

四川盆地北部地区 侏罗系泥岩流体压力与油气聚集

杜凤钦

(地质矿产部西南石油地质局地质综合研究大队)

本区系四川盆地的一个二级构造单元，素有“川北拗陷”之称。区内侏罗系以上地层，由老至新有：侏罗系下统自流井组珍珠冲段(J_1z^1)、东岳庙段(J_1z^2)、马鞍山段(J_1z^3)、大安寨段(J_1z^4)，中统千佛崖组(J_2q)、下沙溪庙组(J_2x)、上沙溪庙组(J_2s)、遂宁组(J_2n)，上统蓬莱镇组(J_3p)以及白垩系下统剑门关组(K_1j)。其总厚约为4500至6000米。早侏罗世中晚期至中侏罗世早期，本区为湖盆主要发育时期，沉积了砂、泥岩夹介屑灰岩。白垩系下统沉积后，该区普遍抬升，致使剑门关组、蓬莱镇组、遂宁组遭受不同程度剥蚀，剥蚀厚度约为900至2100米。该区产油气层段为大安寨段及千佛崖组。

区内各钻井泥岩流体压力，据声波时差与深度关系曲线用等效深度法计算结果表明：千佛崖组、大安寨段生油层泥岩具异常高的流体压力。初步研究其成因是：从千佛崖期开始至上沙溪庙末期，由于沉积速度加快(0.0063至0.017公分/年)，造成泥岩压实不均衡引起的，继后在封闭的环境下，随着埋深增加伴随而来的是水热升压、烃类气体的聚集、蒙脱石脱水效应等多种因素综合所致。

一、泥岩流体压力剖面特征

1. 等效深度法计算泥岩流体压力

异常压实带中的任一点(Z)的压力(见图1)可由真柄提出的等效深度法求出。其方法是：在时差与深度曲线上，过 Z 点作一垂线与该曲线的正常压势趋势线相交于 Z_e 点，真柄称此点为封闭深度。也就是说 Z 处泥岩埋深在 Z_e 以上时，为正常压实的，其孔隙流体压力以静水压力梯度增长。自 Z_e 深度开始泥岩排流受阻，假设完全停止了。因此，从 Z_e 到 Z 时所增加的上覆负荷压力则完全为流体所承担。故 Z 处的流体压力等于 Z_e

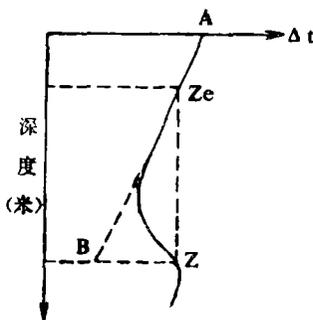


图 1

AB——泥岩正常压实趋势线

处静水压力及Z与Ze间岩柱所产生的负荷压力的总和。如公式：

$$P_z = \gamma_w Z_e + \gamma_{bw} (Z - Z_e)$$

P_z ：Z点流体压力（公斤·厘米⁻²）

γ_w ：地层水平均压力梯度（0.1公斤·厘米⁻²·米⁻¹）

γ_{bw} ：上覆负荷压力梯度（0.262公斤·厘米⁻²·米⁻¹）

γ_{bw} ：是据川北地区六口井岩屑密度资料，求出千佛崖组以上岩层的总体平均密度而得。

由上述方法所计算的泥岩流体压力经实测的油层压力验证，符合误差5%。

2. 据声波时差曲线选取质纯、厚度大于两米、井径扩大小于10公分的页岩声波时差值，用回归分析法定出泥岩声波时差随深度变化的正常趋势线。由图2可知：蓬莱镇组

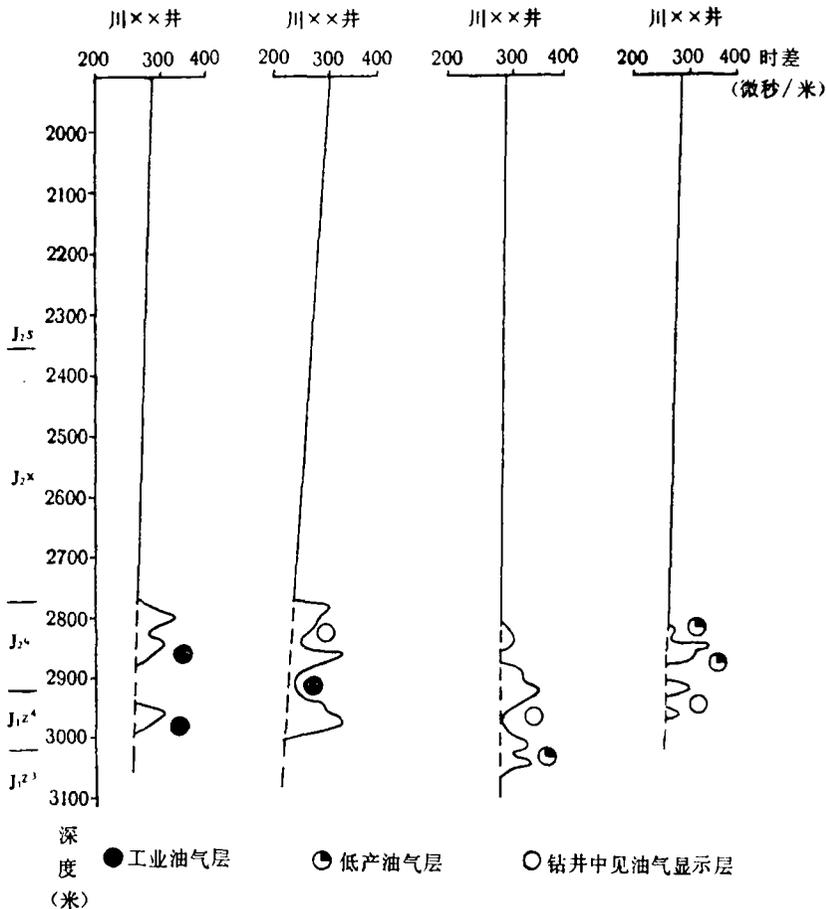


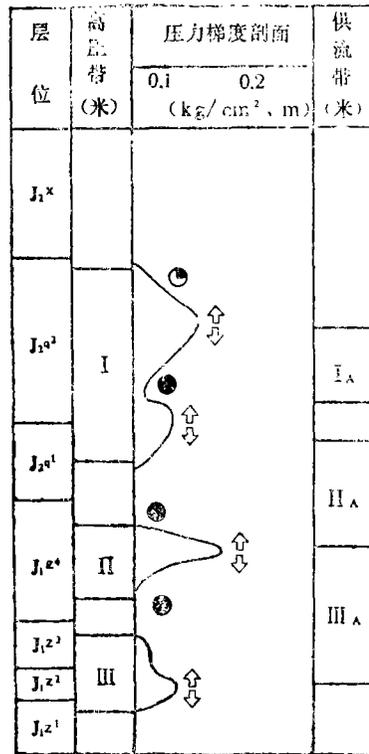
图 2 川北拗陷泥岩声波时差—深度关系曲线图

至下沙溪庙组下部为泥岩正常压实带，该带中的泥岩均具正常静水压力。下沙溪庙组底部至珍珠冲段为混合压实带，其中泥岩具静水压力或异常高的流体压力，其间储层亦多具异常高压，本区的油气分布于混合压实带。

据区内各钻井泥岩流体压力剖面特征，将混合压实带划分为三个高压带与三个供流带（供油带），详见图3。高压带系指泥岩流体压力大于静水压力的层段。上覆泥岩最高压力梯度面至下伏泥岩最高压力梯度面间的层段称为供流带。假定地层水密度无变化，则其压力梯度的大小，即表明地下流体的流向，流体将从高位能带向低位能带流动。供流带可指示受压实流体流动方向，也就是烃类初次运移的方向并控制其油气的纵向分布。

高压带厚度愈大，则表明其间渗透层愈少、泥岩的排流条件差、岩层与外界隔绝、油源不充足，只能形成低产油气层。由图4可知：在高压带厚度大于120米地区未获工业油气流，在高压带厚度小于90米地区获工业油气流。

将储集层的位置与生油层的流体压力分布结合考虑，供流带厚度大小影响储集层接受烃类机遇的大小，显示供流带厚度大的比供流带厚度小的接受烃类的机遇大。由图5可知：工业油气井分布在供流带厚度大于120米地区。



- 工业油气层
- 低产油气层
- ↓ 流体运移方向

图3 川北拗陷泥岩流体压力梯度综合剖面图

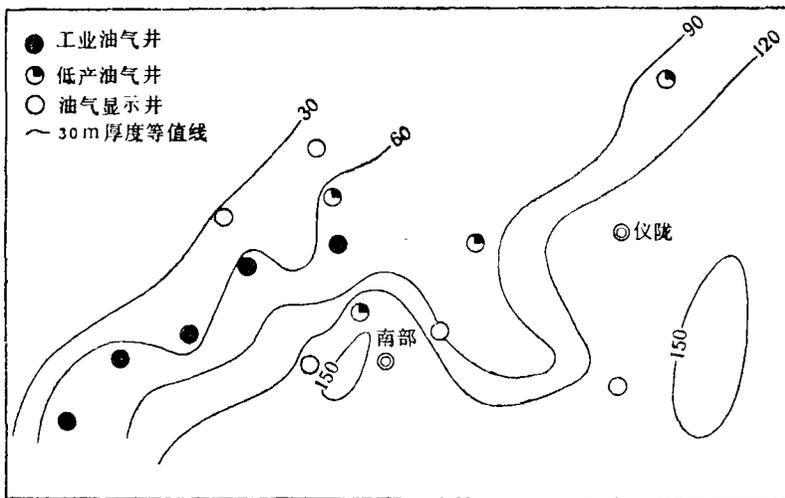


图 4 川北拗陷 II 高压带厚度图

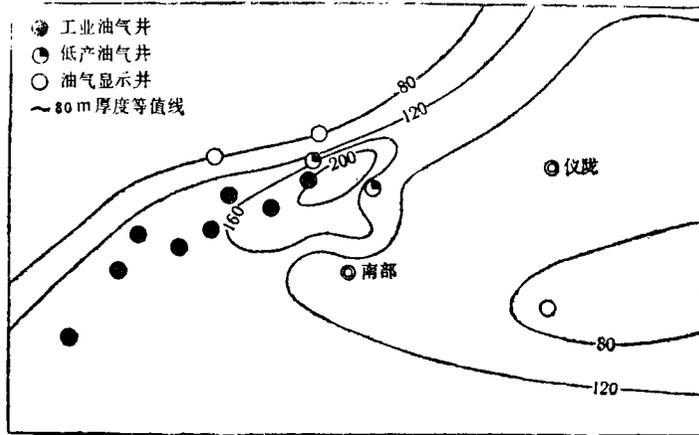


图 5 川北拗陷 I_A 供流带厚度图

二、泥岩流体压力空间展布特征

泥岩流体压力大小，反映泥岩的压实程度。流体压力愈高则表明压实程度愈低，烃类初次运移困难，从而推断其间储层渗透性低与外界连通性差，只能形成一些自生自储、自生邻储的低产油气层。泥岩流体压力正常区，表明该区排流条件好，泥岩间储层裂缝发育，与周围连通性好，能在比较大的范围内把油气聚集起来，形成小型油气藏。由图6可知，在泥岩流体压力大于 0.14 kg/cm^2 的地区未获工业油气流，工业油气井分布在泥岩流体压力正常区。

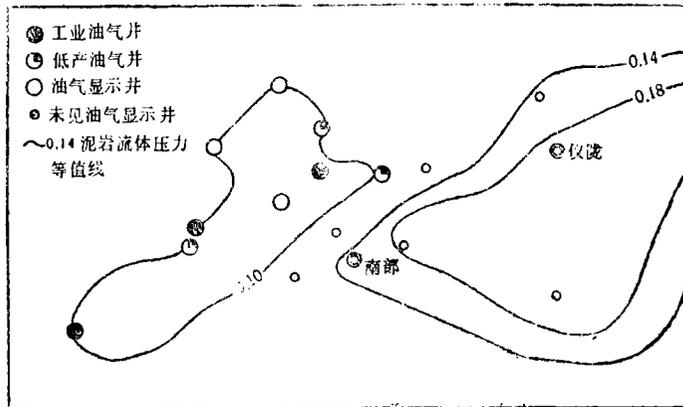


图 6 川北拗陷大安寨段X油组泥岩流体压力等值线图

三、泥岩的过剩压力决定烃类水平运移方向

生油层里含液态石油烃，以体积计不到千分之一，大量水体的运移必然影响并且可能控制烃类运移的方向。川北地区千佛崖组及大安寨段油气层均未发现边(底)水，由此可以推测烃类运移与大气水关系不大而与沉积水有关。沉积层的负荷是引起沉积水过剩压力的主要原因，当新增加的沉积物厚度有变化时，其增加的过剩压力也将相应变化，

过剩压力的高低决定流体运动的方向。计算过剩压力公式为：

$$P = (P_b - P_w) L \cdot g$$

式中： P_b ——沉积物压实后的密度 (g/cm^3)

P_w ——地层水密度 (g/cm^3)

g ——重力加速度

L ——沉积物厚度

用上式计算出各井大安寨段、千佛崖组泥岩在各地质时期的过剩压力。由图7可知：烃类运移总的趋势是由东向西、由北向南。这与目前工业油气井分布于西南环带一致。

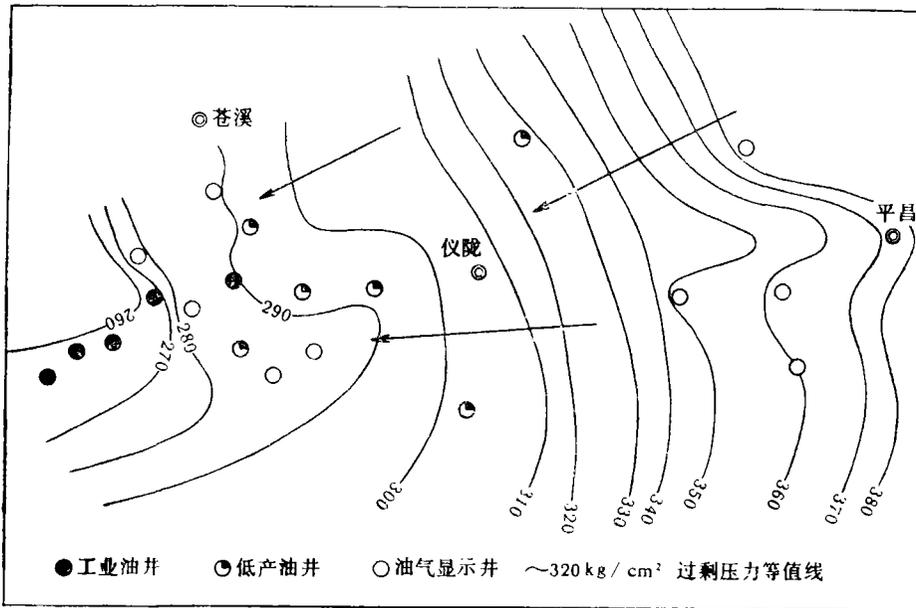


图 7 川北拗陷X段泥岩水平过剩压力等值线图

四、结 语

随着油气勘探工作的日益深入，在全世界各含油气盆地中愈来愈多地揭露出了一种具有异常高流体压力的泥岩，这是一种全球性的地质现象。在近二十年的油气勘探活动中，人们逐渐对它的破坏性，有了较深的认识，然而它所包含的全部地质意义，却远远尚未揭示清楚。本文试图利用泥岩压实与流体运移理论，立足于川北、川中勘探实践，探索泥岩流体压力与油气聚集关系。

(收稿日期：1985年4月12日)

FLUID PRESSURE OF JURASSIC MUDSTONE AND ITS RELATION TO THE ACCUMULATION OF OIL AND GAS IN NORTHERN SICHUAN BASIN

Du Fengqin

(Geological Research Party, Southwest China Bureau of
Petroleum Geology, Ministry of Geology and Mineral Resources)

Abstract

Based on the exploration practices in north and middle regions of Sichuan Prouiace, this paper tries to use the theory of the compaction of mudstones and the migration of fluids and probe into the relation between the fluid pressure in mudstones and the accumulation of oil and gas.

The result of the isodepth calculation based on the curve of seismic time difference versus burial depth indicates that the mudstone source beds of Qianfoya Formation and the Daanzhai Member of Ziliujing Formation in northern Sichuan have abnormal high pressures. Primarily, it is believed that it is resulted from the inhomogeneous compaction of mudstones during the time from the beginning of Qianfoya Period to the end of the Late Shaximiao Period, and also from the integrated effects of various factors since then.