

文章编号: 1000-0550(2009)03-0419-08

# 大庆长垣以西地区扶余油层次生孔隙预测<sup>①</sup>

黄文彪<sup>1</sup> 卢双舫<sup>1</sup> 孟元林<sup>1</sup> 李占东<sup>1</sup> 郭殿军<sup>2</sup> 潘 坚<sup>2</sup> 么忠文<sup>2</sup>

(1 大庆石油学院 黑龙江大庆 163318 2 大庆油田有限责任公司第九采油厂 黑龙江大庆 163853)

**摘 要** 为了在普遍低孔、低渗的背景下寻找次生孔隙发育的储层,在次生孔隙形成机制分析和储层成岩作用研究的基础上,结合考虑影响次生孔隙形成的多种因素,对大庆长垣以西地区扶余油层次生孔隙发育区进行预测。研究表明,该地区次生孔隙的形成主要受青山口组下排有机酸和碳酸的影响,且受到断层的控制和超压的影响,次生孔隙主要分布在齐家地区和龙虎泡阶地等凹陷周边区域,在西部斜坡区亦发育由大气水淋滤所形成的次生孔隙。在次生孔隙发育区,若发育岩性圈闭或构造圈闭,则为有利的油气聚集场所。

**关键词** 成岩作用 有机酸 溶蚀 断层 超压 次生孔隙

**第一作者简介** 黄文彪 男 1980 年出生 博士研究生 盆地模拟和油气成藏 E-mail: huangwb1105@163.com

**中图分类号** TE122.2<sup>+</sup>3 文献标识码 A

松辽盆地长垣以西地区隶属于大庆油田西部外围,横跨两市(大庆、齐齐哈尔)三县(泰康、泰来、肇源),东西 100 km 南北 180 km 面积 1.5409×10<sup>4</sup> km<sup>2</sup>,区内探井 1 056 口,勘探开发范围包括齐家—古龙凹陷、龙虎泡—大安阶地、泰康隆起带和西部超覆带四个二级构造单元(图 1)。从上到下主要发育黑帝庙油层、萨葡高油层以及扶余油层。本次研究的层扶余油层由于埋深较大,成岩作用相对较强,原生孔隙度大量损失,储层物性变差,降低了储层的储集性能。与松辽盆地长垣以东扶余油层满凹含油相比,长垣以西地区含油面积基本分布在凹陷周边区域,这种油区分布的差异在孔、渗分布上有着明显的体现,因此储层物性的改善有效地控制着油气的成藏分布。次生孔隙的形成或者是微裂缝的存在,无论是对于碎屑岩储集层还是碳酸盐岩储集层,都将增大储集空间、改善储集性能。因此寻找次生孔隙,合理地预测次生孔隙发育区也就成为该地区扶余油层勘探中的重点和难点。

次生孔隙成因机制复杂,控制次生孔隙发育的因素众多,因此次生孔隙的平面预测仍是困扰油气勘探的突出难题<sup>[1~4]</sup>。大庆长垣以西地区青山口组存在超压,且断裂发育,为油气运移至下伏扶余油层提供了充足的动力和良好的通道。因此,在普遍低孔、低渗背景下寻找孔隙度相对较高的优质储层,即次生孔隙发育区就成为该地区油气勘探以及岩性油气藏勘探中亟待解决的问题。本文试图用成岩作用数值模拟

技术,通过成岩相分析和次生孔隙形成机理,对优质储层进行平面预测,为该地区乃至中国东部其他盆地深层油气勘探,尤其是岩性油气藏的勘探,提供科学的依据。

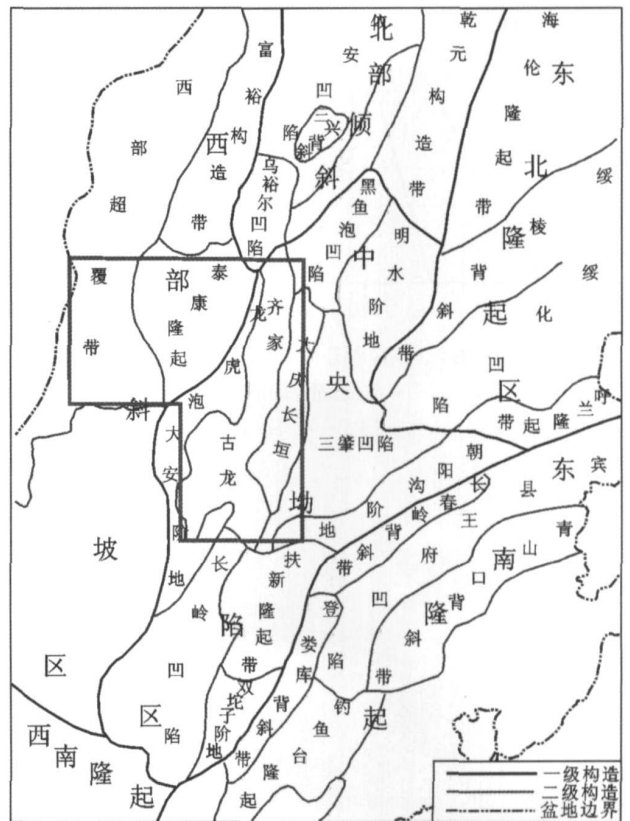


图 1 研究工区构造分布图

Fig 1 The structure distribution of study area

① 国家自然科学基金项目(批准号: 40872076)资助。

收稿日期: 2008-06-18 收修修改稿日期: 2008-09-28

# 1 储层特征

大庆长垣以西地区扶余油层碎屑岩储集层以岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主(图 2),砂岩碎屑组分中可溶性组分长石和岩屑含量较高,易被酸性水溶蚀。长石含量为 18%~39%,岩屑含量介于 15%~57%,成分主要为酸性喷发岩屑。填隙物主要以泥质和方解石胶结为主,方解石含量介于 6.84%~10.77%之间(图 3),因此含量较高的硅铝酸盐和碳酸盐岩为次生孔隙的形成提供了丰富的物质基础。从孔隙角度来看,该地区扶余油层主要以低孔特低渗、特低孔特低渗为主,仅在泰康隆起带地区以中孔为主(图 4)。因此,物性差、胶结物含量高成为该地区储层的一个重要特征。正因如此,寻找次生孔隙在该地区扶余油层油气勘探中具有举足轻重的作用。

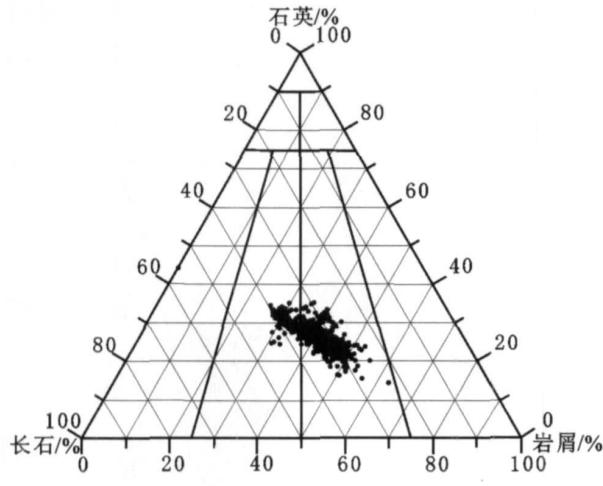


图 2 扶余油层岩石类型三角图  
Fig 2 The diagram showing rock types of Fuyu oil layer

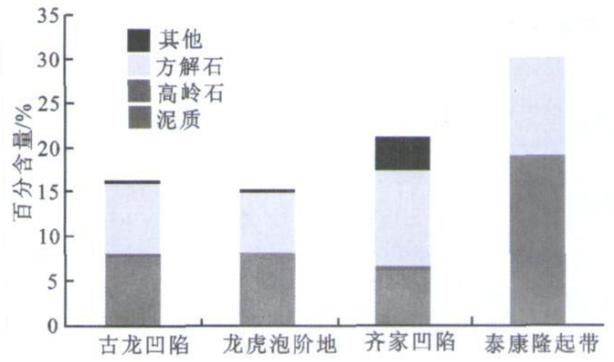


图 3 扶余油层填隙物百分含量  
Fig 3 The cementing material content of Fuyu oil layer

# 2 次生孔隙形成机制

目前,次生孔隙形成机制主要有以下几种:(1)有机质热解生成酸性溶液<sup>[5]</sup>;(2)大气水表生淋滤及断裂带淋滤<sup>[6]</sup>;(3)地层温度的降低导致碳酸盐的溶解<sup>[6]</sup>。而本地区扶余油层次生孔隙形成的主控因素为有机质热解生成有机酸和碳酸溶蚀<sup>[7-9]</sup>和大气水淋滤作用。图 5 亦能说明该地区次生孔隙的多因素控制。异常孔隙是指某深度处在正常压实情况下的孔隙度与实测的孔隙度不相等的孔隙,实测孔隙度大于正常压实的孔隙度为异常高孔,小于正常压实的孔隙度为异常低孔。图 5 中的异常高孔即为砂岩中的实测孔隙度与正常压实时孔隙度的差值(图 5)。由图 5 可知,I 区数据表明随着有机酸含量的增高,异常高孔值逐渐增大;II 区数据表明,在有机酸低值区也存在异常高孔,这种异常高孔带的形成因素可能是碳酸,也可能是大气水的淋滤作用(图 5)。

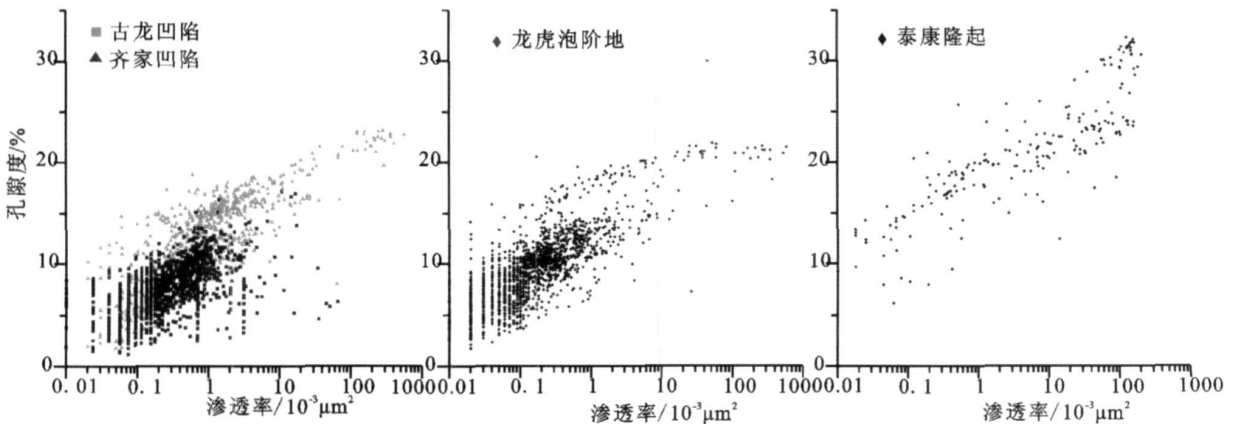


图 4 扶余油层物性特征图

Fig 4 The physical property feature of Fuyu oil layer

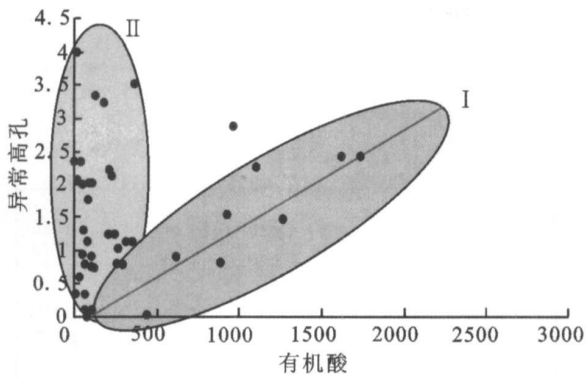


图 5 异常高孔形成机制分析图

Fig 5 The analytical map of contributing factor about highly porous

### 2 1 酸性水溶蚀

酸性水的形成主要为有机质热解生成的有机酸和碳酸,有机质热解形成酸性流体在青一段超压的作用下,沿构造断裂带下排至下伏的扶余油层,从而对储层中硅铝酸盐和碳酸盐岩进行溶蚀,形成次生孔隙。如图 6 所示,砂岩实测孔隙度中三个异常高孔带对应着三个有机酸高值带,证明有机酸是次生孔隙形成的重要因素之一(图 6)。当有机酸浓度约大于 1 000 mg/L 时,孔隙中溶蚀作用强于胶结作用;小于 1 000 mg/L 时,胶结作用大于溶蚀作用。同时,孔隙度与深度关系图表明,当砂岩中实测孔隙度大于正常压实时的孔隙度时,一定存在次生孔隙,而当实测孔隙度小于正常压实的孔隙度时,可能也存在溶蚀作用,只是胶结占主导作用而已。

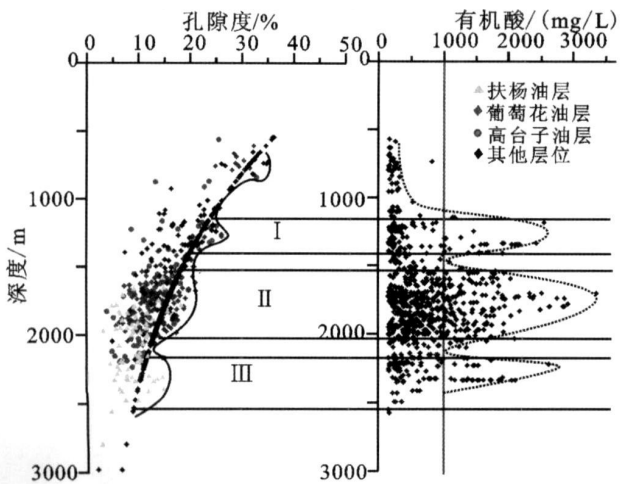


图 6 砂岩中异常高孔与有机酸对应关系

Fig 6 The relationship between highly porous and organic acid among sandstone

### 2 2 大气水淋滤

大气水淋滤主要发生在浅部孔、渗较好的地层和地层抬升或湖平面下降导致的不整合面之下以及大气水沿构造断裂带下注的区域,大气水淋滤形成的次生孔隙只限于受大气水作用的上部,因此,此类孔隙主要发生在地表和埋深较浅的地层中。也就是说,由于大气水淋滤所造成的次生孔隙一般只发育在盆地边部和具有深大断裂的部位。总体来说,此类次生孔隙发育区具有以下几个特点:(1)矿化度含量低;(2)有机酸浓度低;(3)具有构造断裂带或上覆存在不整合或砂体孔、渗较好;(4)埋深较浅。

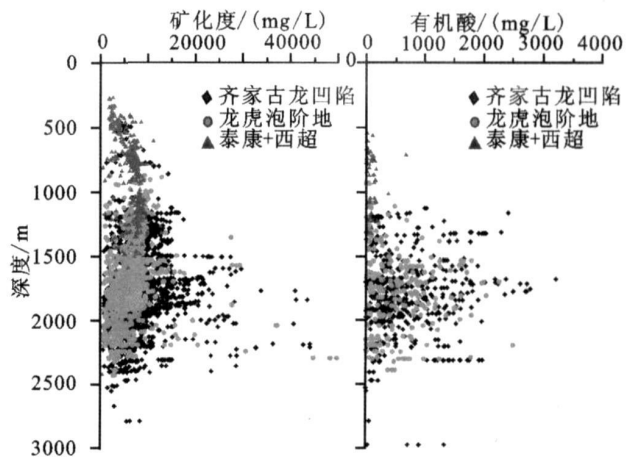


图 7 矿化度和有机酸垂向分布图

Fig 7 The longitudinal distribution of salinity and organic acid

这些特性可以区分大气水淋滤形成的次生孔隙和有机酸溶蚀所形成的次生孔隙的,如研究区泰康隆起带和西部超覆带,有机酸浓度较低,不易溶蚀可溶岩盐,地层水矿化度受到地表水淡化作用强烈,如果该地区存在异常高孔,可认为是大气水淋滤的结果(图 7)。

### 3 成岩作用研究

根据各种成岩指标和成岩特征,对本区的成岩阶段进行了纵向划分,由表 1 可知,该地区在早成岩阶段 B 期便开始有少量的溶蚀作用,但溶蚀作用主要还是发生在中成岩阶段 A 期,到了中成岩阶段 B 期,溶蚀作用相对减弱,以机械压实和胶结作用为主。

不同地区的岩石在埋藏的不同阶段处于不同的温度、压力和流体环境中,本次研究利用对成岩作用反应敏感的、成岩阶段划分常用的成岩指标古地温

表 1 大庆长垣以西地区成岩阶段划分标志及主要特点

Table 1 The classification markers and features of diagenetic stage and the main feature in the West of Daqing Placanticline

| 成岩阶段        | 有机质               |            |      |                     | 泥质岩 |     | 砂岩中自生矿物   |         |     |      |     |     |     |     |     |     | 溶蚀作用 | 接触类型 | 孔隙类型 | 底界深度 |     |     |     |     |           |           |            |               |
|-------------|-------------------|------------|------|---------------------|-----|-----|-----------|---------|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----------|-----------|------------|---------------|
|             | R <sub>o</sub> /% | 孢粉颜色       | SI   | T <sub>max</sub> /℃ | 成熟度 | 有机酸 | S%/in I/S | 混层类型分布  | 蒙皂石 | 伊蒙混层 | 高岭石 | 伊利石 | 绿泥石 | 方解石 | 硬石膏 | 碳酸盐 |      |      |      |      | 重晶石 | 浊沸石 | 石次加 | 英生大 |           |           |            |               |
| 早成岩阶段 A 期   | 0.5               | 浅黄—黄色<br>2 | 0.21 | 429                 | 未熟  | —   | 80        | 蒙皂石带    | —   | —    | —   | —   | —   | —   | —   | —   | —    | —    | —    | —    | —   | —   | —   | —   | —         | 点         | 原生孔        | 1050m<br>±50m |
| 早成岩阶段 B 期   | 0.7               | 棕黄色<br>3   | 0.39 | 436                 | 半熟  | —   | 60        | 无序混层带   | —   | —    | —   | —   | —   | —   | —   | —   | —    | —    | —    | —    | —   | —   | —   | —   | —         | 点—线       | 混合孔        | 1510m<br>±50m |
| 中成岩阶段 A1 亚期 | 1.1               | 棕色<br>4    | 0.6  | 442                 | 低熟  | —   | 40        | 部分有序混层带 | —   | —    | —   | —   | —   | —   | —   | —   | —    | —    | —    | —    | —   | —   | —   | —   | —         | 点—线—点—线   | 次生孔        | 2100m<br>±50m |
| 中成岩阶段 A2 亚期 | 1.3               |            |      |                     | 成熟  |     | 20        |         |     |      |     |     |     |     |     |     |      |      |      |      |     |     |     |     |           |           |            | 2250m<br>±50m |
| 中成岩阶段 B 亚期  | 2.0               |            | >0.6 | >442                | 高熟  | —   | 10        | 完全有序混层带 | —   | —    | —   | —   | —   | —   | —   | —   | —    | —    | —    | —    | —   | —   | —   | —   | 点—线—点—线—凹 | 次生孔<br>裂缝 | ><br>2250m |               |

T、镜质组反射率 R<sub>o</sub>、甾烷异构化指数 SI(C<sub>29</sub>S/R + S)、伊蒙混层中蒙皂石层的含量 S% 和自生石英含量 V<sub>q</sub>% 等参数, 分别在时空领域内进行单项成岩作用的数值模拟<sup>[10~14]</sup>, 然后将这些指标线性组合, 构造了一个能够综合反映成岩强度、且便于成岩阶段划分的函数—成岩指数 I<sub>b</sub>。在盆地的范围内, 由计算机自动划分成岩阶段, 进行大尺度的成岩作用数值模拟:

$$I_b = \sum_{i=1}^n P_i \times Q_i / \max Q_i \quad (1)$$

式中 I<sub>b</sub> 为成岩指数; n 为成岩指标的个数, n=5; Q<sub>i</sub> 为第 i 个成岩指标模拟计算的结果, 如镜质组反射率、古地温等; max Q<sub>i</sub> 为第 i 个成岩指标在中成岩阶段 B 期末的最大值; P<sub>i</sub> 为第 i 个成岩指标的权值, 其和为 1.0。

该区由于工区面积较大, 在模拟过程中对全区进行分区模拟, 其中以七口探井为单井模拟, 然后依据此七口探井对全区进行三维模拟。这七口探井分别是: 古 12、古 2、古 3、金 1、英 16、杜 4 以及来 32。在此仅列出古 12 井的有机质热演化史和成岩阶段演化史 (图 8、图 9), 其他各井恕不赘述。

在嫩江组沉积末期, 古 12 井青一段烃源岩 R<sub>o</sub> 便达到 0.7%, 有机质成熟, 开始生油到了明水组沉积末期青一段烃源岩便达到生油高峰期, R<sub>o</sub> > 1.1%; 嫩一段底明水组沉积末期 R<sub>o</sub> 也达到 0.7%, 进入生油门限, 在伊安组沉积时期嫩一段顶部也进入生油门限。与此同时, 在嫩江组沉积末期, 扶余油层 I<sub>b</sub> > 0.39 以进入中成岩阶段 A<sub>1</sub> 亚期 (图 3-33、图 3-34)。在明水

组末期, 扶余油层进入中成岩阶段 A<sub>2</sub> 亚期, 有机质在生烃的同时, 生成大量 CO<sub>2</sub> 和有机酸, 再加上粘土矿物脱水产生的 H<sup>+</sup>, 溶蚀储层, 次生孔隙大量发育, 非常有利于油气的进入。而此时上覆青一段泥岩的压实程度适中, 盖层的可塑性好, 同时兼备烃浓度封闭、毛细管压力封闭多种封闭机理。在嫩江组沉积末期和明水组沉积末期, 由于全区发上了大规模的构造运动, 由此产生的断裂为油气从青一段向下运移到扶余油层提供了通道, 而此时由于欠压实和水热增压作用, 在青一段泥岩中存在较高的超压, 这正为油气向下运移提供动力, 为扶余这一上生下储的特殊油气组合的形成提供了有利条件。在明水组沉积以后, 由于大地热流的降低, 地温下降, 青一段的有机质成熟变得缓慢, 烃源岩主要处于成熟阶段。

不同的成岩阶段表现出不同的成岩现象, 我们将相同或相似的成岩现象统称为同一个成岩相。随着

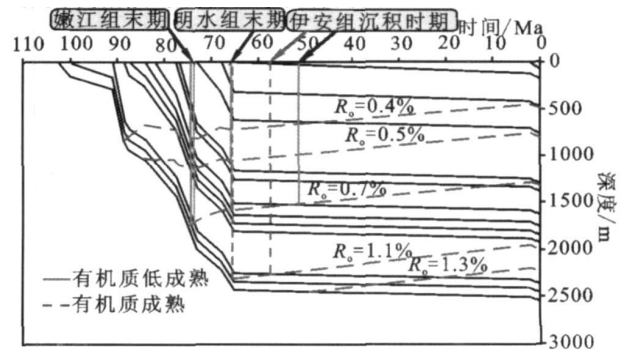


图 8 古 12 井有机质热演化史

Fig 8 The organic matter's thermal evolution history of Well Gu 12

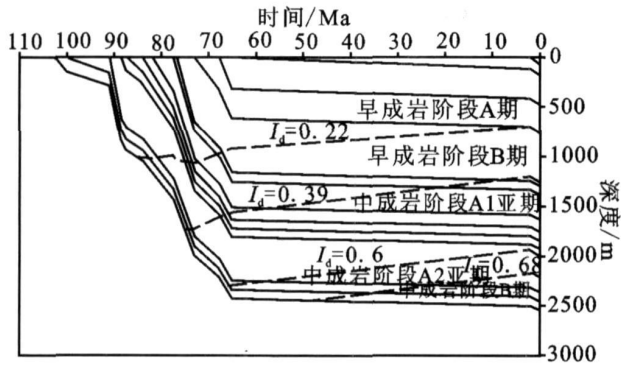


图 9 古 12 井成岩阶段演化史

Fig 9 The diagenetic evolution history of Well Gu 12

成岩作用的不同,我们将成岩相划分为早期机械压实相、溶蚀相、溶蚀及部分再胶结相、胶结及紧密压实相,其中溶蚀相和溶蚀及部分再胶结相为次生孔隙形成的优势成岩相,对应着中成岩阶段 A 期。参考最新颁布的中国石油与天然气行业碎屑岩成岩阶段划分规范<sup>[15]</sup>,根据模拟出的成岩指数  $I_d$ ,本文划分了大庆长垣以西地区扶余油层成岩阶段(图 10),并划分出相应的成岩相(图 11)。由图可知,扶余油层次生孔隙发育的优势相主要分布在龙虎泡阶地、齐家凹陷北部及齐家古龙凹陷边部地区,这与该地区扶余油层已探明和预测的含油面积相吻合。

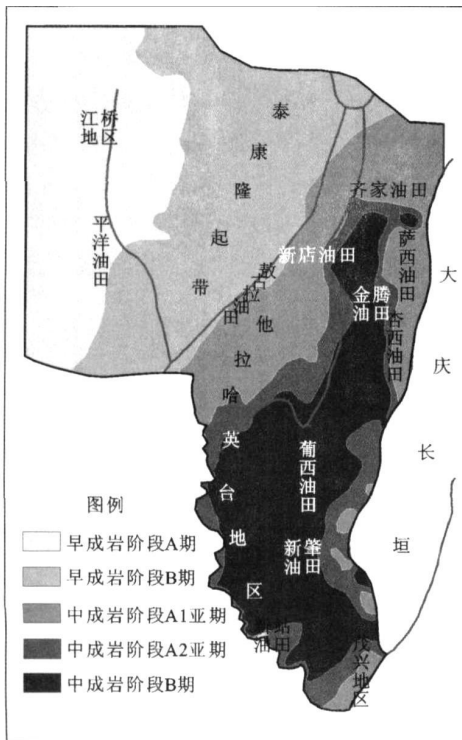


图 10 扶余油层成岩阶段划分图

Fig 10 The partition map of Fuyu oil layer's diagenetic stage

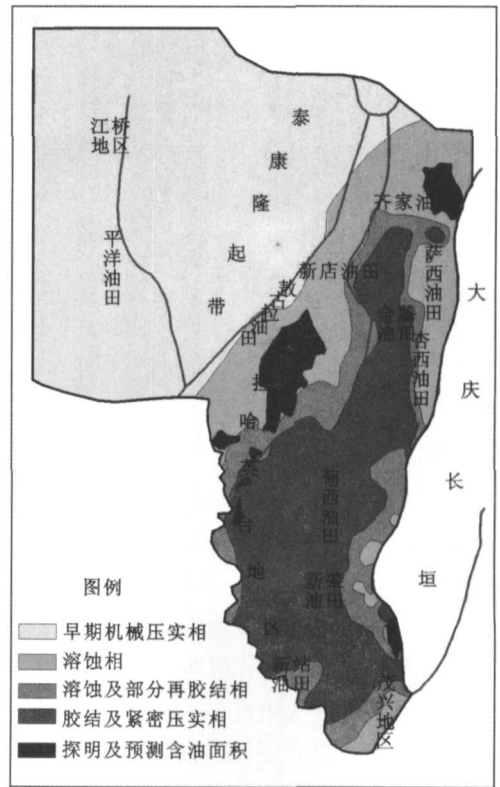


图 11 扶余油层成岩相预测图

Fig. 11 The predictive map of Fuyu oil layer's diagenetic facies

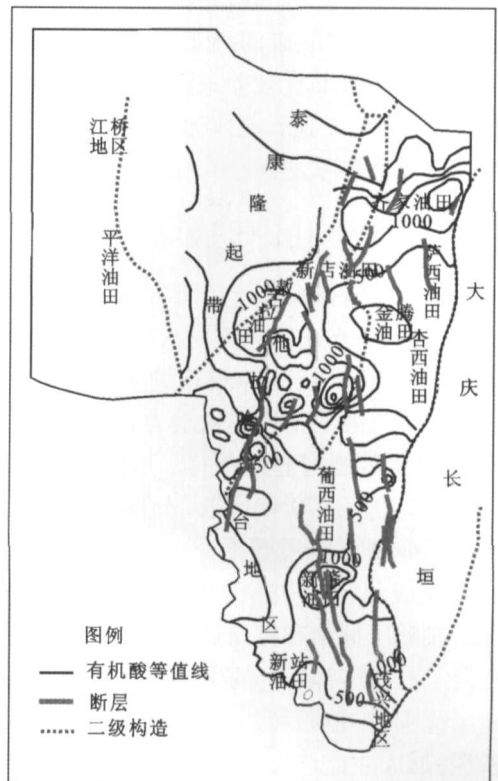


图 12 扶余油层有机酸分布图

Fig. 12 The distribution graph of Fuyu oil layer's organic acid

### 4 断层对次生孔隙的控制

无论是干酪根热解产生酸性流体溶蚀,还是大气水淋滤溶解形成次生孔隙,都与断层的发育有关<sup>[16-17]</sup>。断层是酸性流体、油气以及大气水下排的主要通道,如齐家古龙凹陷和龙虎泡阶地的断层贯穿T2反射层,沟通了青山口烃源岩,既是油气倒灌的运移通道,也是酸性流体运移的通道,其基本控制着发育油层次生孔隙的发育,而泰康隆起和西部超覆带地区的断层则主要为大气水的下渗提供通道。从有机酸平面分布图来看,有机酸高值区均位于断层附近,如小林克一敖古拉断裂附近,有机酸沿断裂带呈串珠状分布(图12)。麦克唐纳及施密特提出,次生孔隙主要是酸性流体对矿物颗粒及填隙物的溶解作用所产生的<sup>[18]</sup>。但是,存在酸性流体,不等于一定能形成次生孔隙,只有酸性流体不断地流动,把溶解的物质携带走才能保证产生次生孔隙,在平面上才能形成有利的孔隙发育带。因此,断裂还为流体活动提供了通道,当长石和碳酸盐岩被溶蚀,生成的各种离子通过断层沟通砂体排出,这才使得该地区扶余油层次生孔隙得以形成。古龙凹陷储层物性较差(图4),砂体连通性不好,虽然断层发育,酸性流体能通过断层下排至扶余油层,但溶蚀形成的离子不能及时排出,导致古龙凹陷次生孔隙发育较差;齐家和龙虎泡阶地孔、渗相对较好(图4),地下流体通畅,促使齐家和龙虎泡地区大片次生孔隙发育。

### 5 超压对次生孔隙的影响

超压对碎屑岩储层次生孔隙的形成与保存具有十分重要的意义,本地区超压对次生孔隙的形成主要体现在三个方面:1.超压抑制有机质热演化;2.青山口组超压为有机酸的下排提供动力,促使次生孔隙的形成;3.扶余油层自身超压使得形成的次生孔隙得以保存。早在20世纪70年代末,McTavish R A就提出了有关超压抑制有机质热演化的观点<sup>[19]</sup>,由于有机酸、CO<sub>2</sub>的生成和有机质热演化生烃发生在同一体系内,所以,在超压抑制有机质热演化的同时,也不可避免地延迟了有机酸和CO<sub>2</sub>的生成与排出。于是,在更深的地层范围,干酪根可以降解生烃,同时排出CO<sub>2</sub>和有机酸,形成酸性热流体,并溶蚀储层中的易溶组分,形成次生孔隙。通过对声波时差资料的古超压恢复发现,青山口组超压在齐家古龙及龙虎泡阶地均普遍发育,而从试油资料来看,扶余油层的超压主要发

育在古龙凹陷和龙虎泡阶地(图13),但超压值远远小于上覆青山口组的超压,这就使得上下地层存在压力差,促使酸性流体和油气的倒灌。此外,超压还可以减小岩石骨架承受的有效应力,降低机械压实作用对储层孔隙度的影响,使得龙虎泡地区的次生孔隙得以保存。

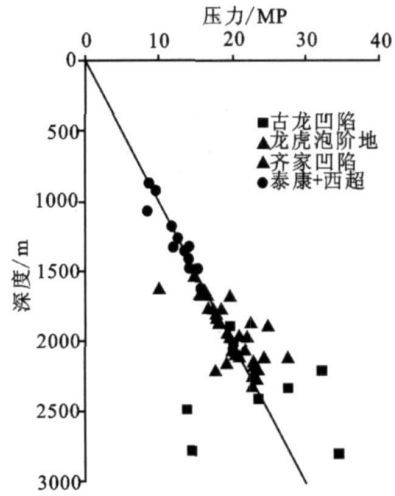


图 13 扶余油层压力垂向分布图  
Fig 13 The vertical distribution map of Fuyu oil layer's pressure

### 6 次生孔隙平面预测

次生孔隙平面预测是油气勘探的指导方向之一。本次研究在成岩作用数值模拟的基础上,根据成岩相预测和沉积相分析,预测出优质储层分布范围(优质储层=溶蚀相+砂体),然后根据该地区次生孔隙的形成机制,综合优质储层分布,预测出次生孔隙的平面分布,其流程如图14所示:

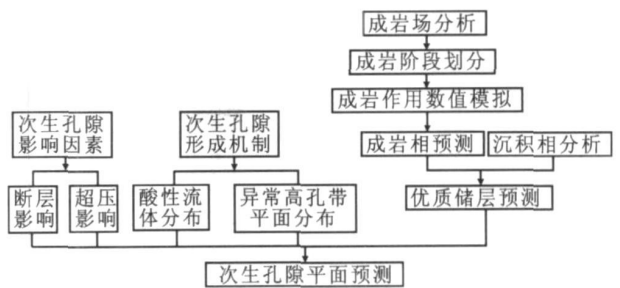


图 14 次生孔隙预测流程图  
Fig 14 The flowchart of the secondary porosity prediction

包裹体均一温度资料表明,油气侵位共有三期,温度分别为 90~120℃、120~150℃、160~170℃。



第一次侵位发生在嫩末的排酸高峰期,是酸性流体侵位形成次生孔隙的主要时期,此时流体以有机酸为主,CO<sub>2</sub>浓度较低,可以对硅铝酸盐矿物和碳酸盐矿物产生大规模的溶蚀作用。这一时期砂岩成岩作用不强烈,形成了后期烃类充注的良好通道。后两期油气注入的温度都高于 120℃,部分有机酸应该发生脱羧作用产生 CO<sub>2</sub>,CO<sub>2</sub>浓度相对升高。因此,大庆长垣以西地区扶余油层次生孔隙形成机制主要为有机酸和碳酸对长石和碳酸盐岩的溶蚀。那么,首先做出扶余油层有机酸、碳酸和孔隙度的平面分布图,然后在优质储层区域对有机酸高值区、碳酸高值区以及异常高孔区进行圈定,便可预测出次生孔隙的平面分布。扶余油层的次生孔隙主要分布在齐家古龙凹陷周边,以齐家地区、龙虎泡地区以及敖古拉—他拉哈地区为主,在古龙凹陷靠近长垣的部分地区也有发育,而在西部斜坡区发现零星的异常高孔发育区,但该地区有机酸值和碳酸值都较低,为大气水淋滤所形成(图 15)。薄片资料表明,本地区扶余油层存在大量次生孔隙,溶蚀矿物主要为长石、火山岩岩屑及碳

酸盐胶结物,浊沸石极少见(图 16)。薄片资料作为佐证,进一步证明了本方法对次生孔隙预测的可靠性。

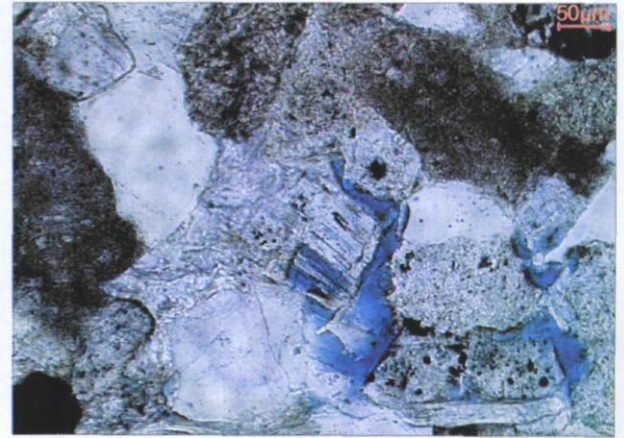


图 16 金 55 井扶余油层铸体薄片  
长石被溶蚀, 1 943 7 m 单×200  
含钙细长长石岩屑砂岩

Fig 16 The cast thin section of Fuyu oil layer in Well Jin 55

### 7 结论

(1)大庆长垣以西地区扶余油层以长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩为主,胶结物含量较高,已低孔、低渗为主,异常高孔带出现在 2 200 m 以上。

(2)成岩研究表明,在凹陷区,现今成岩作用较强,以胶结作用为主,但龙虎泡阶地及齐家古龙周边地区仍以溶蚀相为主,为次生孔隙发育有利区。

(3)有机酸和碳酸对长石和碳酸盐岩的溶蚀为该地区次生孔隙形成的主要机制,西部斜坡区酸性流体浓度较低,却存在异常高孔区,其成因为大气水淋滤所导致。

(4)断层控制着次生孔隙的发育,酸性流体在青山口组超压的驱动下顺断层下排至扶余油层,对该层的长石及碳酸盐岩进行溶蚀,并以断层为沟通通道排出离子,使得次生孔隙得以保存。

(5)该地区扶余油层次生孔隙主要分布在齐家古龙凹陷周边,以齐家地区、龙虎泡地区以及敖古拉—他拉哈地区为主,在西部斜坡区局部有大气水所导致的次生孔隙发育。

### 参考文献 (References)

- 1 Kupecz J A, Glyas J and Blch S Reservoir quality prediction in sandstones and carbonates An overview[ C]. In: Kupecz J A, Glyas J and Blch S(eds). Reservoir quality prediction in sandstones and carbonates AAPG Memoir 69 Tulsa AAPG 1997 -X XIV
- 2 Blch S, Lander R H and Bonnell L, Anomalous high porosity and

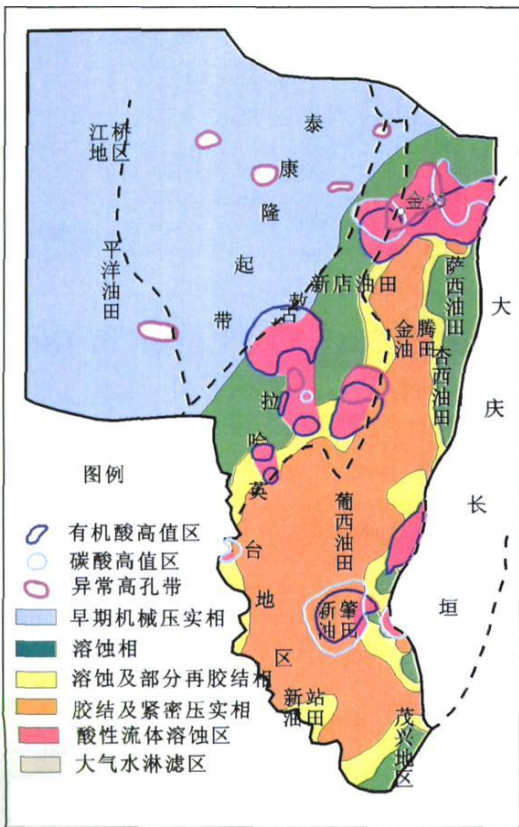


图 15 扶余油层次生孔隙平面预测图  
Fig 15 The prediction map for the secondary porosity zone in Fuyu oil layer

- permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability [ J ]. AAPG Bulletin 2002 86(2): 301-328
- 3 罗平, 裘怿楠, 贾爱林, 等. 中国油气储层地质研究面临的挑战和发展方向 [ J ]. 沉积学报, 2003 21(1): 142-147 [ Luo Ping Qiu Yinan Jia Ailin et al. The present challenges of Chinese petroleum reservoir geology and research direction [ J ]. Acta Sedimentologica Sinica 2003 21(1): 142-147 ]
  - 4 王多云, 郑希民, 李风杰, 等. 低孔渗油气富集区优质储层形成条件及相关问题 [ J ]. 天然气地球科学, 2003 14(2): 87-91 [ Wang Duoyun Zheng Ximin Li Fengjie et al. Forming condition of high quality reservoir and its relative problems in low porosity and permeability enrichment zone [ J ]. Natural Gas Geoscience 2003 14(2): 87-91 ]
  - 5 郑浚茂, 庞明. 碎屑储集岩的成岩作用研究 [ M ]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1989 [ Zheng Junmao Pang Ming. The Diagenesis Researches of the Clastic Reservoir Rocks [ M ]. Wuhan: China Geological University Publishing House, 1989 ]
  - 6 李捷, 王海云. 东北晚中生代断陷盆地储层次生孔隙形成机制 [ J ]. 沉积学报, 1999 17(4): 591-59 [ Li Jie Wang Haiyun. The development mechanism of the secondary pores in the reservoirs of the down-faulted basins of the Late Mesozoic Era in the Northeast of China [ J ]. Acta Sedimentologica Sinica 1999 17(4): 591-59 ]
  - 7 黄福堂, 冯子辉. 松辽盆地中生界砂岩次生孔隙形成条件及预测 [ J ]. 大庆石油地质与开发, 1999 18(1): 1-4 [ Huang Futang Feng Zihui. Forming condition and prediction of secondary pores in Mesozoic sandstone of Songliao basin [ J ]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing 1999 18(1): 1-4 ]
  - 8 王成, 邵红梅. 大庆长垣以西地区中部油层组合次生孔隙研究 [ J ]. 大庆石油地质与开发, 1999 18(5): 5-7 [ Wang Cheng Shao Hongmei. A study on secondary pores of medium combination formation to the west of Daqing placentine [ J ]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing 1999 18(5): 5-7 ]
  - 9 邢顺沅, 姜洪启. 松辽盆地白垩系富长石砂岩中次生孔隙形成机制与控制因素 [ J ]. 石油勘探与开发, 1991 1(8): 14-21 [ Xin Shunyuang Jiang Hongqi. Mechanism of formation for secondary porosity of Cretaceous rich feldspar sandstones in Songliao Basin and its control factors [ J ]. Petroleum Exploration and Development 1991 1(8): 14-21 ]
  - 10 Mackenzie A S McKenzie D. Isomerization and aromatization of hydrocarbon in sedimentary basin formed by extension [ J ]. Geological Magazine 1983 20: 417-470
  - 11 Sweeney J J Burhan A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics [ J ]. AAPG Bulletin 1990 74: 1559-1570
  - 12 Meng Yuanlin Yang Junsheng Xiao Lihua et al. Diagenetic evolution modeling system and its application [ C ] // Hao Dongheng Treatises of X III Kerulien international conference of geology, Shijiazhuang Shijiazhuang University of Economics 2004: 25-27
  - 13 Walderhaug O. Modeling quartz cementation and porosity in Middle Jurassic Brent Group sandstones of the Kvitebjørn Field Northern North Sea [ J ]. AAPG Bulletin 2000 84: 1325-1339
  - 14 孟元林, 牛嘉玉, 肖丽华, 等. 歧北凹陷沙二段超压背景下的成岩场分析与储层孔隙度预测 [ J ]. 沉积学报, 2005 23(3): 185-192 [ Meng Yuanlin Niu Jiayu Xiao Lihua et al. Diagenetic field analysis and porosity prediction of the Sha'er Member (Es2) in overpressure setting in the Qibei Depression [ J ]. Acta Sedimentologica Sinica 2005 23(3): 185-192 ]
  - 15 应凤祥, 何东博, 龙玉梅, 等. SY/T5477—2003 中华人民共和国石油天然气行业标准并碎屑岩成岩阶段划分 [ S ]. 北京: 石油工业出版社, 2003 [ Ying Fengxiang He Dongbo Long Yumei et al. SY/T5477—2003 The Division of Diagenetic Stages in Clastic Rocks ( Petroleum Industry Criterion in P. R. C ) [ S ]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003 ]
  - 16 雷茂盛, 林铁锋. 松辽盆地断裂纵向导流性浅析 [ J ]. 石油勘探与开发, 1999 26(1): 32-35 [ Lei Maosheng Lin Tiefeng. A preliminary analysis of the vertical flow conductivity of fault systems in Songliao Basin [ J ]. Petroleum Exploration and Development 1999 26(1): 32-35 ]
  - 17 孙义梅, 田世澄. 断层对油气运移作用研究的新进展 [ J ]. 地学前缘, 2001, 8(4) [ Sun Yimei Tian Shicheng. The new progress in the role of faults on hydrocarbon migration research [ J ]. Earth Science Frontiers 2001 8(4). ]
  - 18 沃尔特·施密特. 砂岩成岩过程中的次生储集孔隙 [ M ]. 北京: 石油工业出版社, 1982: 272-276 [ Walter Schmidt V. Secondary Reservoir Porosity in the Course of Sandstone Diagenesis [ M ]. Beijing: Petroleum Industry Press 1982: 272-276 ]
  - 19 McTavish R A. Pressure retardation of vitrinite diagenesis offshore north-west Europe [ J ]. Nature 1978 271(16): 648-650

## Prediction of the Secondary Porosity Zone of Fuyu Oil Layer in the West of Daqing Placentine

HUANG Wen-biao<sup>1</sup> LU Shuang-fang<sup>1</sup> MENG Yuan-lin<sup>1</sup> LI Zhan-dong<sup>1</sup>  
GUO Dian-jun<sup>2</sup> PAN Jian<sup>2</sup> YAO Zhong-wen<sup>2</sup>

( 1 College of Geosciences Daqing Petroleum Institute Daqing Heilongjiang 163318

2 No. 9 Oil Production Plant of Daqing Oilfield Company Ltd., PetroChina Daqing Heilongjiang 163853)

**Abstract** In order to find the reservoir which develop the secondary porosity in the context of generally low porosity and low permeability on the basis of the analysis of contributing factor of secondary porosity and diagenesis research of the reservoir. Combined impact of the formation of secondary porosity factors, we have predicted the porosity developed area of Fuyu oil layer in the West of Daqing placentine. Research shows that secondary porosity in the region is mainly affected by the formation of carbonate and organic acids which come from Qingshankou group and by the impact of fault controlled and overpressure. Secondary porosity mainly distributed in the surrounding region of Qijia sag, Gulong sag and Longhupao terrace. Some secondary porosity distributed in the western slope which developed by meteorological water eluviations.

**Keywords** diagenesis, organic acid, corrosion, fault, overpressure, the secondary porosity