

Symposium on the Exploration and Development of Low Permeability Oil and Gas Fields

低渗透油气田

勘探开发文集

2017年 下卷

中国石油长庆油田分公司 编



石油工业出版社

低渗透油气田

勘探开发文集

Symposium on Exploration and Development of
Low Permeability Oil and Gas Fields

2017 年 下卷

中国石油长庆油田分公司 编

石油工业出版社



目次

MU CI

油气勘探

鄂尔多斯盆地延长组长 8 油层组低压形成原因初探

刘广林, 马 爽, 张文选 等 (1)

鄂尔多斯盆地东部本溪组优质储层主控因素

贾 丽, 范立勇, 孙 磊 等 (8)

鄂尔多斯盆地神木气田太原组沉积特征及展布分析

胡龙全, 邵金辉, 蒋婷婷 等 (13)

苏里格气田上古生界岩性气藏有效厚度求取方法研究

孙继峰, 张园园, 战 沙 等 (20)

天然气压缩因子计算偏差原因分析

桂小军, 周 虎, 方 芳 等 (27)

油气田开发

低压气藏产水气井分类方法研究

杨 燕, 袁继明, 赵永伟 等 (32)

王盘山地区侏罗系储层四性关系及有效厚度下限的确定

张卫刚, 韩 禹, 李正伟 等 (35)

一种实用计算存水率的方法及应用

郑 奎, 路向伟, 李海菲 等 (40)

WPS 地区沉积微相约束条件下的随机地质建模及应用

胡 瑞, 张卫刚, 王皓立 等 (43)

安塞油田单砂体精细划分及剩余油挖潜对策

邱家友, 黄战卫, 郭 蒲 (47)

安塞油田特低渗透油藏检查井组水驱规律研究

惠新阳, 高月刚, 张小军 等 (50)

相控敏感参数随机模拟储层预测技术研究——以车排子地区白垩系为例

卢 贞, 郝志伟 (55)

姬塬油田 D46 区 A8 油藏数值模拟跟踪研究与应用

张鹏刚, 邹胜林, 贺艳玫 等 (59)

鄂尔多斯盆地 X 地区水平井产水原因分析

刘行军, 王自亮, 何小菊 等 (63)

南海东部海上低渗透油藏概率法产能预测

范乐宾, 尹彦君, 姚为英 等 (72)

胡尖山油田长 6 油藏有效驱替压力系统研究

杨晋玉, 路向伟, 李海菲 等 (77)

鄂尔多斯盆地致密油藏小井距开发效果评价——以合水地区长 6 致密油藏为例

王维斌, 王永宏, 梁晓伟 等 (84)

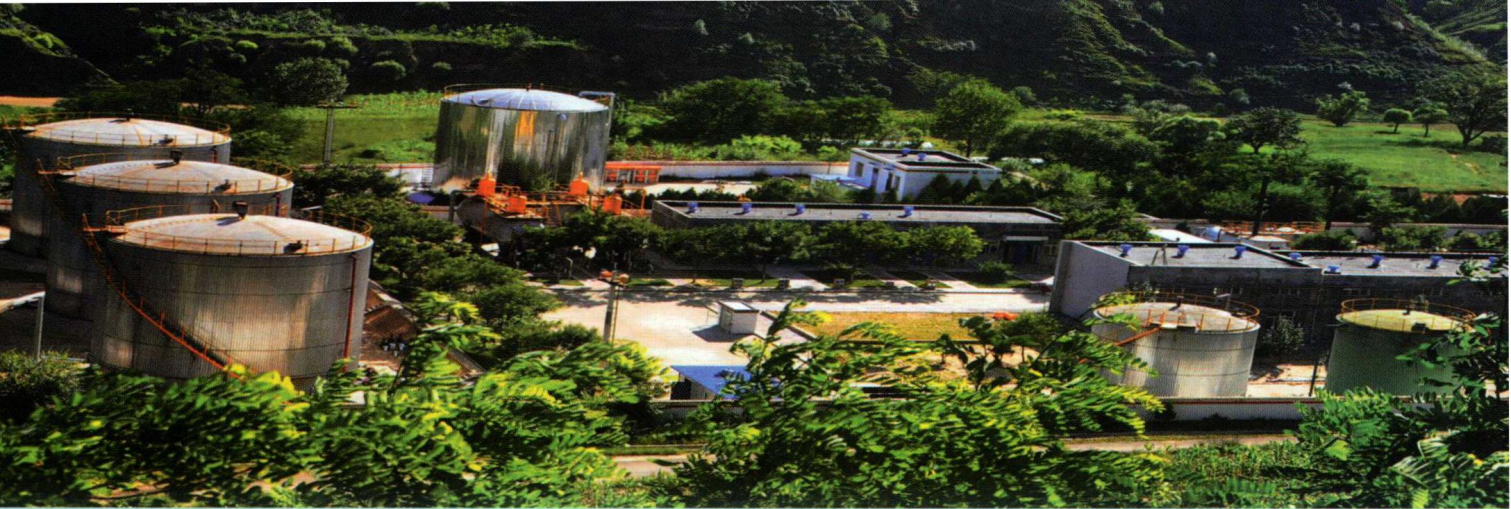


工艺技术与试验

苏南气田生产期防砂工艺应用研究	刘炳森, 肖群英, 李 岩 等 (92)
井下节流气井携液能力及排采措施研究	许 剑, 滕汶江, 钱 江 (96)
安 83 致密油藏水平井开发技术政策研究	黄 玮, 王平平, 张宝辉 等 (101)
BS 区聚表二元驱试验后剩余油分布数值模拟	李姝蔓, 上官阳南, 赵向宏 等 (105)
电缆测调溢流对调配结果的影响	聂贵岭, 尚家俊, 温 勇 (109)
小排量潜油直驱螺杆泵采油技术研究与应用	辛 宏, 杨海涛, 张 磊 (112)
P110 钢在大牛地气田含硫气井中的腐蚀行为研究	赵建军 (116)
致密油藏压裂支撑剂防回流控制技术研究与应用	董立全, 范西良, 王泫懿 等 (120)
聚合物微球调驱矿场试验及粒径匹配关系研究	易 萍, 赵鹏云, 张 涛 等 (125)
石油钻井作业现场压井液密度确定方法	张发展, 张 赞 (129)

其它应用与研究

油田离心泵优化改造技术与应用	吉效科, 王 飞, 杨志军 (133)
数字化油气藏云计算技术研究与应用	焦 扬, 石玉江, 王 娟 等 (137)
便携式采油井口安全带系挂装置研制与应用	张洪铭 (140)



Dec 2017

Vol. II

CONTENTS

OIL/GAS EXPLORATION

A preliminary study on the cause of forming of low pressure of Chang8 oil reservoir group in Odors Basin

LIU GuangLin, MA Shuang, ZHANG WenXuan, et al (1)

Main control factor of high-quality reservoirs of Benxi Formation in eastern Ordos Basin *JIA Li, FAN LiYong, SUN Lei, et al (8)*

Sedimentary characteristics and distribution of the Taiyuan Formation in Shenmu gasfield, Ordos Basin

HU LongQuan, SHAO JinHui, JIANG TingTing, et al (13)

Research of methods to determine the net pay thickness of Upper Paleozoic in Sulige Gasfield

SUN JiFeng, ZHANG YuanYuan, ZHAN Sha, et al (20)

Analysis of the cause of deviation of natural gas compressibility factor computation

GUI XiaoJun, ZHOU Hu, FANG Fang, et al (27)

OIL/GAS FIELD DEVELOPMENT

Research on classification method of water-producing gas wells in low pressure gas reservoirs

YANG Yan, YUAN JiMing, ZHAO YongWei, et al (32)

Determination of four-property relationship and lower limit of net pay thickness of Jurassic reservoirs in Wangpanshan area of Jiyuan Oilfield

ZHANG WeiGang, HAN Yu, LI ZhengWei, et al (35)

A practical method and its application of calculating the water storage ratio

ZHENG Kui, LU XiangWei, LI HaiFei, et al (40)

Stochastic geological modeling and its application under constraints of sedimentary microfacies in WPS area

HU Rui, ZHANG WeiGang, WANG HaoLi, et al (43)

Fine division of single sandbodies and countermeasures for remaining oil exploitation in Ansai Oilfield

QIU JiaYou, HUANG ZhanWei, and GUO Pu (47)

Research on waterflooding law of inspection well groups of ultra-low permeability reservoirs in Ansai Oilfield

HUI XinYang, GAO YueGang, ZHANG XiaoJun, et al (50)



Research of reservoir prediction technology with stochastic simulation of phase-controlled sensitive parameters——Case study of Cretaceous in Chepaizi area LU Zhen, and HAO ZhiWei (55)

Numerical simulation study and application of A8 reservoir in D46 area of Jiyuan Oilfield Zhang PengGang, Zou ShengLin, Zhao Hui, et al (59)

Analysis of reason of water-producing from horizontal wells in X area of Ordos Basin LIU XingJun, WANG ZiLiang, HE XiaoJu, et al (63)

Prediction of productivity of low permeability offshore oil reservoirs by probability method in eastern of South China Sea FAN LeBin, YIN YanJun, YAO WeiYing, et al (72)

The Effective Driving Pressure System Study in Chang-6 Reservoir of Hujianshan Oilfield YANG Jinyu, LU XiangWei, LI HaiFei, et al (77)

Evaluation of development effect of small well spacing in tight oil reservoirs of Ordos Basin: a case study of tight Chang6 oil reservoirs in Heshui Area WANG WeiBin, WANG YongHong, LIANG XiaoWei, et al (84)

TECHNOLOGIES & TEST

Application of Sand Control Technology to the Production Period of South Sulige Gasfield LIU BingSen, XIAO QunYing, LI Yan, et al (92)

Research of liquid carrying capacity and drainage measures in gas wells with downhole chokes XU Jian, TENG WenJiang, and QING Jiang (96)

Study of development technology policies of horizontal wells in tight An83 oil reservoirs HUANG Wei, WANG PingPing, ZHANG BaoHui, et al (101)

Numerical simulation of remaining oil distribution after polymer-surfactant binary flooding test LI ShuMan, SHANGGUAN YangNan, ZHAO XiangHong, et al (105)

Influence of overflow testing and regulating with cable-linked device on the result of deployment NIE GuiLing, SHANG JiaJun, and WEN Yong (109)

Research and application of oil recovery technology with a small-displacement submersible direct-drive screw pump Innovative-Direct Drive with low Flow Rate Technology and experience from Field Trials XIN Hong, YANG HaiTao, and ZHANG Lei (112)

Research of corrosion behavior of P100 steel in sulfur-containing gas weels in Daniudi Gasfield Zhao JianJun (116)

Research and application of proppant backflow-prevention technology in tight oil reservoir fracturing DONG LiQuan, FAN XiLiang, WANG XuanYi, et al (120)

Field test of displacement-state adjustment with polymer microspheres and matching relationship of the particle size YI Ping, ZHAO PengYun, ZHANG Tao, et al (125)

Method for determining density of kill fluid at oil drilling site ZHANG FaZhang, and ZHANG Yun (129)

OTHER APPLICATION & RESEARCH

Optimization technology and its application of oilfield centrifugal pump JI XiaoKe, WANG Fei, and YANG ZhiJun (133)

Research and Application of Digital Oilfield Cloud Computing JIAO Yang, SHI YuJiang, WANG Juan, et al (137)

Development and application of portable safety belt tying-hanging device for oil production wellhead ZHANG HongMing (140)

鄂尔多斯盆地延长组长8油层组 低压形成原因初探

刘广林^{1,2}, 马 爽^{1,3}, 张文选^{1,2}, 李继宏^{1,2}, 王亚玲^{1,2}, 李士祥^{1,2}

(1. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室;

3. 中国石油长庆油田分公司第一采油厂地质所)

摘 要: 鄂尔多斯盆地中生界为低压油藏, 以长8油层组为例, 定量计算了盆地内246口井长8油层组在早白垩世末最大埋深期的压力值, 以及后期分别在构造抬升引起的孔隙反弹、温度降低作用影响下压力的下降值。以最大埋深期压力为初始条件, 分别绘制了长8油层组地层压力受每个单因素影响降低后的分布图, 初步探讨了异常低压形成与变化。研究表明: 盆地长8油层组地层压力在最大埋深期达到最大, 属于异常高压, 构造抬升引起的孔隙反弹、温度降低是导致压力降低的主要原因。盆地各地区压力降低存在差异性, 志丹—安塞地区地层压力下降幅度最大, 下降了15MPa; 红井子—油坊庄地区, 压力下降最小, 下降了8MPa, 造成了目前低压的格局。

关键词: 构造抬升; 异常低压; 延长组; 长8油层组; 鄂尔多斯盆地

鄂尔多斯盆地中生界油藏普遍为异常低压, 但是大量研究表明, 该盆地在白垩世末期进入最大埋深期, 地层压力达到最大, 为异常高压^[1,2]。对于异常低压的成因, 已有国内外相关学者进行了研究, 认为构造抬升引起的地层剥蚀、孔隙反弹和温度降低是引起压力降低的主要原因^[3-9]。李士祥等^[10]对鄂尔多斯盆地中生界异常低压控制因素进行了定量分析, 认为孔隙反弹、温度降低和溶蚀增孔作用使得地层压力降低了20~25MPa, 降低幅度达54%~77%。

该盆地中生界压力在平面上差异性变化对于油藏后期的调整和保存具有重要的意义^[11-13]。但压力是如何从异常高压变成现今低压的, 各个地区压力变化有何差异性, 目前这方面缺乏深入的分析 and 系统的研究。本文以长8油层组为例, 定量计算了盆地内246口井长8油层组在早白垩世末最大埋深期的压力值, 以及后期分别在构造抬升引起的孔隙反弹、温度降低作用影响下压力的下降值。以最大埋深期压力为初始条件, 分别绘制了长8油层组地层压力受每个单因素影响降低后的分布图, 初步探讨了盆地各地区地层压力在构造抬升、温度降低及其他因素影响下, 从白垩纪早期最大埋深期异常高压到现今异常低压的形成与变化, 总结了盆地内部区块间压力演化的差异性。

1 压力分布特征

首先要研究最大埋深期及现今的地层压力分布特征, 即压力变化的初始条件和终止条件, 有助于下一步分析异常低压的形成与变化。

1.1 最大埋深期的地层压力分布特征

本次研究先用声波时差法恢复了鄂尔多斯盆地246口井长8油层组自早白垩世末最大埋深期以来的剥蚀厚度^[14,15], 再采用平衡深度法^[16,17]恢复最大埋深期的过剩压力, 绘制了最大埋深期压力分布图(图1)。鄂尔多斯盆地长8油层组在最大埋深期地层压力主要分布在28~38MPa, 其分布形态与延长期湖盆形态大体一致, 位于湖盆中心轴部的古峰庄—铁边城—白豹—张岔—富县一带为压力最高值(大于34MPa); 陕北地区席麻湾—盘古梁、安边—新安边和湖盆中部的华池—张岔一带, 存在局部压力高值区, 自轴部向两翼的盆地边部过渡, 压力值逐渐减小。最大埋深期压力系数分布趋势与压力分布基本一致, 压力系数为1.0~1.48, 可见盆地长8油层组流体压力在最大埋深期属于异常高压。

1.2 现今地层压力分布特征

本次研究系统收集了鄂尔多斯盆地长8油层组的压力测试数据。结果表明, 长8油层组现今地层压力为8~23MPa, 地层压力系数为0.5~0.9

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(编号: 2011ZX05044, 2011ZX05001)。

(图 2)。地层压力随深度的分布普遍低于静水压力趋势线 (图 3)，按照国内现行异常压力分类标准，长 8 油层组属超低压、异常低压油藏。

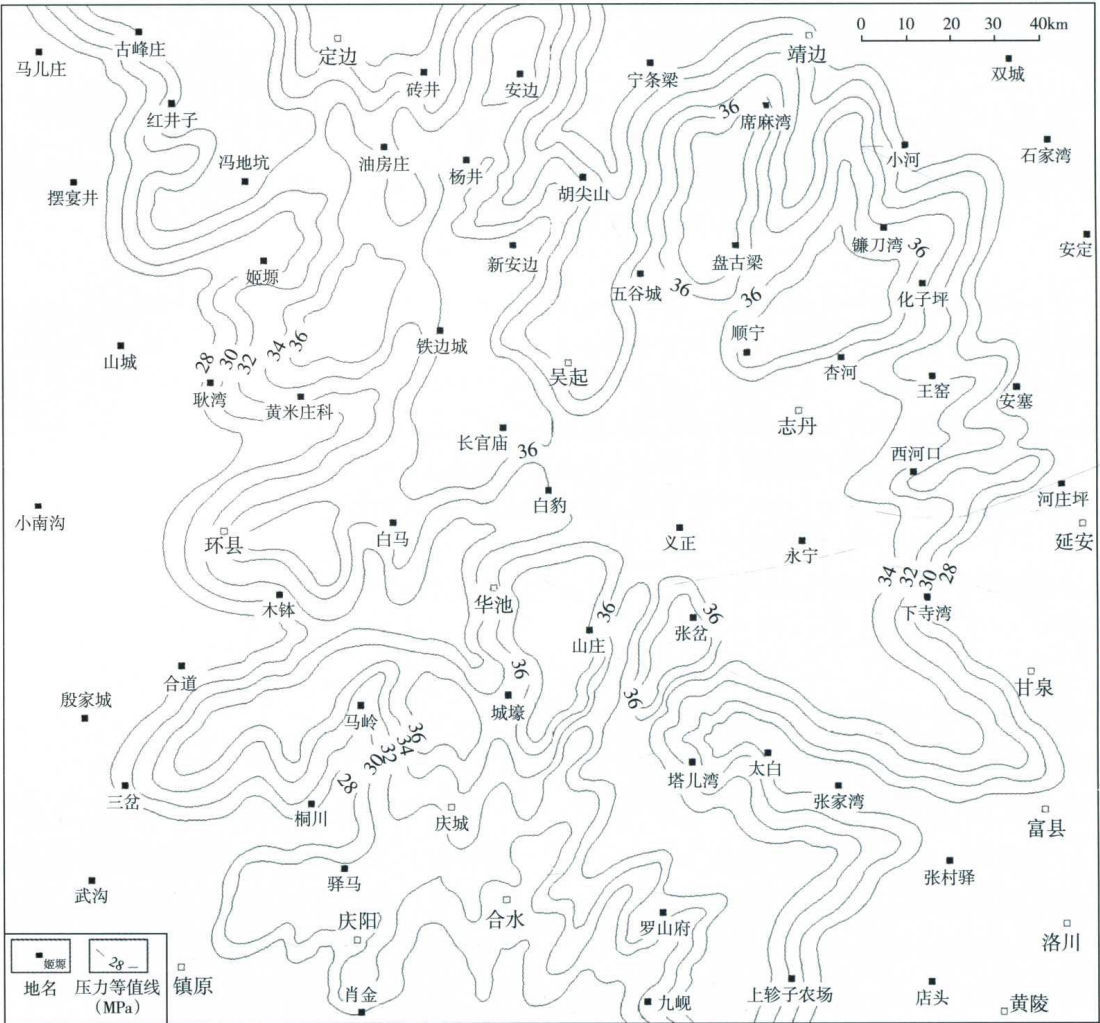


图 1 鄂尔多斯盆地长 8 油层组最大埋深期压力分布图

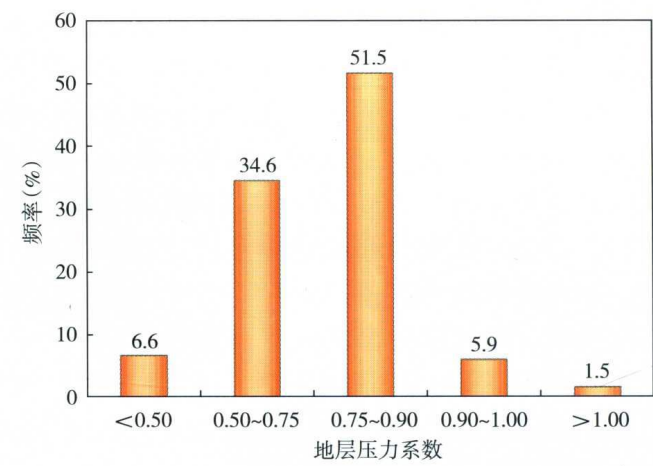


图 2 鄂尔多斯盆地长 8 油层组地层压力系数分布

研究区长 8 油层组现今地层压力受埋深影响，总体上自西向东呈减小趋势，受油气流体充注影响，在低压背景上存在局部相对高压区。古峰庄—山城—环县—镇原一带，压力最大，超过 22MPa，西

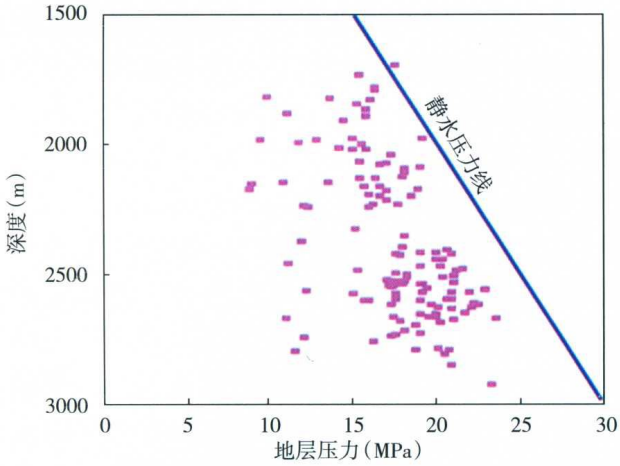


图 3 鄂尔多斯盆地长 8 油层组地层压力与埋藏深度关系

北部古峰庄—姬塬一带压力为 8~23MPa，东北部志丹—安塞地区，压力为 8~12MPa，西南部环县—庆阳一带，压力为 9~22MPa，湖盆中部白豹—华池一带，压力为 7~22MPa (图 4)。

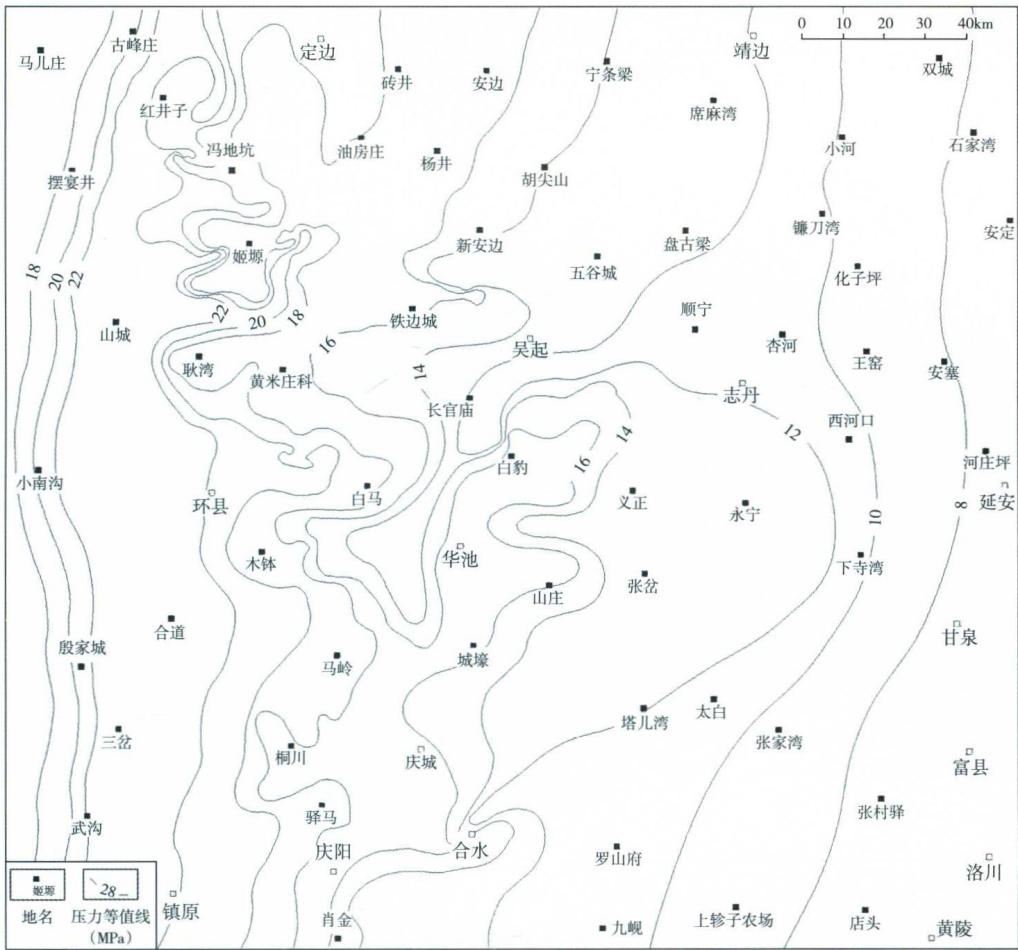


图 4 鄂尔多斯盆地长 8 油层组现今压力分布图

2 低压形成分析

鄂尔多斯盆地长 8 油层组异常低压形成的控制因素主要有构造抬升引起的孔隙反弹、温度降低及其他因素等。由于压力下降的过程是一个综合的、复杂的地质过程，上述因素可能是同时进行的，或存在因果关系，或彼此影响和制约，本次研究旨在突出单因素对地层压力影响及平面上区块间压力变化的差异性。

2.1 构造抬升引起的孔隙反弹对地层压力的影响

构造抬升引起上覆岩层遭受剥蚀，负载降低，

目的层中孔隙和流体卸载膨胀，Russell 测定出砂岩压缩系数是地层水压缩系数的 3 倍^[18]，即孔隙膨胀体积是地层水膨胀体积的 3 倍，孔隙体积相对增加而引起地层压力降低。

前人研究结果表明^[19]，鄂尔多斯盆地中生代以来共经历了晚三叠世末、早侏罗世末、中侏罗世和早白垩世末 4 次抬升剥蚀，中生界在早白垩世中—晚期已达到最大埋深阶段，因此导致现今异常低压是白垩世末期的构造运动，本次研究运用声波时差法对早白垩世末期剥蚀厚度进行了恢复^[14,15]（表 1），作为定量分析的参数。

表 1 鄂尔多斯盆地长 8 油层组最大埋深期的压力恢复参数（部分井）

井号	井深 (m)	剥蚀厚度 (m)	新生代 沉积厚度 (m)	最大埋深 (m)	声波时差 ($\mu\text{s}/\text{m}$)	等效深度 (m)	过剩压力 (MPa)	最大埋深 静水压力 (MPa)	最大埋深 压力 (MPa)	最大埋深 压力系数
A64	2185.0	620.0	150.0	2655.0	275	1425.0	9.46	27.06	36.52	1.35
A75	2402.0	755.0	150.0	3007.0	247	2000.0	5.00	30.65	35.65	1.16
B165	2245.0	790.0	150.0	2885.0	250	1800.0	5.54	29.40	34.94	1.19
B210	2086.0	703.0	150.0	2639.0	266	1640.0	5.55	26.90	32.45	1.21

续表

井号	井深 (m)	剥蚀厚度 (m)	新生代 沉积厚度 (m)	最大埋深 (m)	声波时差 (μs/m)	等效深度 (m)	过剩压力 (MPa)	最大埋深 静水压力 (MPa)	最大埋深 压力 (MPa)	最大埋深 压力系数
C87	1993.0	802.0	150.0	2645.0	245	1546.0	5.56	26.96	32.52	1.21
CH10	2464.0	660.0	150.0	2974.0	247	2150.0	3.91	30.31	34.22	1.13
D21	1277.0	1326.0	95.0	2508.0	240	990.0	3.57	25.56	29.13	1.14
D42	1545.0	1310.0	95.0	2760.0	265	957.0	7.32	28.13	35.45	1.26
F4	2221.0	1050.0	150.0	3121.0	244	2050.0	2.13	31.81	33.94	1.07
G116	1701.0	1000.0	200.0	2501.0	292	760.0	11.71	25.49	37.20	1.46
H37	2620.0	290.0	150.0	2760.0	235	2406.0	2.66	28.13	30.79	1.09
H39	2707.0	330.0	150.0	2887.0	241	2390.0	3.95	29.42	33.37	1.13
L75	2178.0	633.0	150.0	2661.0	254	1740.0	5.45	27.12	32.57	1.20
L78	2195.0	744.0	150.0	2789.0	264	1717.0	5.95	28.43	34.37	1.21
L81	2213.0	726.0	150.0	2789.0	248	1750.0	5.76	28.43	34.19	1.20
L83	2279.0	702.0	150.0	2831.0	252	1840.0	5.46	28.85	34.32	1.19
N12	1471.0	648.0	120.0	1999.0	245	1120.0	4.37	20.37	24.74	1.21
N42	1619.0	750.0	120.0	2249.0	242	1160.0	5.71	22.92	28.63	1.25
Q5	1232.0	1374.0	95.0	2511.0	248	747.0	6.04	25.59	31.63	1.24
T17	1601.0	990.0	190.0	2401.0	250	1250.0	4.37	24.47	28.84	1.18
W19	597.0	1256.0	0.0	1853.0	300	247.0	4.36	18.89	23.24	1.23
X30	1887.0	654.0	280.0	2261.0	236	1490.0	4.94	23.04	27.99	1.21
X44	2076.0	504.0	280.0	2300.0	238	1584.0	6.12	23.44	29.57	1.26
X58	2170.0	532.0	280.0	2422.0	250	1686.0	6.02	24.69	30.71	1.24
X85	2167.0	504.0	280.0	2391.0	251	1668.0	6.21	24.37	30.58	1.25

孔隙反弹对储层压力影响的定量分析可由式
(1) 计算：

$$\Delta p = \frac{1}{3} \cdot \frac{1 + \nu}{1 - \nu} \cdot \frac{C_r}{C_r + C_w} \rho_r g \Delta h \tag{1}$$

式中 Δp ——储层压力变化量，Pa；
 ν ——岩石泊松比，取值 0.25；
 C_r ——岩石压缩系数，取值 $1 \times 10^{-3} \text{MPa}^{-1}$ ；
 C_w ——水的压缩系数，取值 $3 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$ ；
 ρ_r ——遭受剥蚀的地层平均密度，根据鄂尔多斯盆地中生界的实际情况取值 $2.31 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ；
 g ——重力加速度，取值 9.8m/s^2 ；
 Δh ——构造抬升过程中地层的剥蚀厚度，m。
通过式 (1) 定量计算了盆地 246 口井在孔隙反弹影响下长 8 油层组地层压力下降的大小，用

$\Delta p_{\text{孔隙反弹}}$ 表示，即：
$$p_b = p_{\text{最大埋深}} - \Delta p_{\text{孔隙反弹}} \tag{2}$$

计算出 p_b 并绘制了等值线图 (图 5)，反映了盆地长 8 油层组最大埋深期地层压力经孔隙反弹减小后的变化过程，突出表现了孔隙反弹对长 8 油层组地层压力的影响。
经构造抬升的孔隙反弹，长 8 油层组地层压力下降 2~7MPa。压力高值区范围向该盆地中心缩小。由于构造抬升的不均一性，各区块剥蚀厚度差异大，造成压力降低幅度差异大。安塞—志丹一带压力下降最大，下降了近 7MPa；红井子—油坊庄一带，压力下降最小，降低了 2MPa；庆阳—马岭一带，压力降低了 3MPa；华池—白豹地区，压力下降了近 5MPa。

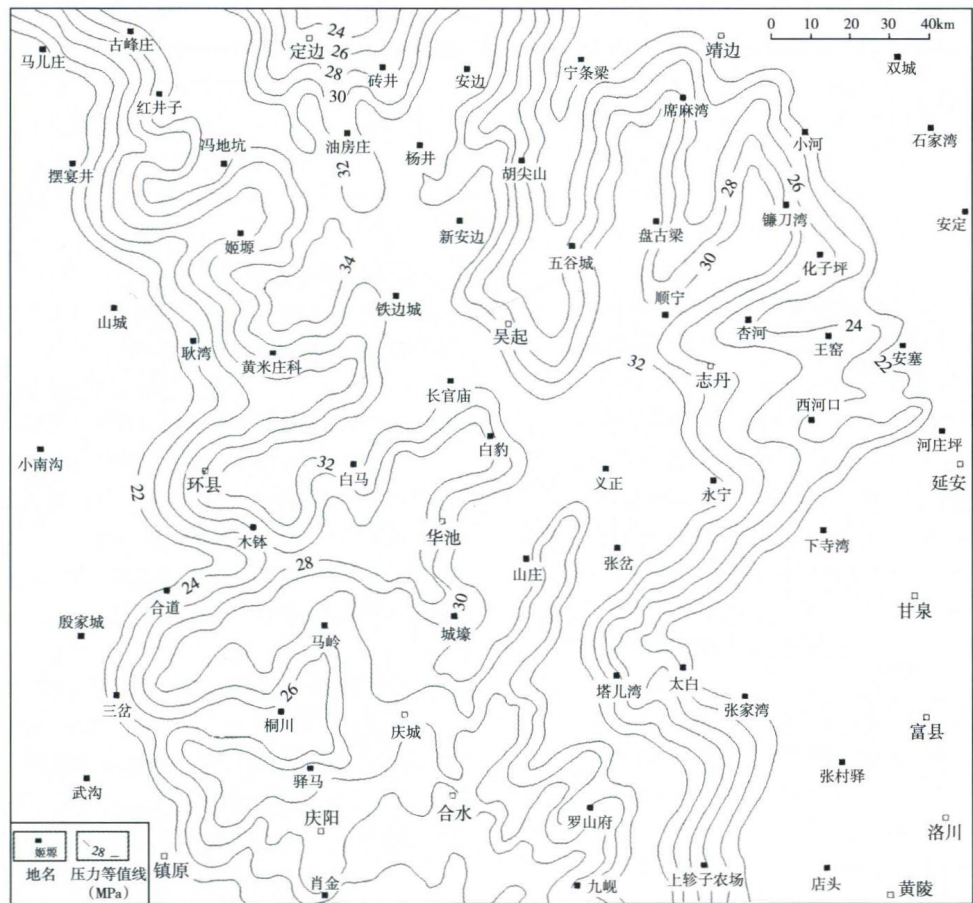


图5 鄂尔多斯盆地长8油层组最大埋深期地层压力在孔隙反弹影响下的压力分布图

2.2 地层温度降低对地层压力的影响

随着地层抬升，目的层温度降低，地层孔隙和流体遇冷收缩，体积变小，据 Hodgman 测定^[20]，地层水膨胀系数是岩石的 44.4 倍，因此，地层水收缩的体积比岩石孔隙的大，造成孔隙相对增加，压力减小。

随着温度的降低，单位体积内岩石和流体的体积变化为：

$$\Delta V = \Delta C[\beta_w \phi + \beta_r(1 - \phi)] \tag{3}$$

根据帕斯卡定律，液体体积随压力的变化规律为：

$$V = V_0[1 - \alpha_w(p - p_0)] \tag{4}$$

$$\Delta V = (V_0 - V)/V_0 \tag{5}$$

式中 ΔV ——体积变化率；
 ΔC ——最大埋深古地温与现今温度差，℃^[10]；
 β_w ——地层卤水的膨胀系数，取值 $400 \times 10^{-6} \text{℃}^{-1}$ ；
 β_r ——岩石的膨胀系数，取值 $9 \times 10^{-6} \text{℃}^{-1}$ ；
 ϕ ——孔隙度，%；

p_0 ——原始液体压力，MPa；
 V_0 ——压力为 p_0 时的液体体积，m³；
 p ——变化后液体的压力，MPa；
 V ——变化后液体的体积，m³；
 α_w ^①——液体的压缩系数，MPa⁻¹。

根据上述 3 个公式可推导出压力的降低值：

$$\Delta p = p - p_0 = \Delta V / \alpha_w \tag{6}$$

利用式（6）定量计算了 246 口井长 8 油层组受温度降低影响地层压力下降值，用 $\Delta p_{\text{温度降低}}$ 表示：

$$p_c = p_{\text{最大埋深}} - \Delta p_{\text{孔隙反弹}} - \Delta p_{\text{温度降低}} \tag{7}$$

计算 p_c 并绘制了等值线图（图 6），反映了盆地长 8 油层组在孔隙反弹和温度降低影响下的压力变化过程，突出表现了温度降低对地层压力的影响。

在温度降低的影响下，长 8 油层组压力下降 6~9MPa，下降幅度最大，压力高值区范围进一步向盆地中心缩小。各个区块降低幅度差异性大，陕北地区安塞—志丹一带压力下降最大，下降了 8MPa，红井子—油坊庄一带，降低近 6MPa，庆

① 为了便于计算，假设孔隙中流体均为地层水，取地层水的压缩系数 α_w 为 $3 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$ 。

阳—马岭一带，压力降低了 7MPa，华池—白豹地区，压力下降了近 6MPa。

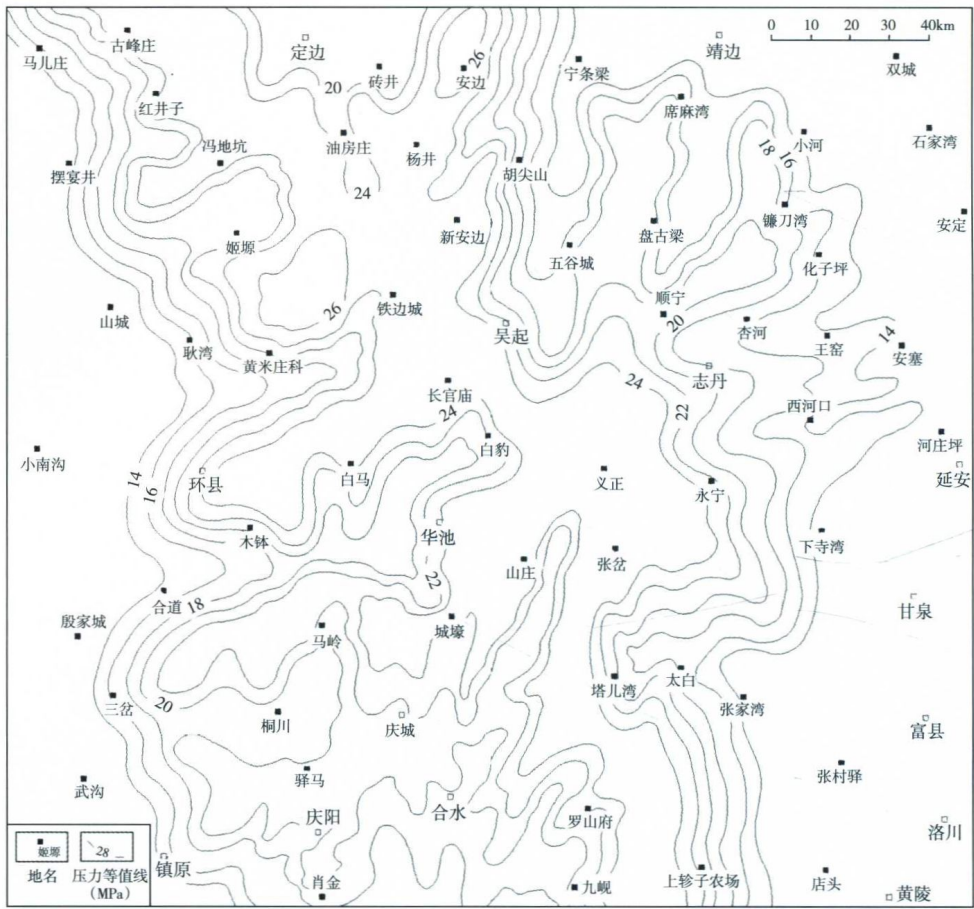


图 6 鄂尔多斯盆地长 8 油层组最大埋深期油层压力在温度降低时的压力分布图

2.3 其他因素对地层压力的影响

2.3.1 源储压差增大

随着后期盆地构造抬升，上覆地层遭受剥蚀，卸载减压，由于长 8 油层组砂岩发育，卸压后孔隙体积增加幅度大，压力下降幅度大，而长 7 油层组由于泥岩发育，孔隙小，压力下降幅度小，造成源储压差增大^[21-23]，打破原有平衡，长 7 油层组烃源岩中的烃向长 8 油层组释放，引起压力小幅度增大。压力增加的大小与源储压差的大小、残留烃的多少、运移通道及圈闭条件有关。

2.3.2 溶蚀作用

泥岩中的有机质在热演化过程中，排出的有机酸进入砂岩，在溶蚀矿物的过程中需要消耗大量的地层水^[24]，使得地层流体体积减小，孔隙相对增大，压力降低。但这一过程主要发生在最大埋深前，随着构造的抬升，温度降低，成岩环境由酸性变为碱性，溶蚀作用减弱，所以，溶蚀作用在后期构造抬升过程中对地层压力的降低作用较小。

此外，影响压力变化的其他因素有：轻烃扩散作用，流体密度差，承压面低于地表，物性差

异引起的非均匀流等，这些因素对于压力的影响，前人做过大量的研究，认为轻烃扩散作用和流体密度差对于气藏压力降低有一定的影响；承压面低于地表，产生异常低压，使得压力系数为 0.9~1.0；由于流体在低渗条件下流速低，物性差异引起的非均匀流对异常低压影响较小。

3 结论

- (1) 鄂尔多斯盆地长 8 油层组现今地层压力呈西高东低的分布趋势，为 8~23MPa，压力系数小于 0.9 的所占比例高达 92.6%，属超低压、异常低压地层。
- (2) 早白垩世末，长 8 油层组压力达到最大，主要分布在 28~38MPa，压力系数为 1.1~1.48，为异常高压，其分布形态与延长期湖盆形态大体一致，压力从湖盆中心向边部逐渐降低。
- (3) 后期构造抬升引起的在孔隙反弹、温度降低，是压力降低的主要原因。各地区压力变化差异性大。志丹—安塞地区地层压力下降幅度最大，下降了 15MPa，红井子—油坊庄地区，压力下降最小，下降了 8MPa。

参考文献

- [1] 张文正, 杨华, 李剑锋, 等. 论鄂尔多斯盆地长7段优质油源岩在低渗透油气成藏富集中的主导作用——强生排烃特征及机理分析 [J]. 石油勘探与开发, 2006, 33 (3): 289-293.
- [2] 邓秀芹, 姚泾利, 胡喜锋, 等. 鄂尔多斯盆地延长组超低渗透岩性油藏成藏流体动力系统特征及其意义 [J]. 西北大学学报, 2011, 41 (6): 1044-1050.
- [3] 高岗, 刚文哲, 范泓澈, 等. 含油气盆地异常低压成因研究现状 [J]. 天然气地球科学, 2008, 19 (3): 311-315.
- [4] 张立宽, 王震亮, 于在平. 沉积盆地异常低压的成因 [J]. 石油实验地质, 2004, 26 (5): 422-426.
- [5] 邹华耀, 郝芳, 蔡勋育. 沉积盆地异常低压与低压油气成藏成藏机理综述 [J]. 地质科技情报, 2003, 22 (2): 45-50.
- [6] 许浩, 张君峰, 汤达祯, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田低压形成的控制因素 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39 (1): 64-68.
- [7] 杨华, 姬红, 李振宏, 等. 鄂尔多斯盆地东部上古生界石千峰组低压气藏特征 [J]. 地球科学: 中国地质大学学报, 2004, 29 (4): 413-419.
- [8] 冯乔, 耿安松, 徐小蓉, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界低压气藏成因 [J]. 石油学报, 2007, 28 (1): 33-37.
- [9] 王胜利, 许化政. 鄂尔多斯盆地上古生界流体压力分布与成因 [J]. 石油实验地质, 2010, 32 (6): 536-540.
- [10] 李士祥, 施泽进, 刘显阳, 等. 鄂尔多斯盆地中生界异常低压成因定量分析 [J]. 石油勘探与开发, 2013, 40 (5): 528-533.
- [11] 李继亭, 曾溅辉, 吴嘉鹏. 利用东营凹陷典型剖面分析地层压力演化与油气成藏关系 [J]. 岩性油气藏, 2011, 23 (4): 58-63.
- [12] 瞿建华, 王泽胜, 任本兵, 等. 准噶尔盆地环玛湖斜坡区异常高压成因机理分析及压力预测方法 [J]. 岩性油气藏, 2014, 26 (5): 36-39.
- [13] 石兰亭, 李本才, 巩固, 等. 断陷型盆地温压系统与油气成藏——以伊通地堑莫里青断陷为例 [J]. 岩性油气藏, 2007, 19 (1): 73-76.
- [14] 陈瑞银, 罗晓容, 陈占坤, 等. 鄂尔多斯盆地中生代地层剥蚀量估算及其地质意义 [J]. 地质学报, 2006, 80 (5): 685-693.
- [15] 王忠楠, 柳广弟, 陈婉, 等. 利用声波速度计算南阳凹陷古近纪末地层抬升量 [J]. 岩性油气藏, 2014, 26 (6): 69-74.
- [16] 杨飏, 郭正权, 黄锦绣, 等. 鄂尔多斯盆地西南部延长组过剩压力与油藏的关系 [J]. 地球科学与环境学报, 2006, 28 (2): 49-52.
- [17] 王志宏, 李建明. 饶阳凹陷异常高压与油气成藏关系 [J]. 岩性油气藏, 2014, 26 (6): 15-19.
- [18] Russell W L. Pressure-depth relations in Appalachian region [J]. AAPG Bulletin, 1972, 56 (3): 528-536.
- [19] 李士祥, 邓秀芹, 庞锦莲, 等. 鄂尔多斯盆地中生界油气成藏与构造运动的关系 [J]. 沉积学报, 2010, 28 (4): 798-807.
- [20] Hodgman C D. Handbook of chemistry and physics [M]. Cleveland, Ohio: Chemical Rubber Pub Co., 1957: 3213.
- [21] 马中良, 郑伦举, 秦建中, 等. 盆地沉降、抬升过程中源储压差的生排烃效应 [J]. 石油实验地质, 2011, 33 (4): 402-407.
- [22] 姜振学, 庞雄奇, 田丰华, 等. 构造抬升卸压与油气成藏效应 [J]. 石油天然气学报, 2006, 28 (3): 47-49.
- [23] 田丰华, 姜振学. 剥蚀减压过程中的砂体回弹作用及其成藏效应研究综述 [J]. 地质科技情报, 2008, 27 (1): 64-68.
- [24] 张善文. 成岩过程中的“耗水作用”及其石油地质意义 [J]. 沉积学报, 2007, 25 (5): 701-707.

收稿日期: 2016-06-03 编辑: 姜好仁

第一作者简介:

刘广林 (1982—), 男, 工程师, 主要从事石油地质综合研究工作。
通信地址: 陕西省西安市未央区长庆油田勘探开发研究院
邮编: 710018

Apreliminary study on the cause of forming of low pressure of Chang8 oil reservoir group in Odors Basin

LIU GuangLin^{1,2}, MA Shuang^{1,3}, ZHANG WenXuan^{1,2}, LI JiHong^{1,2},
WANG YaLing^{1,2}, and LI ShiXiang^{1,2}

(1. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Fields;

2. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company;

3. No. 1 Oil Recovery Plant of PetroChina Changqing Oilfield Company)

Abstract: The Mesozoic of Ordos Basin is of low pressure oil reservoirs. Taking the Chang8 oil reservoir group as an example, the pressure values of the Chang8 oil reservoir group in the 246 wells in the basin at the maximum burial depth stage at the end of the Early Cretaceous are calculated, and the decrease of the pressure under the influences of the pore rebound and temperature decrease induced by tectonic uplift in the later stage is calculated too. Taking the pressure at the maximum buried stage as the initial condition, the distribution maps of the formation pressure of Chang8 reservoir group under the influence of each single factor were plotted respectively, and the formation and variation of the abnormal low pressure were discussed preliminarily. The research shows that the formation pressure of Chang8 reservoir group in the basin reaches the highest value during the maximum burial period, and belongs to abnormal high pressure. The pore rebound and temperature decrease caused by the tectonic uplifting is the main reason leading to the pressure decrease. There is a difference in pressure reduction in all regions of the basin. Among them, the formation pressure drop in the Zhidan-Ansai area is the largest, with a decrease of 15 MPa; in Hongjingzi-Youfangzhuang area, the pressure drop is the lowest, dropping by 8 MPa, resulting in the current pattern of low pressure.

Key words: tectonic uplift; abnormal low pressure; Chang8 oil reservoir group; Odors Basin

鄂尔多斯盆地东部本溪组优质储层主控因素

贾 丽，范立勇，孙 磊，王彦卿
(中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院)

摘 要：通过野外露头、测井曲线等大量地质资料，对鄂尔多斯盆地东部本溪组沉积相、岩石学特征、孔隙结构、物性特征等进行分析和研究，本文将研究区储层划分为3类：Ⅰ类储层主要位于分流河道、障壁沙坝，砂岩厚度为2~15m，气层厚度为2~10m，以石英砂岩和岩屑石英砂岩为主，孔隙类型为原生粒间孔+次生溶孔+晶间孔，压汞曲线平台明显，进汞饱和度相对较高，孔喉分选较好，以中粗孔—中粗喉为主，孔隙度一般大于7%，渗透率大于1mD，含气性好，是研究区的“甜点式”优质储层；Ⅱ类储层主要分布在潮坪、障壁沙坝、分流河道等沉积微相，主要为岩屑石英砂岩和石英砂岩，孔隙类型为次生溶孔+原生粒间孔+晶间孔+微裂隙，孔喉分选中等，中细孔—中细喉型，孔隙度为4%~7%，渗透率为0.2~1mD，是下一步提交储量备用的区块；Ⅲ类储层含气性较差，基本无开采利用价值。

关键词：鄂尔多斯盆地；本溪组；沉积相；孔隙类型；孔隙结构；物性特征

鄂尔多斯盆地东部大致位于伊金霍洛旗以南、靖边以东、临县以西、延安以北的区域，面积为 $4.6\times10^4\text{km}^2$ ，主要位于伊陕斜坡二级构造单元内(图1)，为一地势相对平缓的斜坡。

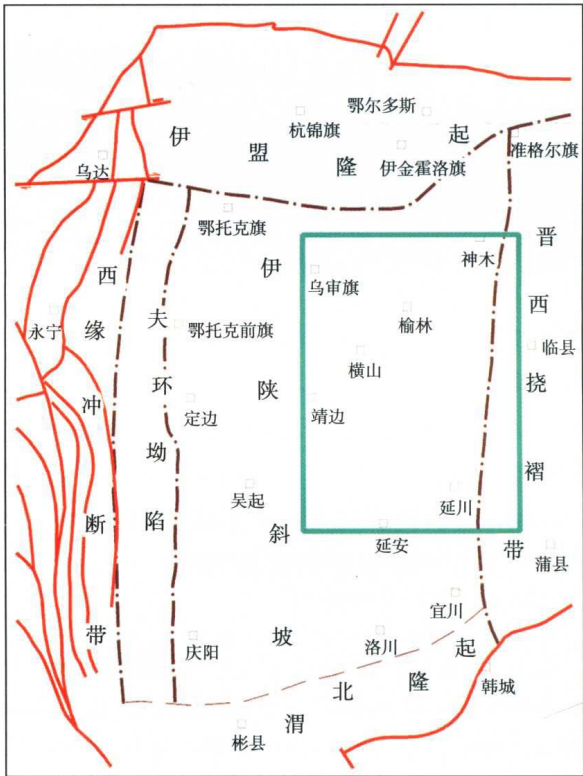


图1 研究区位置图

该区上古生界主要产气层段为石千峰组、石盒子组、山西组、太原组和本溪组^[1-3]。近年来，

长庆油田在鄂尔多斯盆地东部本溪组天然气勘探取得突破性进展，在本溪组试气中多口井获工业气流，最高无阻流量近百万方米，进一步展示了该区具有良好的勘探开发前景。目前虽然对本溪组沉积体系和地层划分的比较明确^[4-8]，但是对本溪组优质储存主控因素认识不清，尤其对天然气富集规律研究欠缺，导致砂体预测偏差较大，难以达到有效开发的目的。因此，本文运用野外露头、岩心观测、测井曲线和气藏剖面等大量地质和室内实验资料，深入研究本溪组沉积微相、储层物性特征、孔隙孔喉的形成机理及砂岩储集体分类，明确优质储层的主控因素，为研究区本溪组天然气勘探开发提供了地质依据。

1 沉积体系和沉积微相

鄂尔多斯盆地东部物源来自伊盟古陆^[9]，受河流影响搬运入海，在盆地北部形成海相三角洲沉积体系，研究区北部以浅水三角洲前缘沉积体系为主，南部发育障壁沙坝—潟湖及潮坪沉积(图2)。

1.1 三角洲前缘沉积体系

研究区北部主要为浅水三角洲前缘沉积亚相，根据水动力条件、沉积环境、砂岩的岩石学特征等可进一步划分为水下分流河道、河口坝和分流间湾等沉积微相。

水下分流河道为三角洲平原分流河道向水下延伸的部分，是研究区三角洲前缘相带的主体，

基金项目：国家大型油气田及煤层气开发重大专项（编号：2011ZX05007-004，2011ZX05044）。

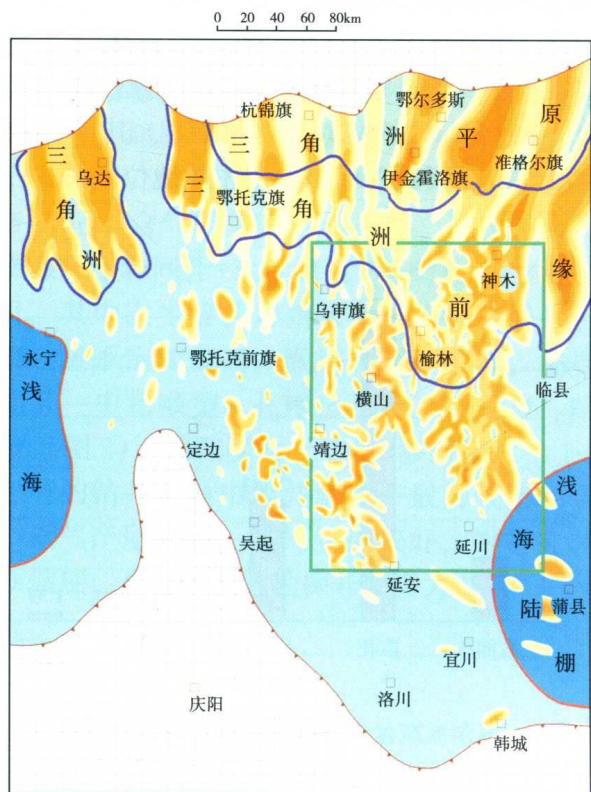


图2 鄂尔多斯盆地本溪组沉积相图

其特征与分流河道类似，形成于水动力条件较强的环境下^[10]。研究区水下分流河道发育的砂体近南北展布，分布比较稳定，砂岩厚度为2~15m，气层厚度为2~10m，发育板状或槽状交错层理，平行层理，在测井曲线上表现为箱形或者钟形。砂岩储层主要由含砾粗粒、中粗粒石英砂岩和岩屑石英砂岩组成，杂基含量较少，成分和结构成熟度较低，分选好—中等，磨圆度呈次圆—次棱角状，颗粒之间多形成“支撑”结构，保留有相对较多的较大孔隙，因此孔隙度和渗透率较高，其孔隙度类型以粒间孔、溶孔、晶间孔为主，物性较好，是最主要的产气沉积微相。

河口坝基本上是一个前积的过程，砂泥物质在河口处因流速降低堆积而形成，呈“下细上粗”的反韵律特征，测井曲线通常表现为漏斗形，在研究区这种沉积微相并不多见，岩性一般为中细粒岩屑石英砂岩，分选较好，物性相对较差，与分流河道相比含气性稍差。

分流间湾是水下分支河道之间相对较低洼区域，水动力较弱，以深色泥岩、碳质泥岩沉积为主，含有少量粉砂和细砂，测井曲线多呈齿状、指状；物性差，属超致密—特低孔、低渗储层，基本无含气显示；分流间湾一般分布在含气性较好的砂体两侧或者上侧，构成遮挡，从而形成了岩性圈闭，为砂岩储层提供良好的封盖条件。

1.2 障壁沙坝—潟湖及潮坪沉积体系

根据露头剖面、岩心观测、沉积构造、沉积旋回、分析化验资料等综合分析，研究区南部本溪组发育障壁沙坝—潟湖及潮坪沉积体系，以障壁岛、潮道和潟湖沉积相为主。

障壁岛是鄂尔多斯盆地东南部本溪组重要的沉积类型之一^[11]，发育障壁沙坝砂体，呈片状、不连续分布。砂体在潮汐作用、波浪作用及海流作用的共同影响下，经过海水的反复冲洗和筛选，因而杂基含量少、分选好、颗粒磨圆度呈次圆—圆状，发育双向交错层理、波状层理、沙纹层理及浪成波痕；垂向序列发育逆粒序和复合逆粒序，与下伏泥岩为过渡接触，测井曲线多呈箱形、钟形及低幅度微齿形。沉积物以灰白色、浅灰色中粗粒石英砂岩为主，局部含有少量细砂岩及粗砾砂岩，砂岩厚度一般为4~13m，气层厚度为2~10m，物性较好，是研究区最有利的砂岩储集相带。

研究区东南部本溪组潟湖沉积分布较为广泛，也是主体沉积类型之一，多在低能浅水沉积环境下形成。发育水平层理及塑性变形层理，少见斜层理；在垂直相序上，与障壁岛密切共生，构成了反复叠置的演化序列。沉积物以深灰色、灰黑色泥岩、碳质泥岩为主，夹有少量薄煤层、粉砂岩或细砂岩，局部偶见石灰岩、碳质植物碎屑、植物化石及黄铁矿结核。

潮坪沉积在研究区不太发育，根据沉积物类型不同，可分为沙坪、泥坪及混合坪3种沉积微相。沙坪沉积环境一般在水动力较强的条件下形成，能见到粒度较粗的砂岩和砂砾岩，分选中等，磨圆差，发育交错层理、变形层理；砂层厚度变化较大，2~16m不等，垂向上多为正粒序，部分储层试气效果也较理想。在水动力较弱的情况下，沉积物多以深色泥岩、泥炭层（煤）、粉砂及细砂为主，常见生物扰动现象，局部夹有深灰色泥质灰岩及石灰岩，多为泥坪和混合坪沉积微相。

2 储层地质特征

2.1 储层岩石学和物性特征

鄂尔多斯盆地东部本溪组砂岩类型以中粗粒石英砂岩为主，局部为岩屑石英砂岩和岩屑砂岩（图3）。岩石石英体积分数为68%~96%，平均为87.5%；长石含量较低，体积分数为0~6.0%，平均为2.0%，主要成分为钾长石和斜长石；岩屑体积分数为2.5%~24.5%，平均为7.8%。本文分别对研究区182块砂岩样品的物性和含气情况进行统

计，结果表明本溪组砂岩孔隙度为4%~10%，平均为7.1%；渗透率为0.1~10.0mD，平均渗透率为1.13mD（图4、图5），属低孔、低渗储层，局部有物性较好的砂岩储层。

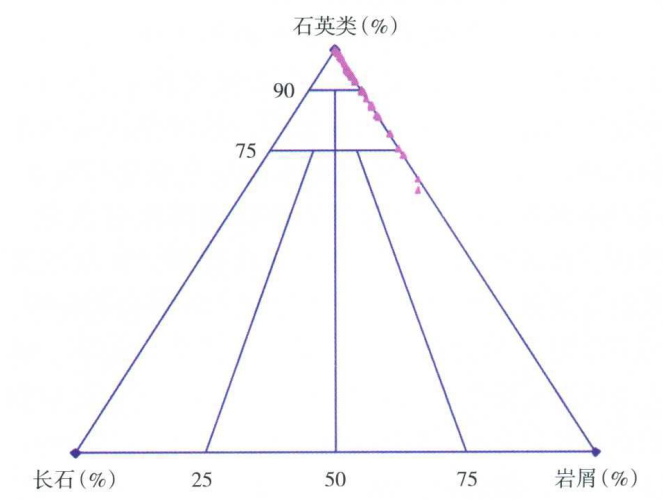


图3 鄂尔多斯盆地东部本溪组储层岩石学特征图

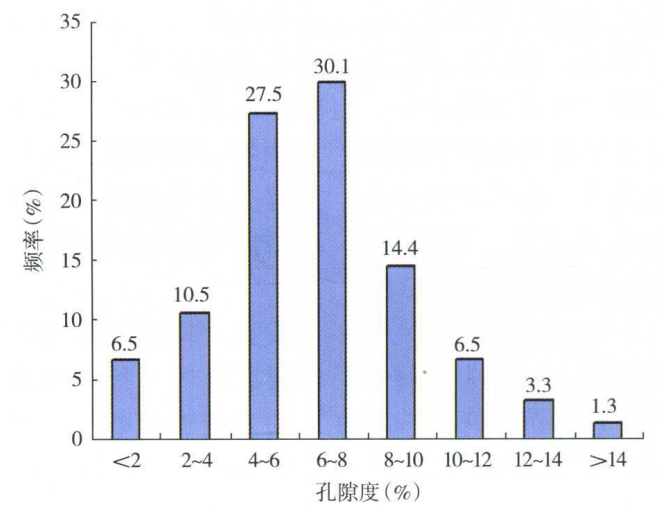


图4 鄂尔多斯盆地东部本溪组孔隙度分布图

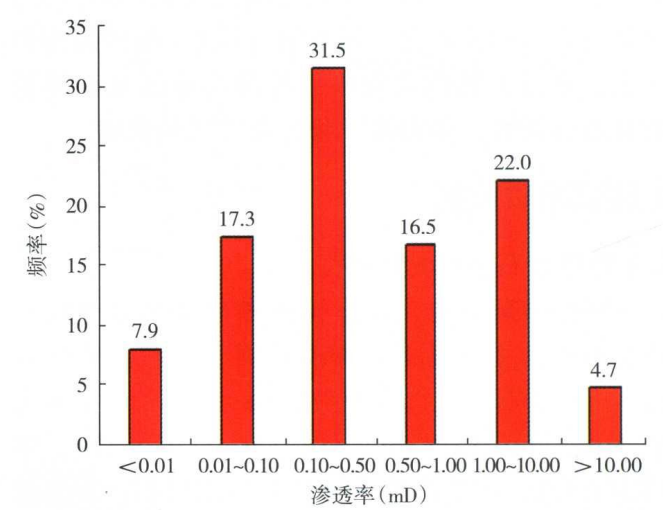


图5 鄂尔多斯盆地东部本溪组渗透率分布图

2.2 孔隙类型和孔隙结构

通过对该区常规物性、压汞及铸体薄片等分析化验资料统计，本溪组主要孔隙类型为粒间孔、溶孔、晶间孔、微裂缝和收缩孔等，其中以粒间孔、溶孔、晶间孔在储层中占主导地位（图6）。

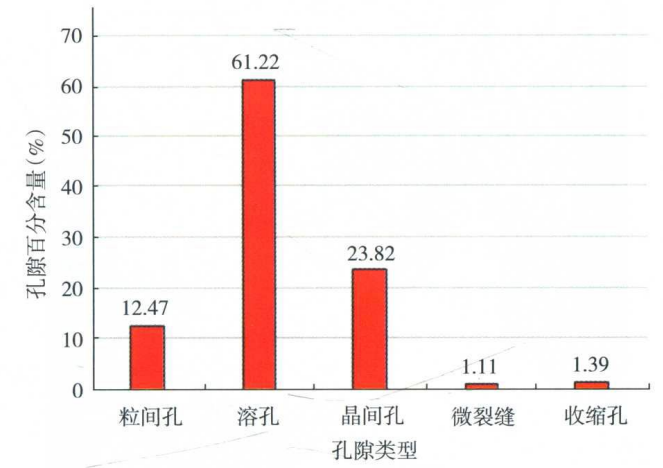


图6 鄂尔多斯盆地东部本溪组孔隙类型分布图

粒间孔主要是指原生残余粒间孔，即地层在经历过机械压实压溶、碳酸盐胶结、交代作用等致密化成岩过程中剩余的孔隙^[12]，研究区此类孔隙较为常见，以多边形或者三角形为主，形态相对规则。

溶蚀孔在该区的孔隙类型中占有重要地位，在成岩作用中，对储层的改造具有重要意义。此类孔隙是由可溶组分黏土杂基、凝灰质等溶解而形成。对于硅酸盐、硅质等溶解性相对较差的矿物，可能早期先被交代易溶矿物，而后被溶解形成次生溶蚀孔隙。岩石中可溶组分较多，可以是碎屑颗粒，也可以是自生矿物胶结物交代矿物，所以次生溶蚀孔隙在储层中普遍存在^[13]。研究区溶孔可分为粒间溶孔、岩屑溶孔、碳酸盐溶孔及杂基溶孔，其中以粒间溶孔和岩屑溶孔为主。

晶间孔也属于次生孔隙类型，是自生矿物晶体之间存在的微孔隙。研究区主要发育伊利石、绿泥石和高岭石3种自生矿物晶间孔隙，其中以高岭石晶间孔隙最可以提高储层的储集空间，是一种相当重要的孔隙类型。微裂缝是由岩石构造应力和收缩作用形成的微裂缝，虽然对储层的孔隙度影响较小，但是能起到很好的沟通作用，并且沿裂缝发育溶蚀孔隙。

3 储层分类

结合本文对研究区的沉积相、沉积微相、砂岩展布规律，以及砂岩类型、岩石粒度、孔隙组

合类型、物性参数、试气产量等方面的分布规律研究,将研究区本溪组储层划分为3种类型。

I类储层: 主要位于障壁沙坝、分流河道沉积微相中,储层岩性以石英砂岩为主,含少量岩屑石英砂岩,砂岩粒度粗,局部含砾,砂岩厚度为5~15m,含气层厚度为4~10m,孔隙组合类型为剩余原生粒间孔+次生溶孔+晶间孔+微裂隙+收缩孔,其中次生溶孔含量较高,压汞曲线平台较明显,进汞饱和度高,喉道较粗—中等,主要为中粗孔—中粗喉型,孔喉分选好,粗歪度—略粗歪度(图7),孔隙度大于7%,渗透率大于1mD。在已有的钻井资料中测井解释一般为气层和含气层,试气产量较高,试气效果较好,为研究区的优质储层,具有较大的勘探开发潜力。

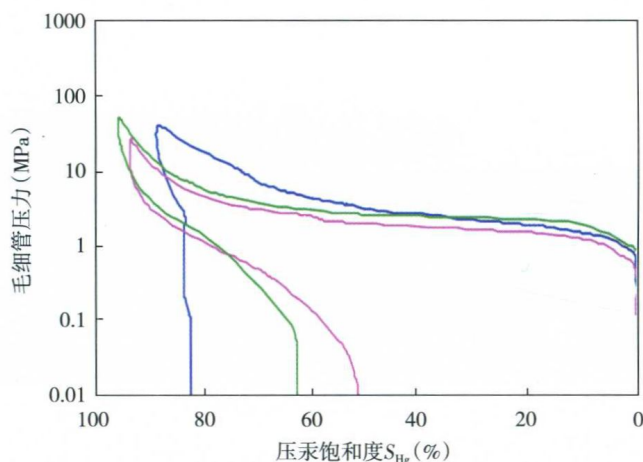


图7 鄂尔多斯盆地东部本溪组I类储层毛细管压力曲线分布

II类储层: 储层主要位于潮道、障壁沙坝、分流河道等沉积微相,储集岩性主要为岩屑石英砂岩和部分石英砂岩的组合,粒度中—粗,是I类储层的延续部分,主要分布在I类储层砂岩变薄的部分,砂岩厚度为3~12m,含气层厚度为2~8m,孔隙类型主要为次生溶孔+剩余原生粒间孔+晶间孔+微裂隙组合,次生溶孔含量较I类储层低,此类储层压汞曲线平台明显—略明显,进汞饱和度较高,岩石的喉道为中—粗,主要为中细孔—中细喉型,孔喉分选中等,略粗歪度—略细歪度(图8),孔隙度为4%~7%,渗透率为0.3~1.0mD,测井解释以含气层和气层为主。这类储层有时候含岩屑较多,软岩屑的可塑性较强,在构造作用所形成的微裂隙很容易被堵塞,导致储层非均质性较强。从已有钻井的试气资料来看,这类储层虽然试气结果没有I类储层理想,但也有可能成为进一步扩大储量的储备区域。

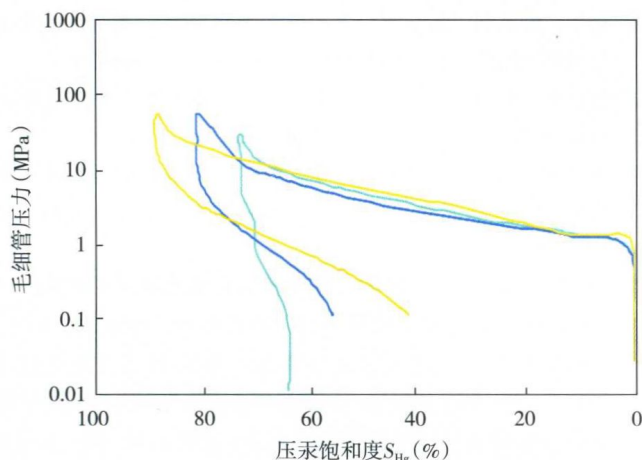


图8 鄂尔多斯盆地东部本溪组II类储层毛细管压力曲线分布图

III类储层: 除了上述两类储层以外的砂体,主要发育在潟湖、潮坪、三角洲分流间湾区及研究区分流河道、水下分流河道的边缘砂体减薄区,基本不含气或含气性较差,属于非有效储层,试气效果较差,为气显示井或者低产井,这类储层一般没有油气开发的价值。

4 结论

(1) 鄂尔多斯盆地本溪组东部发育浅水三角洲前缘沉积体系,发育以水下分流河道、河口沙坝等为主的砂体,近南北走向,分布稳定。南部以障壁沙坝—潟湖及潮坪沉积为主,障壁沙坝、潮坪中砂体发育,呈片状,不连续分布。水下分流河道和障壁岛沉积微相砂体厚度大,物性较好,是主要的天然气富集区。

(2) 研究区储层岩石类型以中—粗粒石英砂岩为主,少量的岩屑石英砂岩和岩屑砂岩,孔隙度为4%~10%,平均为7.1%;渗透率为0.1~10.0mD,平均为1.13mD,孔隙类型有粒间孔、溶孔、晶间孔、微裂缝和收缩孔等,以粒间孔、溶孔、晶间孔为主,属典型的低孔、低渗储层,局部有物性较好的砂岩储集体。

(3) 根据对砂岩沉积相、岩石学特征、孔隙类型、孔隙结构、物性特征等分析,本文将研究区的砂岩储层划分为3类:I类储层含气性较好,属于物性较好的“甜点式”优质储层,具有较大的勘探开发潜力;II类储层属于中上等储层,是下一步可勘探的备用区块;III类储层是除了上述两类储层以外的砂体,不含气或含气性较差,在油气田勘探开发领域上无开采利用价值。