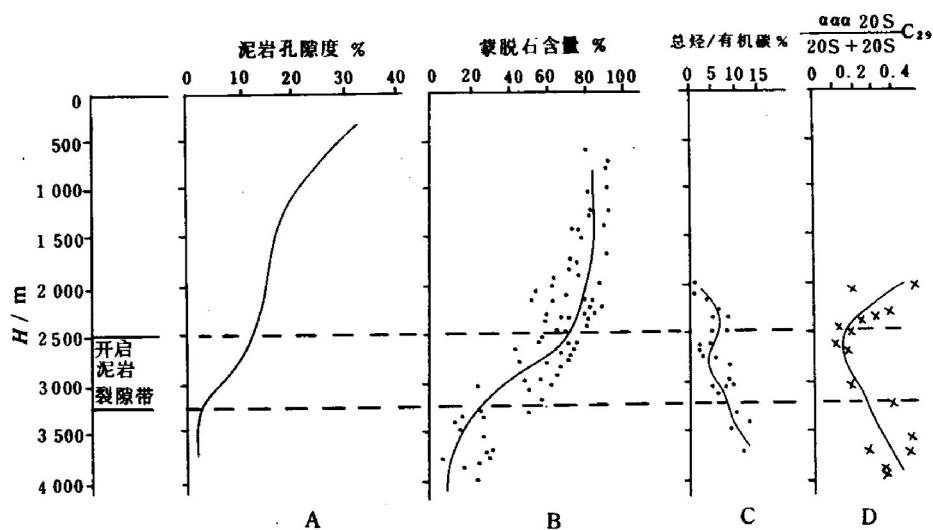


图3 开启泥岩裂隙带流体运移分析图

(A图据[10], B图据[7], C、D图据大港油田资料)

从伊利石-蒙脱石混层粘土中蒙脱石含量曲线看,开启泥岩裂隙带蒙脱石的百分含量也是大幅度降低的,从80%降至20%左右。这种变化在某种程度上反映了 Al^{+} 、 K^{+} 等离子通过泥岩裂隙的大规模迁移。该带上下蒙脱石含量变化缓慢,反映出离子迁移强度较弱。

开启泥岩裂隙带的生油岩中残留总烃/有机碳、 $\alpha\alpha\alpha \frac{20S}{20S+20R} C_{29}$ 指标也有明显降低的趋势。总烃/有机碳值反映出有机质向烃类转化程度的高低,若不考虑运移的影响,该值在成熟后应随深度增加而增加。沧东-南皮凹陷孔二段生油岩(油页岩为主)生油门限约为2 000 m*,但总烃/有机碳在2 000 m以下没有持续增高,而是在2 500~3 200 m之间出现一低值峰(图3)。这个低值峰基本对应于开启泥岩裂隙带,这说明烃类运移导致了残留烃类含量的减少。据曾宪章等的研究^[11], $\alpha\alpha\alpha \frac{20S}{20S+20R} C_{29}$ 指标明显受运移的影响,因为 $\alpha\alpha\alpha-20S$ 型异构体分子要比 $\alpha\alpha\alpha-20R$ 型分子小,当该指标作为成熟度指标时,应随埋深增加而增大。孔二段生油岩 $\alpha\alpha\alpha \frac{20S}{20S+20R} C_{29}$ 指标在开启泥岩裂隙带(约2 500~3 200 m)出现明显的低值,而该带之上却有较高值,反映该指标明显受运移影响。

以上分析说明,开启泥岩裂隙带是烃类运移的主要地带。

3 结 论

埋藏状态下异常超压带内具张开状态裂隙的泥岩在垂向上集中分布在一定的深度区间,开启泥岩裂隙带在横向上是区域性分布的。在开启泥岩裂隙带泥岩孔隙度、蒙脱石含量、残留总烃/有机碳、 $\alpha\alpha\alpha \frac{20S}{20S+20R} C_{29}$ 等指标较上下层段有较大幅度的减少。初步认为,当泥岩裂隙产生后,在相当长的时间内保持张开状态,同时进行着大规模持续的流体运移,直至泥岩排液趋于停止时,裂隙才会闭合,这也意味着主要排液期的结束。

根据测井资料可以确定埋藏状态下开启泥岩裂隙的分布,开启泥岩裂隙带是油气初次运移的最主要地带。

致谢:秦武英参加了该项研究并做了大量工作。研究过程中,西北大学陈荷立、祝总祺、姜洪训、刘文荣,大港油田汪 勇、安文武、王光奇、杨 勇、杨池银、廖前进、马 杰、张津生、吴 涛、郑长明、薛士荣,中原油田梁志刚、袁政文、许化政给予了支持与帮助,特此致谢。

参 考 文 献

- 1 蒂索 B P, 威尔特 D H. 石油形成和分布(第二版). 徐永元译. 北京:石油工业出版社, 1989. 216~222
- 2 Hedberg H D. Methane generation and petroleum migration. AAPG Studies in Geology, 1980, 10: 179~206
- 3 李明诚. 石油与天然气运移. 北京:石油工业出版社, 1987. 37~38
- 4 傅家谟, 刘德汉主编. 天然气运移、储集及封盖条件. 北京:科学出版社, 1992. 38~39
- 5 王新洲, 周迪贤, 王学军. 流体间歇压裂运移——石油初次运移的重要方式之一. 石油勘探与开发, 1994, 21(1): 20~26
- 6 郝石生, 柳广弟, 黄志龙等. 油气初次运移的模拟模型. 石油学报, 1994, 15(2): 21~31

* 田克勤, 廖前进等. 黄骅裂谷盆地油气聚集规律及勘探方向. 科研报告. 1991

- 7 陈发景, 田世澄主编. 压实与油气运移. 武汉: 中国地质大学出版社, 1989. 7~119
- 8 du Rouchet J. Stress fields: a key to oil migration. Bull AAPG, 1981, 65 (1): 74~85
- 9 Capuano R M. Evidence of fluid flow in microfractures in geopressed shales. Bull AAPG, 1993, 77 (8): 1303~1314
- 10 华北石油勘探开发设计研究院. 潜山油气藏. 北京: 石油工业出版社, 1982. 70
- 11 曾宪章, 刘淑珍, 马顺平. 运移对生物标志物的影响. 石油与天然气地质, 1987, 8 (1): 38~44

DISTRIBUTION OF OPEN FRACTURES IN ABNORMAL OVERPRESSURE MUDSTONE AND PRIMARY MIGRATION OF HYDROCARBON

Zhang Jingong Wang Dingyi Di Shixiang

(Northwest University, Xian)

Li Pilog

(Shengli Petroleum Administration, Dongying, Shandong)

Abstract

The distribution of open-fracture in Eocene abnormal overpressure mudstone and shale of Changdong-Nanpi Sag in Huanghua Depression suggests that the mudstone and shale with open fractures centralized in certain depth interval in vertical, but laterally the overpressure zone is regionally distributed. The porosity, the content of ascanite, the residual total hydrocarbons/total organic carbon (TH/TOC) and $\frac{20S}{20S+20R}C_{29}$ of the mudstone and shale decrease more than that of the upper and lower beds. It thus proved that so long as the open fractures form, a large scale of continuous fluid expulsion would start and the fractures would not close until the expulsion potential exhaust. According to the distribution of the open fractures, the main zone of oil and gas migration could be determined.