

文章编号:1673-5005(2012)02-0001-07

鄂尔多斯盆地西峰地区长 7 段泥岩古压力恢复

刘震¹, 陈凯¹, 朱文奇¹, 胡晓丹², 郭彦如¹, 吴迅达¹

(1. 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石油东方地球物理公司 油藏地球物理研究中心, 河北 涿州 072751)

摘要:依据钻、测井资料,运用统计分析、埋藏史模拟以及地层压力恢复等方法对西峰地区长 7 段欠压实泥岩古压力进行恢复。结果表明:地层孔隙度同时受埋藏深度和埋藏时间的双重影响,埋藏时间对孔隙度的影响具有持续效应,地层抬升会导致深度效应的停止;欠压实泥岩总孔隙度可以认为是正常压实孔隙度和欠压孔隙度实增量之和,正常压实孔隙度演化是埋藏深度和埋藏时间的二元函数,而欠压实增量只受控于埋藏深度;长 7 段欠压实泥岩孔隙度增量与其埋深之间存在良好的指数关系,利用该指数关系再结合埋藏史可以恢复欠压实泥岩在成藏期的古孔隙度;西峰地区长 7 段烃源岩在成藏期普遍存在异常高压,压力系数为 1.3~1.65,说明其在成藏期具有很强的排烃动力,同时可以很好地解释西峰地区现今的油气分布特征。

关键词:欠压实泥岩;古孔隙度;古压力;长 7 段;西峰地区

中图分类号:TE 121.2 **文献标志码:**A **doi:**10.3969/j.issn.1673-5005.2012.02.001

Paleo-pressure restoration of Chang 7 shale in Xifeng area, Ordos Basin

LIU Zhen¹, CHEN Kai¹, ZHU Wen-qi¹, HU Xiao-dan², GUO Yan-ru¹, WU Xun-da¹

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Geophysical Technique Research Centre, BGP, CNPC, Zhuozhou 072751, China)

Abstract: Based on the data of drilling and logging, paleo-pressure of Chang 7 undercompacted shale in Xifeng area was restored by using statistic analysis, buried history simulation and formation pressure calculation. The results show that the formation porosity is always influenced by buried depth and geological time. The influence of geological time on porosity is working all the time in the whole buried process, but depth effect would cease during uplift. The total porosity of undercompacted shale can be considered to be a sum of normal compacted porosity and undercompacted porosity increment. The normal compacted part is influenced by buried depth and geological time, but the undercompacted porosity increment is controlled only by buried depth. There is a good exponential relationship between undercompacted porosity increment and buried depth of Chang 7 shale. Porosity of Chang 7 undercompacted shale during accumulation period could be easily figured out by employing this function in combination with formation buried history. Significant overpressure develops in Chang 7 undercompacted shale during accumulation period. The pressure coefficient mainly ranges from 1.3 to 1.65, which reflects a strong hydrocarbon expulsion power in the source rock during that time, meanwhile, it could well explain today's reservoir distribution in Xifeng area.

Key words: undercompacted shale; paleo-porosity; paleo-pressure; Chang 7 formation; Xifeng area

西峰地区上三叠统延长组长 7 段泥岩是该地区中生界油藏的重要源岩,其成藏期古压力对油气的初次运移起着至关重要的作用,而油气能够运移至下覆长 8 段储层成藏,说明长 7 段泥岩在成藏期必

然存在异常高压。泥岩异常高压作为油气运移主要动力^[1]的同时,也是泥岩欠压实形成的根本原因,尤其是在厚套泥岩当中,这种现象十分普遍^[2-3]。因此,在构造作用相对稳定的前提下^[4-5],透过欠压实

收稿日期:2011-08-19

基金项目:国家油气重大专项课题(2008ZX05001)

作者简介:刘震(1963-),男(汉族),陕西长安人,教授,博士,博士生导师,主要从事石油地质学和层序地层学基础研究和教学工作。

现象所反映出来的异常高压成为了西峰地区现今油气分布格局的主要控制因素之一。目前,泥岩的孔隙度可以直接反映泥岩的压力特征这一观点已被大多数人所接受,研究泥岩古压力的核心就是合理恢复当时的古孔隙度。对于地层古压力恢复的研究,前人曾做过大量工作。付广等^[6-7]曾提出过利用声波时差恢复欠压实泥岩古压力的方法,但“欠压实泥岩中的孔隙流体压力一旦突破泥岩破裂压力之后就恢复到正常压力状态”这一观点与鄂尔多斯盆地现今长7段泥岩仍然存在的显著欠压实^[8-9]现象不符,厚套泥岩在破裂之后孔隙度并未恢复到正常压实状态。Athy^[10]曾指出,在正常压实沉积层中碎屑岩岩层的孔隙度随深度增加呈指数减小,但是该方法只适用于正常压实过程,而且只考虑了深度对孔隙度的影响。为此刘震等^[11]提出同时考虑埋深和时间的“双元函数”模型,从原理上优化了碎屑岩古孔隙度恢复方法。因此,要恢复欠压实泥岩地层的古压力,建立科学合理的孔隙度演化模型尤为关键。研究表明^[6,15],泥岩在欠压实形成初期欠压实幅度相对较小,随着埋深增加,压实成岩作用增强,黏土矿物转化脱水^[12-13],伴随温度升高泥岩内部的有机质大量转化为油气,加之水热增压作用的贡献^[14],泥岩欠压实幅度不断增大,欠压实幅度越大,说明泥岩中存在的超压越显著。但是,泥岩欠压实幅度不是无限增大的,当欠压实泥岩孔隙流体压力增大到一定程度时泥岩便产生破裂^[15],孔隙流体得到释放使孔隙度和压力减小。西峰地区长8段储层紧邻长7段泥岩,当长7段泥岩产生破裂开始排烃时长8段储层便进入了主成藏期(120 Ma)。从成藏期到地层最大埋深的过程中,尽管随埋深的增大地层压力持续增加,但长7段泥岩不断排烃,聚集在欠压实泥岩中的超压持续释放,欠压实幅度稳定减小。因此,笔者依据上述分析,建立既符合地质统计规律又简单易行的“回归反推”欠压实泥岩古孔隙度恢复模型,并对西峰地区长7段泥岩古压力进行恢复。

1 研究区概况

西峰地区处于伊陕斜坡的西南部,构造形态为一由东向西倾伏的单斜,坡度较缓,包括庆城、白马、董志、板桥、固城、什社6个区(图1)。

西峰地区最大的油田——西峰油田以岩性油藏闻名,长8段油藏是长庆油田发现的大型岩性油藏,其最主要的储集层为水下分流河道和三角洲前缘砂体^[16]。在低孔特低渗背景下,长8段油藏的形成明

显受砂体厚度与储层物性的制约,长8段砂体的主体部位具有渗透率高、孔隙条件好、油气相对富集等基本规律。长8₁段油藏分布面积最大,长8₂段油藏面积相对要小很多,长8₁段油藏在横向上由东北向西南沿主体砂带连续展布(图1),在纵向上叠合连片。油藏整体上表现为东高西低,油藏主体油层较厚,向两侧逐渐减薄。同时,在西峰地区长6、长4+5也具有相当的产能潜力。

西峰地区长7段泥岩有机质含量高,包含大量腐泥型和腐殖-腐泥型干酪根^[17],成熟度中—高,成为了区域优质烃源岩,为延长组各段储层提供了丰富的油气。同时由于其厚度大,分布范围广,欠压实强烈,泥岩排替压力高而成为了长8段储层的有效盖层。



图1 西峰地区位置及沉积相

Fig.1 Location and sedimentary facies of Xifeng area

2 长7段泥岩古孔隙度恢复

泥岩地层孔隙流体压力在地层沉积压实过程中随岩石孔隙度的变化而变化。随着埋深的加大,压实程度不断增大,地层厚度主要通过孔隙体积的减小而减小,当厚套泥岩地层出现流体排出不畅时,便产生欠压实,使得孔隙流体承担了部分上覆地层压力,从而产生异常高压。因此,泥岩地层古压力恢复的关键是古孔隙度的恢复。

2.1 欠压实泥岩孔隙度计算模型的建立

研究发现现今西峰地区延长组泥岩普遍发育欠压实,其中长7段泥岩欠压实最为显著,所以泥岩古孔隙度的恢复不能单一靠恢复泥岩古埋深代入孔隙度-深度关系式来实现。通过研究西峰地区各单井泥岩孔隙剖面发现,在纵向上可以将孔隙度剖面分为两段:上部的正常压实段和下部的欠压实段。对于正常压实段,可以认为其孔隙度是在深度和时间共同作用下正常演化而来;对于欠压实段,可以认为

其孔隙度是正常压实趋势下的孔隙度加上由欠压实作用而形成的孔隙度增量(图2),即

$$\varphi = \varphi_v + \Delta\varphi. \quad (1)$$

其中, φ 为长7段欠压实泥岩总孔隙度; φ_v 为长7段泥岩正常压实下的孔隙度; $\Delta\varphi$ 为长7段欠压实泥岩孔隙度增量。因此,分别求出正常压实趋势下的孔隙度值和孔隙度增量可以得到欠压实段的总孔隙度。

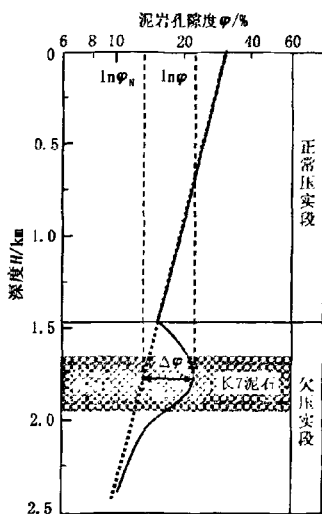


图2 长7段欠压实泥岩孔隙度计算模型

Fig. 2 Computational model for porosity in undercompacted shale of Chang 7 formation

2.2 泥岩正常压实趋势下的孔隙度计算

从埋藏史图(图3)可以看出,西峰地区长7段泥岩地层从晚三叠纪沉积后经历了较长的埋藏时

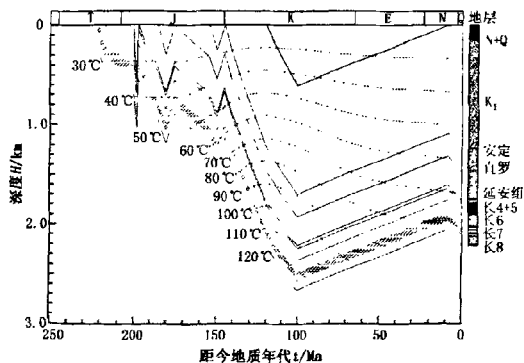


图3 长7泥岩地层埋藏史

Fig. 3 Burial history of Chang 7 shale formation

间,所以时间因素对其正常压实孔隙度影响较大,而且在100 Ma以后,盆地整体发生了大规模抬升,现今长7段泥岩地层较之最大埋深期的深度抬升了近500 m,如果只考虑现今的孔隙度和深度之间的关系

显然不妥,现今的埋深已经不能表明深度效应对长7地层孔隙度的影响,只有同时考虑深度和埋藏时间效应才能客观反映长7泥岩孔隙度的演化。因此,研究采用“双元函数”来恢复长7段泥岩正常压实下的古孔隙度。

要研究正常压实趋势下的泥岩孔隙度,必须选取欠压实不发育的泥岩剖面作为研究对象。研究表明,西峰地区1.6 km以下泥岩欠压实现象比较明显,本次用于双元函数拟合的数据点均来自1.6 km以上的正常压实段泥岩地层。考虑到剥蚀因素的存在,对采样点都进行了剥蚀量补偿和年代校正。首先选取研究区内测井、岩心资料比较全的11口井作为采样井,在1.6 km以上的地层中共统计了112个点处纯泥岩地层的孔隙度、埋深和年代,然后作双元回归分析,最后得到的长7段泥岩孔隙度与深度、时间的双元函数为

$$\varphi_v = 55e^{-0.00059328H - 0.00067612T - 0.0000005152HT}. \quad (2)$$

式中, H 为计算点的深度,m; T 为计算点经历的埋藏时间, Ma。

为了进一步检验双元函数的可靠性,用双元函数计算出的泥岩孔隙度与声波测井解释的泥岩孔隙度进行线性拟合(图4)。可以看出,双元函数计算出的孔隙度与声波孔隙度基本一致,相关性非常高,说明拟合的双元函数可信。

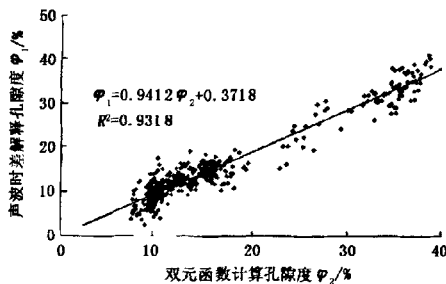


图4 双元函数计算孔隙度与声波时差解释孔隙度交汇图

Fig. 4 Cross-plot of calculated porosity and interpreted porosity

利用古埋深恢复方法^[18],恢复成藏期(120 Ma)和最大埋深期(100 Ma)的古埋深,由双元函数分别求取成藏期和最大埋深期长7段泥岩正常压实趋势下的古孔隙度。要得到成藏期长7段欠压实泥岩孔隙度 $\varphi_{T=120}$,关键是推算长7段欠压实泥岩在成藏期的孔隙度增量 $\Delta\varphi_{T=120}$ 。

2.3 欠压实泥岩孔隙度增量计算

埋藏史研究表明(图3),西峰地区长7段泥岩从

主成藏期(120 Ma)到地层最大埋深时期(100 Ma)是持续沉降的过程。在这个过程中烃源岩不断排烃,地层超压通过排烃不断释放,欠压实幅度随深度增加不断减小。因此,用最大埋深期泥岩欠压实幅度来恢复成藏期欠压实幅度,可以避免沉降不均衡、剥蚀量差异等多种后期地质因素对恢复结果的影响。

长 7 段泥岩从初始沉积到最大埋深期这一过程中,其孔隙度受埋深和时间两者的持续影响而不断降低。在最大埋深期之后地层开始持续抬升,虽然在新近纪中后期长 7 段地层再次发生沉降,但埋深始终没有超过最大埋深,所以从最大埋深期到现今,深度效应不再起作用,孔隙度只随埋藏时间缓慢减小。要得到最大埋深期的孔隙度增量 $\Delta\varphi_{T=100}$, 必须计算出最大埋深期的总孔隙度 $\varphi_{T=100}$ 和最大埋深期正常压实孔隙度 $\varphi_{N,T=100}$, 而总孔隙度就等于现今总孔隙度 $\varphi_{T=0}$ 加上后期抬升过程中由时间效应引起的孔隙度减小量 $\Delta\varphi_{\Delta T=100}$ 。其数学推导过程如下:

最大埋深期的总孔隙度为 $\varphi_{T=100} = \varphi_{T=0} + \Delta\varphi_{\Delta T=100}$, 最大埋深期至现今时间效应下的孔隙度减小量为 $\Delta\varphi_{\Delta T=100} = \varphi_{N,T=100} - \varphi_{N,T=Total, H=max}$, 则最大埋深期孔隙度增量为

$$\Delta\varphi_{T=100} = \varphi_{T=100} - \varphi_{N,T=100} = \varphi_{T=0} + \Delta\varphi_{\Delta T=100} - \varphi_{N,T=100} = \varphi_{T=0} + \varphi_{N,T=100} - \varphi_{N,T=Total, Z=max} - \varphi_{N,T=100} = \varphi_{T=0} - \varphi_{N,T=Total, H=max}$$

式中, $\varphi_{N,T=Total, Z=max}$ 为深度效应作用到最大埋深期而时间效应一直作用到现今的正常压实孔隙度。

由以上推导可以看出,只要计算出 $\varphi_{N,T=Total, H=max}$, 再结合现今泥岩孔隙度就可以计算出最大埋深期的孔隙度增量。而 $\varphi_{N,T=Total, H=max}$ 的计算需要将最大埋深和埋藏总时间代入式(2)得到。计算西峰地区 33 口井(表 1, 只列出部分井数据)最大埋深期长 7 段欠压实泥岩孔隙度增量, 并与其对应的古埋深进行拟合(图 5), 得到西峰地区长 7 段欠压实泥岩在最大埋深期的孔隙度增量与深度之间的数学关系为

$$\Delta\varphi_{T=100} = 41.16 \exp(-0.0004H_{T=100}). \quad (3)$$

式中, $\Delta\varphi_{T=100}$ 为最大埋深期长 7 段欠压实泥岩孔隙度增量; $H_{T=100}$ 为长 7 段泥岩欠压实最高幅对应古埋深。

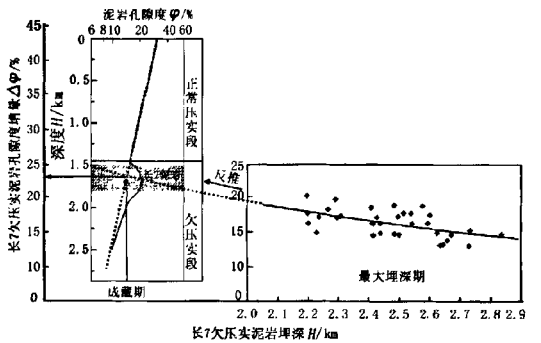


图 5 西峰地区成藏期长 7 段欠压实泥岩孔隙度增量计算原理

Fig.5 Calculating principle of porosity increment of Chang 7 undercompacted shale during accumulation period

表 1 西峰地区长 7 段欠压实泥岩孔隙度增量与埋深统计

Table 1 Statistic table of porosity increments and burial depth of Chang 7 undercompacted shale in Xifeng area

井名	$H_{T=0}/\text{km}$	$T_{\text{埋藏}}/\text{Ma}$	$H_{T=100}/\text{km}$	$\varphi_{T=0}/\%$	$\varphi_{N,T=Total, Z=max}/\%$	$\Delta\varphi_{\Delta T=100}/\%$
白 234	2.271 88	221.51	2.728 09	22.35	6.87	15.48
固 10	1.563 35	222.43	2.232 71	27.13	9.74	17.39
葫 90	1.293 00	221.88	2.408 75	25.05	8.61	16.44
里 69	2.331 10	222.73	2.665 84	22.05	7.17	14.89
岭 78	1.852 25	222.58	2.479 38	23.16	8.18	14.99
木 16	2.188 50	222.69	2.618 53	22.54	7.41	15.13
宁 10	1.652 85	222.44	2.301 76	26.82	9.28	17.54
剖 23	1.642 64	221.48	2.492 56	22.98	8.12	14.86
西 17	2.109 10	222.17	2.569 33	26.68	7.68	18.99
镇 12	2.089 50	222.37	2.508 58	26.02	8.01	18.01
镇探 1	2.057 80	221.46	2.476 91	27.30	8.21	19.09
庄 10	1.803 60	220.26	2.628 60	20.81	7.39	13.42

将各井长 7 段泥岩欠压实最高幅对应深度再恢复至成藏期的古埋深,利用式(3)计算出成藏期长 7 段欠压实泥岩孔隙度增量 $\Delta\varphi_{T=120}$;通过式(2)计算长 7 段泥岩在成藏期的正常压实孔隙度 $\varphi_{N,T=120}$;将 $\varphi_{N,T=120}$ 和 $\Delta\varphi_{T=120}$ 带入式(1),便得到成藏期长 7 段

泥岩欠压实总孔隙度 $\varphi_{T=120}$ 。

在以上计算的基础上得到西峰地区成藏期的孔隙度平面分布(图 6)。由图 6 可以看出,在成藏期由于欠压实作用强烈,导致孔隙度普遍偏高,一般为 22%~31%,孔隙度平面分布整体呈现南高北低的

特点,而且在西峰油田的东西两侧分别发育一个相对的低孔区,西峰油田恰好与相对的高孔带相叠合。

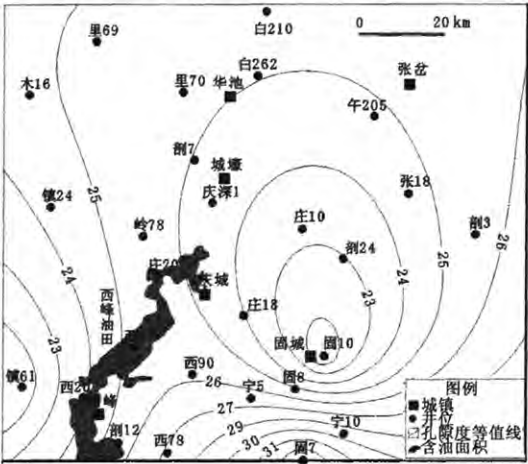


图6 西峰地区成藏期(120 Ma)长7段欠压实泥岩孔隙度平面分布

Fig.6 Porosity distribution of Chang 7 undercompacted shale during accumulation period (120 Ma) in Xifeng area

3 长7段泥岩古压力恢复

在求取地层古压力时,需要确定地质历史过程中与地层流体压力相关的参数。由于地层孔隙度与地层在地质历史时期所受的最大有效应力密切相关,地层压力等于其上覆地层压力与其有效应力的差值。

在孔隙度已知的情况下,一般采用 Phillippone 公式来计算地层压力,为避免原公式极端假设带来的较大误差,采用改进的 Phillippone 公式^[19]来求取地层的古流体压力。另外,从时间平均方程可以看出,地层孔隙度直接影响地层的速度,可以利用地层古孔隙度和研究区内某地层岩石骨架速度值来求取该地层在地史时期的速度值。

p_f = (ln v_m - ln v_{int}) / (ln v_m - ln v_f) * p_{ov} \tag{4}

式中, p_f 为地层压力, MPa; p_{ov} 为上覆负荷压力, MPa; v_{int} 为层速度, m/s; v_m 为岩石骨架速度, m/s; v_f 为孔隙流体速度, m/s。 v_f 和 v_m 均可由测井声波时差数据求得,它们相对于 v_{int} 的变化比较小,可以视为常数。对于地史时期地层的速度值 v_{int} ,可由时间平均方程求得,即

\frac{1}{v_{int}} = \frac{1-\phi}{v_m} + \frac{\phi}{v_f} \tag{5}

式中, ϕ 为地层孔隙度, %。西峰地区长7段地层平均泥岩骨架速度为 5.128 km/s, 流体速度为 1.462 km/s。上覆地层压力的公式为

p_{ov} = \int_0^H \rho(h) g dh. \tag{6}

式中, h 为深度, m。

上覆岩层密度是地层埋深的函数,对于不同的地区由于沉积地层的岩性、地层流体饱和度和流体性质存在很大的差异,不能简单地用平均值来代替。针对特定地区建立相应的密度-深度关系才能最大程度保证上覆地层压力计算合理。在分析西峰地区大量井的密度曲线的基础上,统计出不同地层的平均密度(表2),然后拟合得到密度和深度的关系(图7)为

\rho(h) = -6 \times 10^{-11} h^3 + 3 \times 10^{-7} h^2 - 2 \times 10^{-4} h + 1.9443, R^2 = 0.9786. \tag{7}

表2 西峰地区地层岩石平均密度

Table 2 Average rock density in Xifeng area

层位	深度 h/ km	平均密 度 ρ / ($g \cdot cm^{-3}$)	层位	深度 h/ km	平均密 度 ρ / ($g \cdot cm^{-3}$)
第四系	0.105 531	1.924	延9	1.765 336	2.378
罗汉洞组	0.299 906	1.899	延10	1.806 153	2.395
环河	0.574 645	2.014	长4+5	1.857 446	2.431
华池	0.872 096	2.048	长6	1.934 587	2.441
洛河宜君	1.110 584	2.015	长7	2.034 021	2.451
安定组	1.390 842	2.141	长8	2.131 094	2.523
直罗组	1.624 090	2.310	长9	2.246 457	2.559
延6-8	1.724 530	2.325	长10	2.361 299	2.606

将地层密度演化函数代入上覆地层压力计算公式可以计算出上覆地层压力,将其与确定的其他参数一起代入公式(4)即可求出地层流体压力。

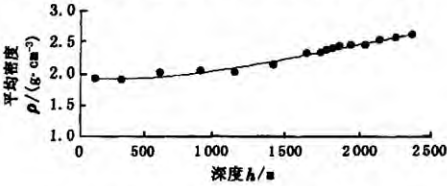


图7 西峰地区地层岩石密度与深度关系

Fig.7 Relationship between rock density and depth in Xifeng area

恢复结果表明,由于欠压实作用强烈,导致西峰地区长7段泥岩在成藏期存在异常高压,压力为 28 ~ 42 MPa,压力系数一般为 1.3 ~ 1.64。压力系数分布呈现东南低西北高的特点,在西峰油田的东西两侧分别发育两个低压区,现今已探明的油藏主要位于古压力系数较大区域(图8)。现今油藏分布特

征很好地说明了在成藏期长7段泥岩生成的油气由于受其内部高压的驱动,首先向下运移进入与之紧邻的长8段有利储层成藏,形成长8段大型岩性油藏,而在压力系数相对较低的地区,即使砂体发育,目前也未有大的发现。由于在成藏期(早白垩世末),研究区北部的长8段储层处于古构造的低部位^[20],为相对的高势区,所以至今尚未发现大的油气藏。因此,西峰油田延长组长7段泥岩古动力是长8储层油气成藏的一个主要控制因素,这对今后的勘探方向具有十分重要的指导意义。

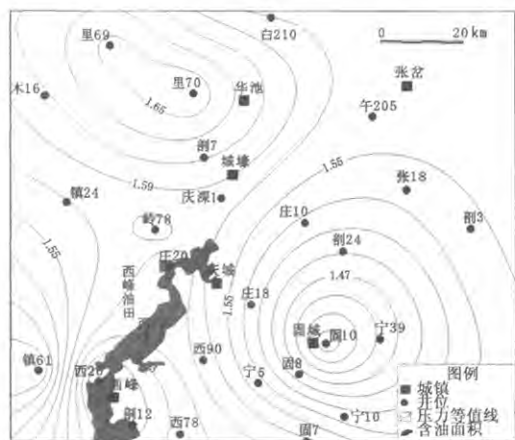


图8 西峰地区成藏期(120 Ma)长7段欠压实泥岩压力系数平面分布

Fig.8 Pressure coefficient distribution of Chang 7 undercompacted shale during accumulation period (120 Ma) in Xifeng area

4 结论

(1) 泥岩孔隙度是埋深和埋藏时间的双元函数,泥岩地层在抬升过程中深度效应不再作用,只有当埋深再次超过之前最大埋深时才再次作用;埋藏时间对孔隙度的影响具有持续效应。

(2) 基于泥岩排烃释压机理提出“回归反推”欠压实泥岩古孔隙度恢复方法,该方法为:在恢复泥岩地层古埋深的基础上,通过大量统计建立最大埋深期欠压实泥岩孔隙度增量和其对应深度的数学关系,并运用该关系反推出泥岩地层在成藏期的孔隙度增量,最后结合双元函数计算出的正常压实孔隙度恢复欠压实泥岩在成藏期的总古孔隙度,并通过古孔隙度换算出泥岩地层古压力。

(3) 西峰地区长7段泥岩地层在成藏期孔隙度普遍偏高,一般为22%~31%;长7段欠压实泥岩

在成藏期发育异常高压,地层压力系数一般为1.3~1.65,较强的超压表明在成藏期长7段泥岩具有很强的排烃动力。

参考文献:

- [1] 李明诚. 石油与天然气运移[M]. 第2版. 北京:石油工业出版社,1994.
- [2] 吕延防,付广,高大岭,等. 油气藏封盖研究[M]. 北京:石油工业出版社,1996.
- [3] 张卫海,查明,曲江秀. 准噶尔盆地南缘古近系新近系异常高压系统与油气成藏机理[J]. 石油大学学报:自然科学版,2004,28(1):10-12.
- [4] 高山林,韩庆军,杨华,等. 鄂尔多斯盆地燕山运动及其与油气关系[J]. 长春科技大学学报,2000,30(4):353-359.
- [5] 高先志,廖鲁海,王立武. 鄂尔多斯盆地中东部地区上古生界天然气储藏系统形成特征[J]. 石油大学学报:自然科学版,1997,21(6):4-12.
- [6] 付广,张发强. 利用声波时差资料研究欠压实泥岩盖层古压力封闭能力的方法[J]. 石油地球物理勘探. 1998,33(6):812-818.
- [7] 付广,吕延防,杨勉. 欠压实泥岩异常孔隙流体压力的定量研究[J]. 新疆石油地质,2002,23(4):295-298.
- [8] 陈荷立,刘勇,宋国初,等. 陕甘宁盆地延长组地下流体压力分布及油气运聚条件分析[J]. 石油学报,

- 1990,11(4):8-15.
- CHEN He-li, LIU Yong, SONG Guo-chu, et al. An analysis of the distribution of subsurface fluid pressure and its relation to the petroleum migration and accumulation in Yanchang group, Shanxi-Gansu-Ningxia Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1990,11(4):8-15.
- [9] 刘勇,雷天成,孙冬胜,等. 陕北斜坡延长组泥岩压实特征[J]. 西安石油学院学报,1996,11(2):42-45.
- LIU Yong, LEI Tian-cheng, SUN Dong-sheng, et al. The features of mudstone compaction in Yanchang FM of North Shanxi[J]. *Journal of Xi'an Petroleum Institute*, 1996, 11(2):42-45.
- [10] LAWRENCE Ferdinand Athy. Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks[J]. *AAPG Bulletin*, 1930,14:1-24.
- [11] 刘震,邵新军,金博,等. 压实过程中埋深和时间对碎屑岩孔隙度演化的共同影响[J]. 现代地质, 2007, 21(1):125-132.
- LIU Zhen, SHAO Xin-jun, JIN Bo, et al. Co-effect of depth and burial time on the evolution of porosity for classic rocks during compaction[J]. *Geoscience*, 2007, 21(1):125-132.
- [12] 张启明,董伟良. 中国含油气盆地中的超压体系[J]. 石油学报,2000,21(6):1-11.
- ZHANG Qi-ming, DONG Wei-liang. Overpressure system of hydrocarbon-bearing basins in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2000,21(6):1-11.
- [13] BRUCE C H. Smectite dehydration; its relation to structural development and hydrocarbon accumulation in northern Gulf of Mexico Basin[J]. *AAPG Bulletin*, 1984,68:673-683.
- [14] BARKER C. Aquathermal pressuring-role of temperature in development of abnormal pressure zone[J]. *AAPG Bulletin*, 1972,56:2086-2071.
- [15] 郝芳,董伟良. 沉积盆地超压系统演化、流体流动与成藏机理[J]. 地球科学进展,2001,16(1):79-86.
- HAO Fang, DONG Wei-liang. Evolution of fluid flow and petroleum accumulation in overpressure systems in sedimentary basins[J]. *Advance in Earth Sciences*, 2001,16(1):79-86.
- [16] 付金华,郭正权,邓秀芹. 鄂尔多斯盆地西南地区上三叠统延长组沉积相及石油地质意义[J]. 古地理学报,2005,7(1):34-44.
- FU Jin-hua, GUO Zheng-quan, DENG Xiu-qin. Sedimentary facies of the Yanchang formation of upper Triassic and petroleum geological implication in southwestern Ordos Basin[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2005,7(1):34-44.
- [17] 吉利明,吴涛,李林涛. 鄂尔多斯盆地西峰地区延长组烃源岩干酪根地球化学特征[J]. 石油勘探与开发,2007,34(4):424-428.
- Ji Li-ming, WU Tao, LI Lin-tao. Geochemical characteristics of kerogen in Yanchang formation source rocks, Xifeng area, Ordos Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007,34(4):424-428.
- [18] 邵新军,刘震,崔文富. 沉积盆地地层古埋深的恢复[J]. 石油勘探与开发,1999,26(3):33-35.
- SHAO Xin-jun, LIU Zhen, CUI Wen-fu. Restoration of the paleoburial depth of strata in deposition Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1999,26(3):33-35.
- [19] 刘震,张万选,张厚福,等. 辽西凹陷北洼下第三系异常地层压力分析[J]. 石油学报,1993,14(1):14-23.
- LIU Zhen, ZHANG Wan-xuan, ZHANG Hou-fu, et al. An analysis of abnormal formation pressure of paleogene in the North sag of Liaoxi depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1993,14(1):14-23.
- [20] 陈占坤. 鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组长8段古输导格架恢复及油气运聚动力学分析[D]. 北京:中国科学院地质与地球物理研究所,2006.
- CHEN Zhan-kun. Restoration of paleo-translocation framework and dynamics analysis of petroleum migration and accumulation of Chang 8 of YanChang formation (Triassic) in LongDong area, Ordos Bain[D]. Beijing: Institute of Geology an Geophysics Chinese Academy of Sciences,2006.

(编辑 徐会永)