

大庆长垣及西部地区泥岩盖层的封闭性能

傅 广 赵 荣 姜振学
(大庆石油学院, 黑龙江安达 151400)

大庆长垣及西部地区嫩江组一、二段泥岩盖层宏观上具有厚度大、面积大、分布广泛的特点, 微观上则表现为微孔为主、渗透率低、比表面积大、排替压力高, 形成欠压实孔隙流体超压和烃浓度封闭等特征。毛细管封闭约形成于嫩江组三段中期, 深度约为 65 m, 压力及烃浓度封闭约形成于明水组晚期, 深度约为 800 m。齐家古龙凹陷为 I 级封闭区, 具有较强的毛细管封闭能力, 齐齐哈尔西北部为 III 级封闭区, 其余为 II 级封闭区。

关键词 泥岩盖层 封闭能力 形成时期 封气有效性 嫩一、二段 大庆长垣
第一作者简介 傅 广 男 35 岁 副教授 石油地质

大庆长垣及其西部地区是松辽盆地内天然气较为富集的地区。截止目前, 已在该区发现了阿拉新、白音诺勒、喇嘛甸等十几个小型气藏。嫩江组一、二段(以下简称嫩一、二段)泥岩是该区天然气的主要封闭盖层, 其封闭能力及形成时期对萨尔图和葡萄花等油层天然气的聚集成藏具有重要的控制作用。

1 封闭特征

1.1 宏观发育特征

由图 1 中可以看出, 该区纵向上自下而上发育有青山口组、嫩一、二段和明水组一段三套区域性盖层, 其中嫩一、二段泥岩盖层分布面积最大。

嫩一、二段沉积时期是盆地一次最大水侵期, 水体遍布整个盆地北部, 沉积了较厚的滨浅湖—深湖相的暗色泥岩。嫩一段泥岩累积厚度为 20~ 120 m, 泥岩与地层总厚度比大于 60%, 最大可达到 100%。嫩二段泥岩的累积厚度为 80~ 240 m, 泥岩与地层总厚度比大于 85%, 最大也可

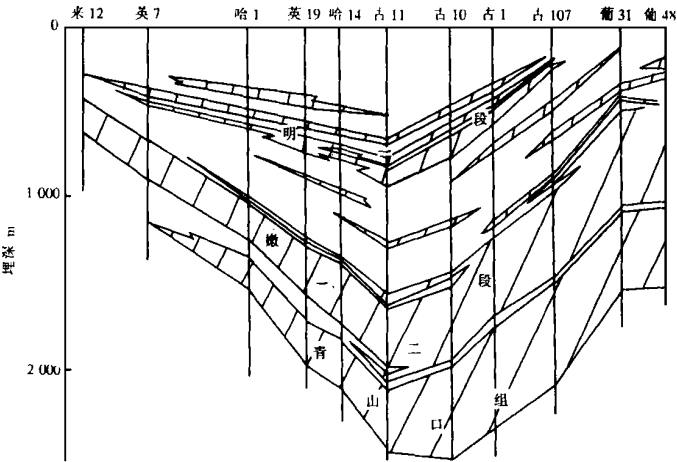


图 1 来 12 井-葡 48 井盖层剖面图

达到 100%。由此可以看出,嫩一、二段泥岩盖层不仅厚度大、质纯,而且横向分布广泛,是该区封闭天然气较为理想的区域性盖层(图 2,3)。

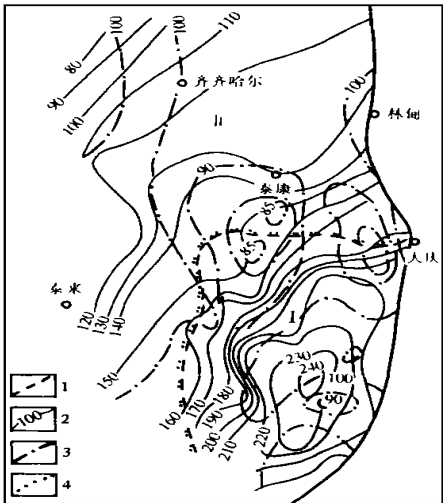
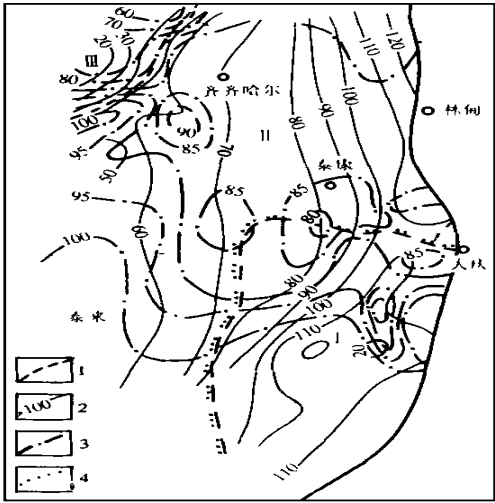


图 2 嫩一段泥岩盖层封闭能力综合评价分区图
1—盖层分区界线;2—泥岩厚度等值线/m;3—泥岩与地层总厚度比等值线;4—超压零值线;Ⅰ—好封闭能力区;
Ⅱ—较好封闭能力区;Ⅲ—中等封闭能力区

图 3 嫩二段泥岩盖层封闭能力综合评价分区图
1—盖层分区界线;2—泥岩厚度等值线/m;3—泥岩与地层总厚度比等值线;4—超压零值线;Ⅰ—好封闭能力区;Ⅱ—较好封闭能力区

1.2 微观封闭特征

1.2.1 毛细管封闭

毛细管压力封闭是由于盖层与储层之间岩石孔喉半径不同,而引起的毛细管压力不同造成的盖层对油气的封闭作用。盖层岩石的孔隙越小,孔隙度渗透率越低,排替压力就越大,其物性封闭能力也就越强,反之则越弱。由表 1,2 分析可以得到该区嫩一、二段泥岩盖层的物性封闭特征如下:

表 1 嫩一、二段泥岩微观封闭性测试表

井号	井深/m	岩 性	渗透率/ $10^{-9}\mu\text{m}^2$	饱和煤油排替压力/MPa	饱和水排替压力/MPa
杜 73	722.6	灰绿色泥岩	25.20	1.49	2.98
哈 1	220.5	灰黑色泥岩	70.00	1.10	1.83
塔 191	1 183.0	深灰色泥岩	102.00	2.58	4.36
龙 17	1 186.0	灰黑色泥岩	2.59	7.81	13.17
古 106	1 371.0	深灰色泥岩	0.54	1.65	2.60

表 2 嫩一、二段泥岩微孔隙结构参数表

井号	井深/m	岩 性	中值半径/nm	最大连通孔径/nm	比表面积/ $\text{m}^2\cdot\text{g}^{-1}$
金 22	1 798.0	灰黑色泥岩	3.57	37.1	30.08
杜 601	722.0	绿灰色泥岩	1.90	27.1	120.36
杜 432	1 053.0	灰黑色泥岩	1.62	11.9	73.78
哈 1	1 220.5	灰黑色泥岩	2.79	13.2	3.62

(1) 渗透率低,比表面积大。泥岩渗透率普遍小于 $10^{-5}\mu\text{m}^2$,最小可达到 0.54×10^{-6}

μm^2 。比表面积值较大,除1块样品为 $3.62\text{ m}^2/\text{g}$ 外,其余3块都大于 $30\text{ m}^2/\text{g}$,最大为 $120.36\text{ m}^2/\text{g}$ 。表明该区嫩一、二段泥岩颗粒细,渗透性差,封闭能力强。

(2)微孔为主,双峰优势,孔径小。泥岩孔径分布几乎全是双峰型,一个是分布在 $4\sim 63\text{ nm}$ 范围内的粗孔,反映泥岩颗粒间的粗孔,主峰在 10 nm 左右含量低于细孔;另一个是分布在 $0.8\sim 4.0\text{ nm}$ 之间的细孔,反映矿物间的微孔隙或缝,它的含量较高,一般大于 50% ,这部分孔隙具有较强的吸附能力。中值半径都小于 5 nm ,最大连通孔径除一块样品外其余都小于 30 nm 。

(3)排替压力高,封闭能力强。泥岩的饱和水排替压力为 $1.83\sim 13.17\text{ MPa}$,平均为 4.99 MPa ,按照盖层的等级划分标准^[1],嫩一、二段泥岩可作较好的天然气封盖层。

1.2.2 压力封闭

盖层的压力封闭与物性封闭不同,主要是靠盖层与储层之间孔隙流体压力差来对游离相和水溶相油气构成封闭。这种封闭作用只存在于具有欠压实孔隙流体超压的泥岩盖层中,欠压实产生的异常孔隙流体压力越大,压力封闭能力越强;反之则越弱。

嫩一、二段泥岩在齐家古龙凹陷和大庆长垣内厚度大,在压实成岩过程中上下靠近渗透层的泥岩迅速压实排液,变成致密带,从而阻止了其内部孔隙水的及时排出而形成欠压实孔隙流体超压。高值区位于齐家古龙凹陷中心,最大可达到 7 MPa ,由凹陷中心向四周其超压值逐渐降低至零(图2,3)。

1.2.3 烃浓度封闭

天然气扩散是地壳中十分普遍的地质现象,只要有浓度差存在,天然气即可发生由高浓度区向低浓度区转移的扩散作用。正常情况下,由于受温度、压力等各种条件的影响,在地层剖面中含气浓度具有向上递减的梯度。然而,当盖层本身为生烃岩时,其内生成的天然气足以使其地层孔隙水中天然气达到饱和状态,含气浓度增大(与非生烃岩盖层相比)。尤其是当泥岩盖层中具孔隙流体超压时,会大大增加地层孔隙水中的含气浓度,从而形成烃浓度封闭作用,减小或阻止下伏天然气的扩散。

嫩一、二段不仅是主要的油气盖层,同时也是中部含油气组合的主力生烃层,有机质丰富(有机碳平均为 1.92% ,氯仿沥青“A”平均为 0.22% ,总烃平均为 1.497×10^{-6}),母质类型主要为I类,目前已开始进入大量生烃期(镜质体反射率为 $0.88\%\sim 1.02\%$),因此,对下伏地层中天然气扩散具有烃浓度封闭作用。齐家古龙凹陷和大庆长垣普遍存在孔隙流体超压具更强的烃浓度封闭作用。

2 综合封闭能力

首先根据嫩一、二段泥岩盖层有无超压和厚度大小,分别将其划分为3个和2个评价单元;然后根据各评价单元内泥岩盖层的宏观和微观封闭特征进行等级划分(表3),并赋予权值,由图4中各评价参数与盖层封闭能力之间的隶属关系及其是否存在和盖层封闭能力的相对大小,确定各评价参数的权重分配系数,再用下式

$$Q = \sum_{i=1}^n a_i q_i$$

式中 Q 为盖层封闭能力的综合权值; a_i 为第 i 个评价参数的权重系数, $i = 1, 2, 3$; q_i 为第 i 个评价参数的权值, $q_i = 1, 2, 3$; n 为评价参数的个数, $n = 3$ 。计算其盖层综合评价的权值;最

评价参数	等 级 划 分			
	好	较 好	中 等	差
泥岩厚度/ m	> 300	300~ 150	150~ 50	< 50
泥岩与地层总厚度比/ %	> 75	75~ 50	50~ 25	< 25
排替压力/ MPa	> 2. 0	2. 0~ 0. 5	0. 5~ 0. 1	< 0. 1
异常孔隙流体压力/ MPa	> 2. 0	2. 0~ 0. 5	0. 5~ 0. 1	< 0. 1
生烃能力及有无超压	进入生烃门限且有超压	进入生烃门限, 有超压, 但超压值低	进入生烃门限, 不具超压	未进入生烃门限, 不具超压

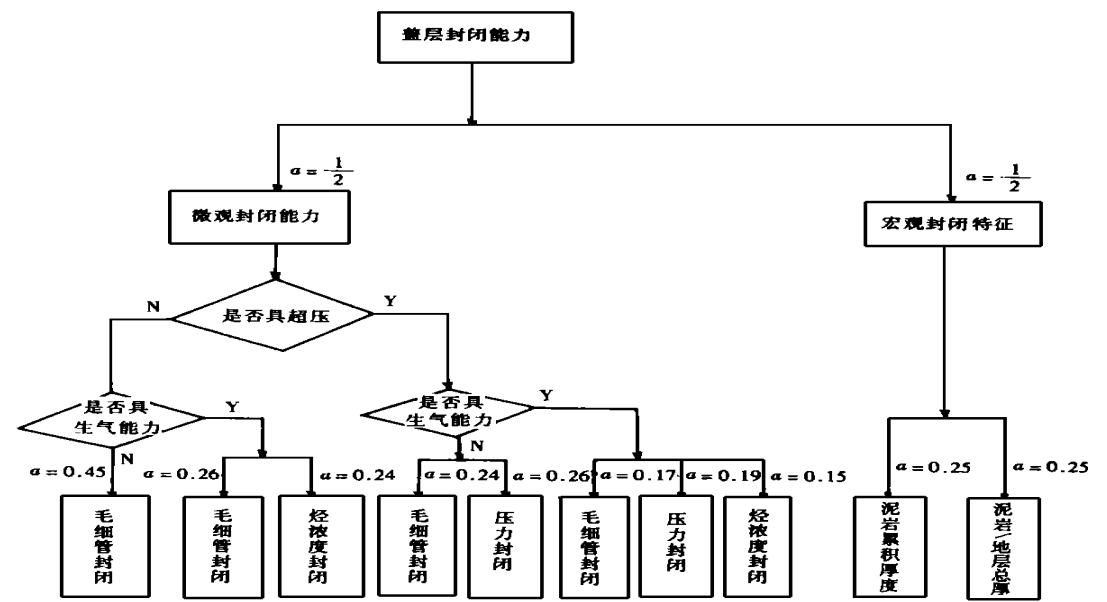


图 4 盖层封闭能力与其主要评价参数之间隶属关系

后,按照盖层封闭能力综合评价的等级划分标准(表 4),得到其封闭能力综合评价结果(图 2, 3)。由图 2, 3 可以看出该区嫩一、二段泥岩盖层的好封闭能力区(Ⅰ)主要分布在齐家古龙凹陷,除嫩一段在齐齐哈尔西北局部地区为中等封闭能力区(Ⅲ)外,嫩一、二段泥岩盖层在该区

表 4 盖层封闭能力综合评价等级划分表				
盖层微观封闭能力的等级划分	好	较 好	中 等	差
综合评价权值	> 3. 5	3. 5~ 2. 5	2. 5~ 1. 5	< 1. 5

内的其余大部分地区皆为较好的封闭能力区(Ⅱ),这可能就是该区萨尔图和高台子油层找到一批气藏的重要原因。

3 封闭形成期

嫩一、二段泥岩盖层并非一经沉积就具有封闭能力,而是随埋深增加,压实成岩作用增强,

粘土矿物转化脱水以及有机质向油气演化达到一定程度时才开始初具封闭能力。这一时期被称之为封闭形成期。

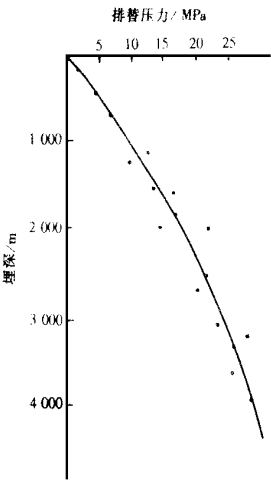


图 5 泥岩排替压力-深度关系图

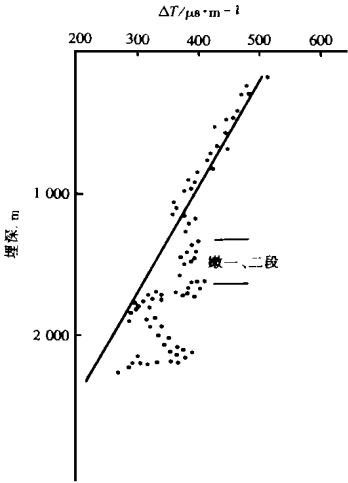


图 6 英 461 井泥岩声波时差-深度关系图

成时其烃浓度封闭也已开始形成。该区嫩一、二段泥岩盖层压力封闭能力开始形成深度为 800 m 左右,对应时期约为明水组沉积晚期(图 6)。

4 封气有效性

根据庞雄奇等^[2]对该区青山口组烃源岩排气史的研究表明,青山口组烃源岩开始向外排气的门限时间为姚家组沉积末期,在嫩江组沉积末期达到高峰期。由此可以看出,嫩一、二段泥岩盖层毛细管封闭能力形成时期早于青山口组源岩的大量排气期,而压力封闭和烃浓度封闭能力形成时期晚于青山口组源岩的大量排气期。表明其封闭青山口组烃源岩排出的大量游离相的天然气是有效的,而封闭水溶相和扩散相天然气不利的。

5 结论

大庆长垣及其西部地区嫩一、二段泥岩盖层在齐家古龙凹陷及周边地区,具有较强的封闭能力。毛细管封闭形成时期早于青山口组源岩的大量排烃期,封气性好;压力封闭和烃浓度封闭形成时期晚于青山口组源岩的大量排气期,封气性差。

参 考 文 献

1 吕延防,傅广,高大岭,等. 油气藏封盖研究. 北京:石油工业出版社,1996. 4~ 30
2 庞雄奇,傅广,万龙贵,等. 盖层封油气性综合定量评价——盆地模拟在盖层评价中的应用. 北京:地质出版社,1993. 51~ 68

3. 1 毛细管封闭形成期

根据前人大量研究结果统计表明,泥岩排替压力为 0.5 MPa 时,开始初具封闭能力,故将这一排替压力值作为盖层封闭开始形成的界限。由泥岩排替压力随深度的变化关系(图 5)可知,嫩一、二段泥岩盖层开始具封闭能力时的埋深约为 65 m 左右,对应时间约为嫩三段中期。

3. 2 压力封闭及烃浓度封闭形成期

盖层烃浓度封闭的形成主要取决于其压力封闭的形成,因此,可以认为当盖层压力封闭开始形

SEALING PROPERTY OF MUDSTONE CAPROCKS IN DAQING PLACANTICLINE AND ITS WESTERNS

Fu Guang Zhao Rong Jiang Zhenxue
(*Daqing Petroleum Institute, Anda, Helongjiang*)

Abstract

Based on the macroscopic and microscopic analyses of mudstone caprocks sealing property of the first and second members of the Nenjiang Formation, the caprock is characterized by big thickness, extensive distribution. The caprock contains mainly micropores with low permeability and big specific surface area, thus forming uncompacted pore fluid superpressure and dense hydrocarbon sealing. Capillary sealing formed in the middle stage of the 3rd member of the Nenjiang Formation with the depth of 65 m; pressure and dense hydrocarbon sealing formed in late Mingshui Formation stage and the depth is 800 m. It is suggested that Qijia-Gulong Sag belongs to grade-I sealing area with high capillary sealing ability, the northwestern part of Qiqihar belongs to grade-III sealing area and the rest belong to grade-II area.

(上接第214页)

与水平应力的确切关系。

- (2) 根据岩层的特点选择合适应力模型, 可有效提高应力-渗透率之间的相关性。
- (3) 用能反映泥质的测井方法进行校正, 可明显降低岩石中泥质的影响。
- (4) 利用高分辨率测井方法可以提高渗透率的分辨率, 更符合岩石的实际情况。

参 考 文 献

- 1 曾文冲. 油气藏储集层测井评价技术. 北京: 石油工业出版社, 1991. 315
- 2 黄贺雄, 吕桂英, 宋运东. 新型预测地层破裂压力模型及其应用. 测井技术, 1993, 17(4): 298

A NEW METHOD FOR DETERMINING HYDROCARBON RESERVOIR PERMEABILITY

Zhou Yuantian
(*Department of Applied Geophysics, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei*)

Abstract

It has been proved by the study of stress models and core sample permeability that the permeability of rocks is closely related to horizontal stress. The corresponding relation between rock permeability and horizontal stress is usually influenced by lithology and rock texture. Following points must be taken account of: (1) choose proper stress model for particular rock in order to improve the correspondency; (2) choose log information which is sensitive to argillaceous rock so as to reduce the influence of the rock on the correspondency; (3) use high-resolution log information to improve the resolution of the permeability derived from the stress.