文章编号: 0253- 9985(2003) 01- 0050- 05

古龙凹陷泥岩非构造裂缝的形成*

丁文龙[1], 张博闻[2], 李泰明[3]
(1. 中国地质大学, 湖北武汉 430074; 2. 中国石油天然气勘探开发公司, 北京 100724;
3. 大庆石油学院, 河北秦皇岛 066000)

摘要: 经钻井揭示, 松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组泥岩裂缝储集层段的平面分布, 与断裂的发育状态没有必然的联系; 与褶曲的曲率大小也没有相关性。在纵向上, 泥岩裂缝储集层段与地层应力大小并没有对应关系。这些特征表明, 泥岩的裂缝不是构造因素形成的。通过对埋藏史, 流体形成等地质过程的模拟, 结果表明, 古龙凹陷泥岩裂缝是封闭在泥岩中的粘土矿物脱水收缩和烃类受热增压作用形成的非构造缝。明水期形成的流体超压使这些裂缝得以保持和扩大, 并形成一些新的裂缝。

关键词: 流体超压; 非构造裂缝; 古龙凹陷; 青山口组

第一作者简介: 丁文龙, 男, 36 岁, 在读博士研究生, 石油地质

中图分类号: TE112. 23　　文献标识码: A

松辽盆地古龙凹陷是一个长期沉降区。区内白垩系青山口组为富含有机质的泥岩, 总厚 300~600 m。已确定该泥质岩为松辽盆地的主要烃源岩* *。自 1984 年发现该泥岩系内有油气藏存在以来, 至今已有 50 余口井见到油、气显示, 有 7 口井产少量油、气, 有 5 口井产工业油、气流。储集层段为裂缝, 且伴以流体超压。对这种新型油气藏的成因, 前人做过大量的研究[1~8], 多数认为是区域构造运动引起的裂缝储油, 为构造裂缝。但这种泥岩裂缝储集段的地质特征表明它们不是构造运动的结果, 而是另有成因。

1　地质特征

1.1　平面分布

根据 55 口钻穿青山口组的井与断层的距离关系, 发现多数井在断裂带附近或内部, 但无明显的裂缝; 相反离断层较远处的英 12 井、大 111 井泥岩裂缝发育, 且获工业油流, 可见泥岩裂缝与断裂带之间无明显的依附关系。

古龙地区地层倾角很小, 一般 1°~ 3°, 褶曲构造不发育, 仅有一些低幅度的鼻状构造。在褶曲或构造的转折部位, 地层倾角变化率自然要增大, 反映其应变能的增强, 而应变能增强将导致裂缝密度的增加。但从已知的裂缝井与 T_2 层构造倾角变化率* * * 看, 英 12、古 1、大 111 等大多数裂缝发育井落在低值区; 高值区往往是泥岩裂缝不发育区。但是, 也有个别泥岩裂缝显示井落在高值区, 如英 19、哈 11 等井。

以上现象说明, 由于本区地层区域倾角很小, 这一构造倾角变化率所代表的变形能量不足以产生裂缝, 故裂缝的形成与构造褶曲及转折带亦无明显的因果关系。

1.2　垂向分布

从已证实(取芯、综合解释) 在青山口组泥岩中裂缝发育的 26 口井的剖面可看出, 裂缝在垂向上的分布有如下特征(图 1) 。

(1) 裂缝段仅发育在青山口组泥岩内部, 上没穿顶、下没透底, 裂缝段的分布并无固定深度。

(2) 青山口组一段的裂缝发育程度一般比二、三段好, 青山口组二、三段以上基本上没有裂缝。

(3) 裂缝发育的位置既不在青山口组受张力最大的面上, 也不在它受压缩最大的界面上, 而是恰恰相反, 很多裂缝段是在青山口组的受力中性面上或附近。

由此可知, 古龙凹陷青山口组泥岩裂缝的垂

*　中国石油天然气集团公司“九五”重点攻关项目“大中型油气田成藏定量模式研究”(960007- 07)

* *　张建深. 古龙地区青山口组泥岩裂缝含油地化特征研究. 大庆石油管理局勘探开发研究院石油地质研究报告集, 1984

文享范. 英 15 井有机地球化学剖面的研究. 大庆石油管理局勘探开发研究院石油地质研究报告集, 1984

* * *　李大成, 沙彦成, 那晓敏, 等. 松辽盆地北部西部地区泥岩异常压力成因、分布及其规律研究. 大庆石油管理局地球物理勘探公司, 1990

收稿日期: 2002- 12- 08

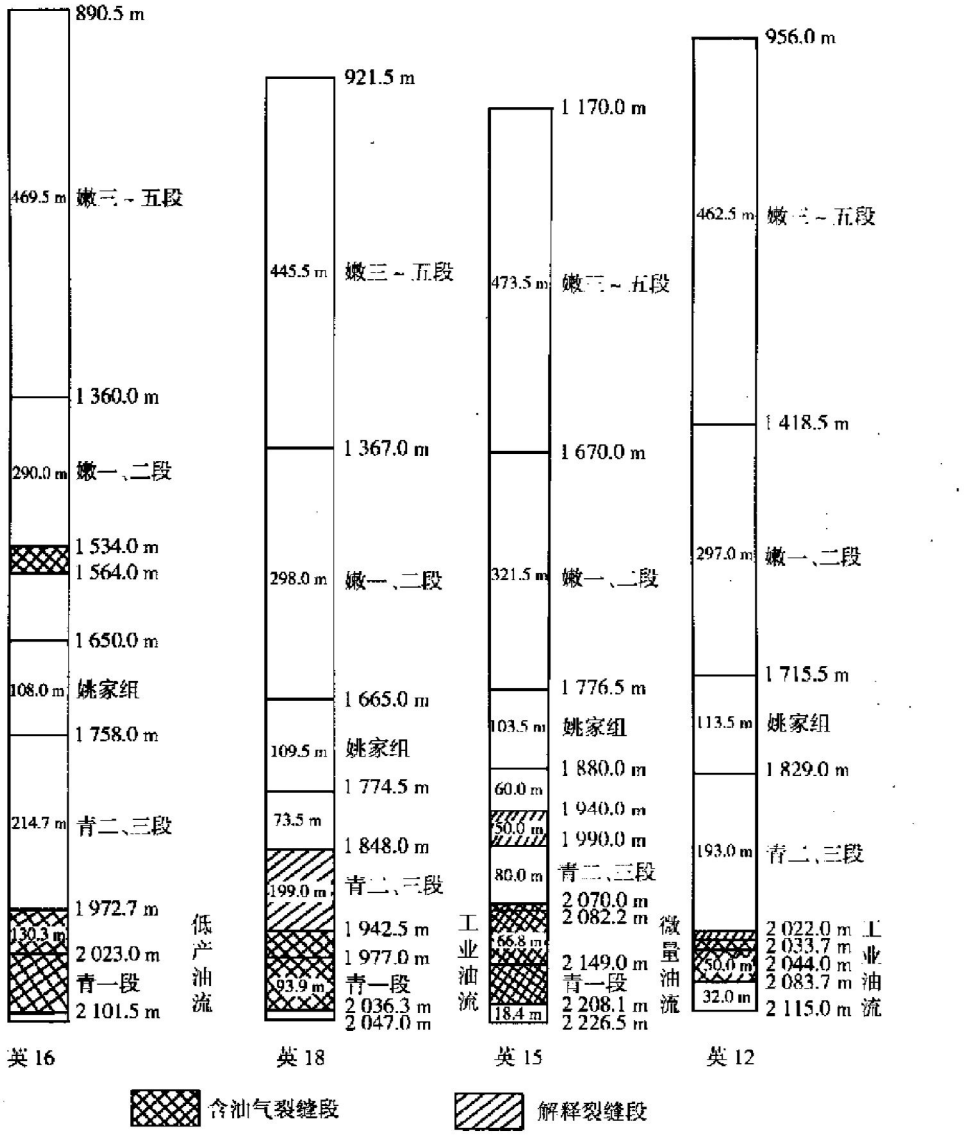

图 1　青山口组泥岩中裂缝段的分布

Fig. 1　Distribution of fractures intervals in Qingshankou Formation mudstone

向分布亦表明它并非构造力作用结果。

1.3　形态特征

本区裂缝以层间缝为主, 也有纵张缝。电镜下显示出微细的龟纹缝* 。这种特征表明, 青山口组泥岩的裂缝并非是构造力作用的结果。

2　模拟计算

通过模拟计算, 发现本区青山口组泥岩在中部埋深为1 025～ 1 412 m时即呈现为封闭状态, 此后其中新生的流体很难排出, 累积了较高的流体压力。由于蒙脱石脱水收缩以及高异常流体压力的作用便产生了裂缝, 自生的烃储集于内, 形成烃源岩内特殊的裂缝油气藏。

2.1　埋藏史

由于嫩江组的沉积速率高, 在上覆沉积总厚约1 000 m左右时, 青山口组泥岩的总孔隙度达4%～ 7%, 已进入不渗透的范围, 而当时青山口组中部的埋深在1 025～ 1 412 m(表 1), 而此深度范围既是青山口组处于生烃的深度段内* * , 又是松辽盆地粘土矿物结构水(层间水) 快速析出带(1 100～ 1 850 m)[9] 。从当时埋深看, 该时期相当于嫩江组沉积末期. 故自嫩江组四段沉积结束后. 区内青山口组泥岩实际上已成为封闭状态, 流体的排渗几乎停止。

*　张建深. 古龙地区青山口组泥岩裂缝含油地化特征研究. 大庆石油管理局勘探开发研究院石油地质研究报告集, 1984

* *　王行信. 松辽盆地粘土矿物成岩演化与排烃研究. 大庆石油管理局科学研究设计院, 1982

表 1 古龙地区青山口组埋藏过程中的封闭状况

Table 1 Closing state during the burial of Qingshankou Formation in Gulong area

井号	青山口组今厚度/m	上覆层今厚度/m	封闭状况			
			时期	上覆层厚/m	孔隙度/%	当时中部埋深/m
英 3	499.0	1 889.5	嫩四末	1 993.12	7	1 343
英 12	286.0	1 829.0	嫩四末	994.04	6	1 137
英 15	346.5	1 880.0	嫩四末	944.00	6	1 117
英 16	343.0	1 758.5	嫩四末	903.97	7	1 075
英 18	272.5	1 771.5	嫩四末	922.43	5	1 059
古 1	587.5	1 718.0	嫩四末	1 118.60	6	1 412
古 2	534.5	1 741.0	嫩四末	1 060.91	7	1 328
大 111	499.0	1 661.5	嫩四末	1 059.60	7	1 309
大 4	614.0	1 523.0	嫩四末	1 014.00	6	1 321
哈 8	312.0	1 871.5	嫩四末	964.03	6	1 120
哈 14	287.0	1 811.0	嫩四末	924.00	5	1 067
台 2	453.0	1 354.5	嫩四末	1 161.51	5	1 383
英 80	515.0	1 889.0	嫩四末	1 183.16	5	1 411
英 4	585.0	1 582.5	嫩四末	1 076.48	4	1 369
英 5	307.0	1 708.5	嫩五末	1 080.90	4	1 172
古 101	530.5	1 861.5	嫩四末	1 100.79	6	1 366
哈 5	247.0	1 705.0	嫩四末	900.96	5	1 025

2.2 流体生成

计算结果表明, 按数量大小计以蒙脱石脱水最高, 其次为压实排水, 最后是烃流体, 如图 2 所示。图中所示为三种新生流体的数量, 以水柱高(m)表示。值得提出的是, 因为没有计入流体受热增压的因素, 所求出的液柱高并不在数值上等于地下状态的流体压力。若考虑热膨胀增压, 则烃类流体的绝对量虽较低, 但效果可能更大, 由于缺乏可靠的体积系数等参数, 故暂未作计算, 用液柱高作为流压判断参数亦是可行的。

对本区资料较全的 16 口井做了流体压力预测, 结果见表2。由该表可以看出, 青山口组内的

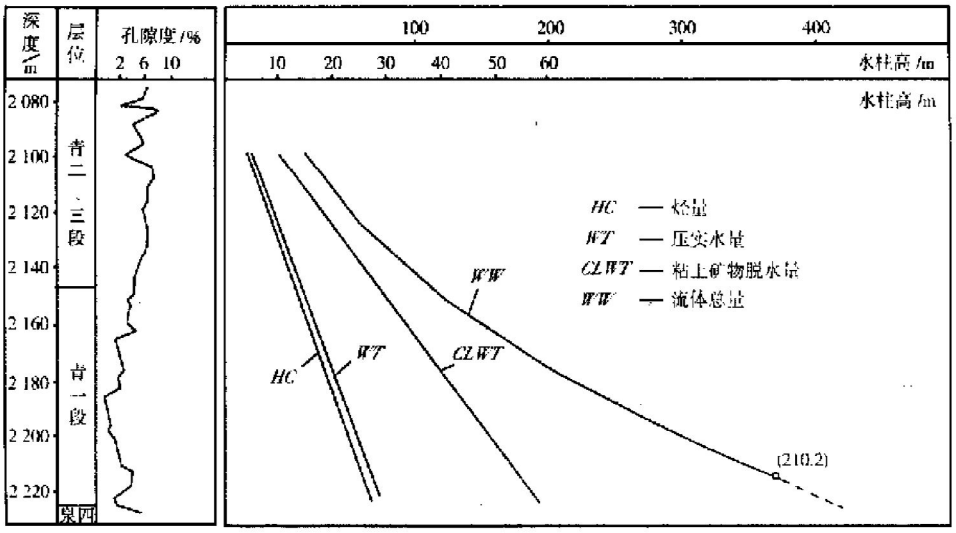

图 2 英 15 井青山口组泥岩中的新生流体

Fig. 2 Fluid formed during the diagenesis of Qingshankou Formation in Ying- 15 well

最大流体压力形成于明水期末, 这意味着此时期后青山口组泥岩内流体的生成作用趋于停止。最大流体压力较当时的静水柱压力高, 压力系数平均为 1.2, 而今天实测压力系数为 1.1, 此模拟计算结果是合理的。

上面所述3种新生流体构成了青山口组内的

表 2　古龙凹陷青山口组流体压力模拟计算结果
Table 2　Modeling results of fluid pressure in Qingshankou Formation in Gulong depression

井号	当时埋深/m	最大流体超压水柱高/m	时　期
英 16	1 930.0	232.02	明水期末
英 18	1 910.8	222.20	明水期末
古 1	2 041.8	274.68	明水期末
古 2	2 008.0	265.00	明水期末
古 510	1 800.0	244.80	明水期末
大 111	1 911.0	250.80	明水期末
大 4	1 830.0	256.10	明水期末
哈 8	2 027.5	238.50	明水期末
哈 14	1 954.5	226.90	明水期末
台 2	1 581.0	205.90	明水期末
英 80	2 146.5	268.60	明水期末
英 4	1 875.0	214.70	明水期末
英 12	1 972.0	229.90	明水期末
古 101	2 126.0	253.99	明水期末
哈 5	1 828.5	202.57	明水期末
英 15	1 706.0	210.00	明水期末

注: 1 m 水柱 = 9 800 Pa

异常高压, 而其中以蒙脱石转化脱水量最大。这些流体所能占据的空间已很小, 因当时泥岩的总孔隙度已低于 7%[10], 而蒙脱石向混层粘土转化, 混层粘土再向伊利石、绿泥石转化, 生烃反应, 基质受压缩等过程是不可逆的, 不会因为没有储存空间而停止进行, 所以富含粘土矿物的层段会产生收缩裂缝。高流体压力还能助长收缩缝的保持和扩大。不仅如此, 高异常的流体压力会造成压裂缝。根据休伯特和威利斯的观点[11,12], 当流体压力的超压值(大于静水柱压力的部分) 等于基质压力的 1/2 或1/3时即可引起裂缝产生。本模型计算出的流体总量都超过静水柱压力, 若折算出地下状态的体积和压力, 肯定其超压值会大于 1/2 或 1/3 的基质压力。由于这一观点尚未得到充分证实, 故本模型中暂不做这种计算。然而, 压裂作用的存在是肯定的[13], 故可以认为青山口组泥岩中的裂缝是粘土矿物脱水收缩和流体超压综合作用的结果。

2.3　裂缝形成过程

根据以上各项计算的结果, 可对本区青山口组泥岩裂缝的形成描述如下, 封闭状态的厚层泥质烃源岩, 由于处于生烃、蒙脱石转化阶段, 加上继续压实, 有大量的水和烃流体产生、形成高异常流体压力。粘土矿物转化脱水形成了收缩裂缝, 而异常高的流体压力能维持和扩大收缩裂缝, 甚至通过压裂作用造成新的裂缝, 为烃、水的储集提供了空间, 于是便形成了生烃泥岩中的非构造成因的裂缝性油气藏。

3　结论

(1) 古龙凹陷青山口组泥岩裂缝段的平面和垂向分布特征, 表明它不是构造力作用的结果, 却显示出脱水型收缩裂缝的性质。

(2) 模拟计算结果表明: 青山口组泥岩因上覆岩系尤其是嫩江组的沉积速率过高而在嫩江组沉积末较早地进入了封闭状态; 封闭后其内部生成的流体难以或不能排出便形成流体超压, 并且以蒙脱石演化脱出的结构水为主, 脱水量的大小反映泥质岩体积收缩程度和裂缝产生的可能性大小; 可见, 早期封闭的高异常压力环境是脱水型收缩裂缝产生的先决条件。

(3) 流体超压在明水期末达到最大值, 而收缩裂缝和油气藏的形成亦发生在此时期。

参　考　文　献

1　高瑞琪. 泥岩异常高压带油气的生成、排出特征与泥岩裂缝油气藏的形成[J]. 大庆石油地质与开发, 1984, 3(1): 160~ 167

2　陈章明, 张树林, 万龙贵. 古龙地区北部青山口泥岩构造裂缝的形成及其油气藏分布的预测[J]. 石油学报, 1988, 9(4): 7~ 15

3　昝立生. 松辽盆地新北地区泥岩裂缝油气藏的成因及分布[J]. 大庆石油地质与开发, 1986, 5(4): 25~ 28

4　李彦芳, 张兴金, 窦惠. 松辽盆地英台地区泥岩异常高压和泥岩裂缝的成因及对油气运移赋存的意义[J]. 石油勘探与开发, 1987, 14(3): 7~ 15

5　吴永甫. 泥岩型油藏 ——特殊油气藏类型之一[J]. 国外石油消息, 1982, (19): 8~ 12

6　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

7　张光亚, 陈全茂, 刘来民. 南阳凹陷泥岩裂缝油气藏特征及其形成机制探讨[J]. 石油勘探与开发, 1993, 20(1): 18~ 25

8　斯底特尔恩 D W. 裂缝性储集层[M]. 北京: 石油工业出版社, 1977. 76~ 98

9　王行信. 松辽盆地粘土矿物研究[M]. 哈尔滨: 黑龙江科学技术出版社, 1990

10　霍布斯 B E, 明斯 W D, 威廉斯 P F. 构造地质学纲要[M]. 刘和甫, 吴正文, 译. 北京: 石油工业出版社, 1986

11　费特尔 W H. 异常地层压力[M]. 宋秀珍, 译. 北京: 石油工业出版社, 1982

12　Narr W, Currie J B. Origin of fracture porosity- example from Altamont Field, Utah[J]. AAPG Bull, 1982, 66(9): 326~ 335

13　Majara K J. Mechanisms of natural fracturing in a sedimentary basin[J]. AAPG Bull, 1981, 65(1): 128~ 136

FORMATION OF NON- TECTONIC FRACTURES IN MUDSTONES IN GULONG DEPRESSION

Ding Wenlong[1] Zhang Bowen[2] Li Taiming[3]

(1. *China University of Geosciences, Wuhan, Hubei ;* 2. *China Petroleum Exploration and Development Corporation, Beijing ;* 3. *Daqing Petroleum College, Qinhuangdao, Hebei*)

Abstract: Gulong depression in Songliao basin is a major hydrocarbon generating area, where the mudstones have well- developed fractures and abnormally high fluid pressure. Some of these fracture reservoirs have produced commercial oil and gas. Drilling results reflect that the lateral distribution of these mudstone reservoirs in Cretaceous Qingshankou Formation is neither related directly to growth of faults, nor related to the fold curvature ; the vertical distribution of these mudstone fracture reservoirs is not corresponding to the stress in the formation, too. These features indicate that fractures would not be the result of tectonic force. After modeling geological processes concerning the sedimentary burial history and the fluid generation, it is concluded that these mudstone fractures in Gulong depression are non- tectonic fractures , including the shrinking rocks caused by clay mineral de- hydration and pressure boost fracturing caused by heating of hydrocarbon. And these fractures have continuously been developed and expanded further by fluid overpressuring during Mingshui period, and some new fractures have also been produced in this period.

Key words: fluid overpressure ; non- tectonic fracture ; Gulong depression; Qingshankou Formation

---

(Continued from Page 44)

PORE STRUCTURE AND OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY IN PANHE FAULT- BLOCK AREA

Xiong Min[1,2] Wang Qintian[2]

(1. *China University of Mining and Technology , Beijing;*
2. *Linpan Oil Production Factory in Shengli Oilfield, Linyi, Shandong*)

Abstract: Panhe fault- block area is located in the western part of central uplift zone in Huimin sag. The pore structure of reservoir in the 3rd member of Shahejie formation can be divided into four types. The reservoir with super- high permeability, super- large pore and coarse throat pore structure has the highest oil displacement efficiency during the high water- cut stage; the simulation test can be as high as 70%~ 90%. However, the test run in actual rock sample, the oil displacement efficiency seem to be reduced (40%~ 75%) , due to the non- homogeneous structure. The reservoir with high permeability, large pore and coarse throat pore structure has high oil displacement efficiency, which is usually 60%~ 80%. The reservoir with medium permeability, large pore and medium throat pore structure has relatively low oil displacement efficiency of about 40%~ 60%; and the reservoir with low- permeability, medium pore and fine throat has the lowest oil displacement efficiency, 30%~ 50%. However, the pore system in the reservoir does not consist of only one of the above- mentioned 4 pore structures, it is exactly the composition of several types of pore structures.

Key words: reservoir ; pore; oil displacement efficiency; Panhe fault- block