

柴西北地区油泉子油田浅层油藏异常低压形成机制

喻廷旭¹, 汤达祯¹, 许浩¹, 汪雷¹, 王凯²

(1.中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083; 2.中国石油青海油田分公司,甘肃 敦煌 736202)

摘要:柴西北地区油泉子油田浅层油藏具有明显的异常低压特征,基于其压力分布特征,从地层流体性质、封闭机制、沉积特征、构造演化等方面深入剖析异常低压形成的主控因素,查明浅层低压油藏封闭条件和形成机制及其压力演化与成藏耦合关系。结果表明,油泉子油田浅层CaCl₂型地层水、高矿化度、低变质系数、轻质低粘度原油物性共同反映出研究区浅层油藏具有良好的封闭条件,湖盆咸化沉积的塑性较高的含膏质泥岩以及物性渐变带、沥青封堵作用为浅层低压系统垂向和侧向封闭提供重要保障。运用EASY%R法和地层对比法对研究区喜马拉雅运动晚期构造抬升剥蚀厚度恢复结果表明,其剥蚀厚度达2 700 m,剥蚀作用导致储层孔隙反弹增大和流体降温收缩,从而使得油藏压力降低,经计算其压力分别降低了14.1和7.4 MPa。油泉子油田浅层油藏异常低压的形成是沉积配置、构造演化及油气成藏等多种地质因素综合作用的结果。

关键词:异常低压 形成机制 构造抬升 孔隙反弹 油泉子油田

中图分类号:TE112.31

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2014)05-0032-04

柴达木盆地西部北区(简称柴西北地区)主要包括咸水泉、南翼山、小梁山和油泉子等几个构造,自20世纪50年代以来,经过长期的勘探和开发,柴西北地区约有各种钻井1 300口,在中浅层油藏生产取得了很好的经济效益。但浅层的多个油藏在开发中存在自然产能低、井漏频发、钻井液漏失量大、地层压力系数偏低特征,给实际的开发工作带来一定的困难。目前,有关研究区内浅层油藏地质特征的研究较多^[1-5],但在其异常低压形成机制方面鲜有研究。中外学者围绕异常低压成因机制开展了大量研究,分析了不同地区不同地质条件下异常低压形成的控制因素,认为构造抬升、地层温度降低、溶蚀增孔和潜水面降低等是形成异常低压的主要原因^[6-10]。笔者基于前人研究成果,选取油泉子油田浅层油藏进行详细解剖,研究以油气成藏为核心的盆地演化过程中各种地质因素对异常低压演化的控制作用,明确异常低压体系的形成演化机制及其与油气成藏过程之间的耦合关系,以期柴西北地区浅层油藏的勘探开发提供指导。

1 区域地质概况

油泉子油田位于柴达木盆地西北部,处于盆地

西部茫崖凹陷亚区。构造长轴方向为110°(NWW),面积为1 000 km²。构造南北两翼均被相向而倾的逆断层切割,呈“两断夹一隆”的构造格局,东北翼地层倾角大于40°,西南翼地层倾角为5°~10°,为东北翼陡、西南翼缓、顶部宽平的半箱状背斜。

研究区主要是以碳酸盐岩沉积为主的内陆咸水、半咸水湖泊混合沉积,岩性以灰色、灰黄色泥岩、灰质泥岩、钙质泥岩为主。储层有孔隙性砂岩和裂缝性泥岩、泥灰岩2种类型,储集空间包括次生粒间孔、铸模孔、溶洞和各种类型的裂缝。储层非均质性强,孔隙度和渗透率差别较大,孔隙度最大值为34.7%,最小值为0.1%,平均值为6.4%;渗透率最大值为458×10⁻³ μm²,最小值小于0.01×10⁻³ μm²,平均值为0.918×10⁻³ μm²。储层岩石排驱压力高,为5.106 4~24.828 MPa,平均为10.798 MPa。油泉子油田储层结构较差,显示出低—特低渗透、小—微孔、微喉型的特点,绝大多数属于非常规致密储层。

2 压力分布特征

据油泉子油田浅层28口井共32个实测地层压力数据统计结果可知,地层压力系数小于0.70的占12.5%,地层压力系数为0.70~0.90的占62.5%,地

收稿日期:2014-07-16。

作者简介:喻廷旭,男,在读硕士研究生,从事油气储层地质与评价方面的研究。联系电话:15652650640, E-mail: yutingxu_525@126.com。
基金项目:国家自然科学基金青年项目“三塘湖盆地侏罗系低压油藏形成机制研究”(40802027),中国石油股份公司风险创新基金项目“柴西北中浅层低压油藏形成机制研究”(0706d01040102)。

层压力系数为0.90~1.10的占25.0%;地层压力系数为0.65~1.05,平均为0.86(图1)。浅层油藏地层压力为1.24~15.44 MPa,平均为5.29 MPa;地层压力梯度为0.74~1.16 MPa/100 m,平均为0.92 MPa/100 m。地层压力主要以超低压和异常低压为主,包含部分常压。纵向上地层压力与埋深关系密切,随埋深的增加地层压力逐渐增大,线性关系较为明显,但是地层压力系数和地层压力梯度与埋深关系不明显。对于不同类型的产层,油层的地层压力一般都较大,油水层次之,水层最小,说明油气充注强度对地层压力具有一定的影响。

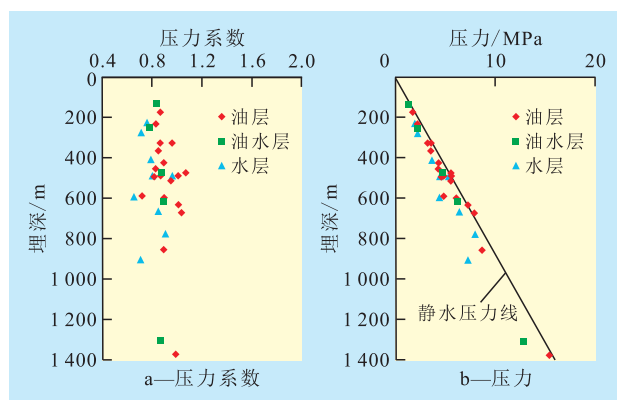


图1 油泉子油田地层压力与埋深的关系

3 异常低压形成机制及演化

3.1 封闭机制

按苏林的分类^[11],油泉子油田浅层油藏地层水基本为CaCl₂型,表明大部分地区地层水处于停滞状态,地层封闭条件较好。地层水矿化度总体偏高,总矿化度为104.277~310.348 g/L,平均为231.968 g/L,受表层大气淡水影响较小。地层水变质系数相对于矿化度及水型更具继承性,能真实反映地层水的运移、变化及赋存状态。一般认为,地层水封闭越好,其变质系数越小,越有利于油气保存^[12]。研究区浅层地层水变质系数为0.432~0.645,平均为0.523,小于0.87,基本上为封存水。原油的性质与油气藏保存条件存在一定关系,因此可利用原油性质推测油气藏的保存条件。油泉子油田浅层原油长期受地层环境的影响,不断遭受细菌的分解和氧化作用以及地层水的冲刷作用,致使重组分增多;地面原油密度为0.811 4~0.877 7 g/cm³,平均为0.835 g/cm³,地面原油粘度为4.67~9.35 mPa·s,平均为7.86 mPa·s,属于轻质低粘度原油,说明其受氧化等破坏作用较弱。综合地层水和原油特征可知,研究区浅层油藏具有良好的封闭条件,有利于异常

低压流体系统的保存。

油泉子地区在渐新统下干柴沟组(E₃²)—上新统上油砂山组(N₂²)沉积时期处于湖泊相,下干柴沟组沉积时期开始柴西大型湖泊形成并逐渐扩大,下干柴沟组沉积了大套泥质岩,其对周围两侧侧向运移来的油气形成了封盖作用,为良好的区域盖层;到狮子沟组沉积时期,湖水浓缩,盐度提高,达到碳酸盐—硫酸盐沉积阶段,沉积了厚层泥岩、钙质泥灰岩夹盐岩及石膏层,其中脆性较高的灰岩及泥灰岩形成裂缝型储层,塑性较高的膏质泥岩及泥岩常形成盖层,研究区浅层油藏垂向封闭性较好。

油泉子油田浅层油藏储层物性普遍较差,储集体内和储集体间连通性不好,储层质量受裂缝发育程度控制明显。曹海防等通过对南翼山裂缝油气藏的研究,认为该区裂缝包括构造裂缝、成岩裂缝和孔隙流体异常压力裂缝,其中构造裂缝占主导,断裂带及背斜轴部控制了裂缝的总体分布^[13]。由于岩性对裂缝形成有一定的控制作用,导致纵向上裂缝型储层及油藏主要分布在碳酸盐岩较发育的层段。应力场和岩性对裂缝发育程度的控制必然导致裂缝发育程度的差异,进而影响储层的非均质性,储层物性渐变带和相变带为浅层油藏侧向封闭提供了重要条件(图2)。

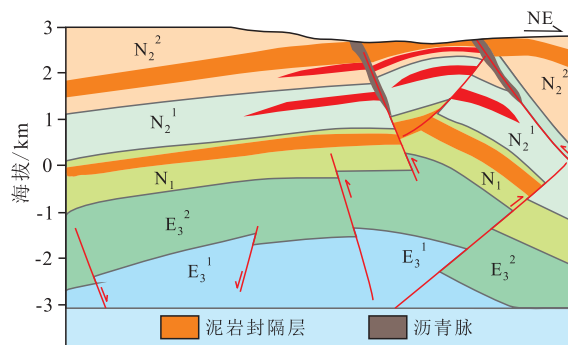


图2 油泉子油田浅层油藏封闭机制模式

油泉子油田受断层破坏严重,地表沥青显示分布广泛,其分布主要受断裂控制,多呈脉状,充填在裂缝和层理之中,沿背斜轴部断裂带几乎充满了黑色沥青与石蜡的混合脉体^[14]。只要有足够数量的油气和足够的逸散时间,断裂带终将被氧化的沥青封堵,油气藏只是部分被破坏而保存至今。柴达木盆地冷湖四号、五号油田都是由于沥青封闭作用而被保存下来的^[15],沥青封堵作用为油泉子油田浅层低压油藏侧向封闭性提供了重要保障(图2)。

3.2 异常低压成因分析

异常低压形成的根本原因是孔隙流体的供排不平衡^[16]。当孔隙相对减少而流体不能及时排出

时,孔隙压力会增大产生异常高压;当孔隙相对增大而流体不能及时流入补给时,孔隙压力就会减小而产生异常低压。由地层水和原油物性可以看出油泉子油田浅层油藏保存条件良好,因此构造抬升造成的孔隙反弹和温度降低是其低压的主要成因。

柴达木盆地构造运动十分频繁,尤其是上新世末的喜马拉雅运动晚期。强烈的构造运动导致油泉子隆起遭受剥蚀,运用地层对比法对油泉子油田地层剥蚀厚度进行恢复,结果表明其古近系—新近系剥蚀厚度约为2 000 m,第四系七个泉组在剥蚀微弱地区现今保存厚度为600~700 m,因此油泉子油田地层剥蚀厚度至少为2 600~2 700 m。此外,运用EASY% R_o 法对油6井剥蚀厚度进行恢复,当剥蚀厚度为2 800 m时理论计算的 R_o 值与实测值拟合较好,综合地层对比法和EASY% R_o 法计算结果可知油泉子油田剥蚀厚度约为2 700 m(图3)。邱楠生等利用磷灰石裂变径迹和镜质组反射率动力学模型对该区热史模拟研究认为,上新世末期古地温梯度为3.2 °C/100 m^[17],假设地表平均温度为5 °C,油泉子油田浅层最大埋深时温度达110~120 °C,现今油泉子浅层地层温度平均值为30~40 °C,故其温度变化量约为80 °C。

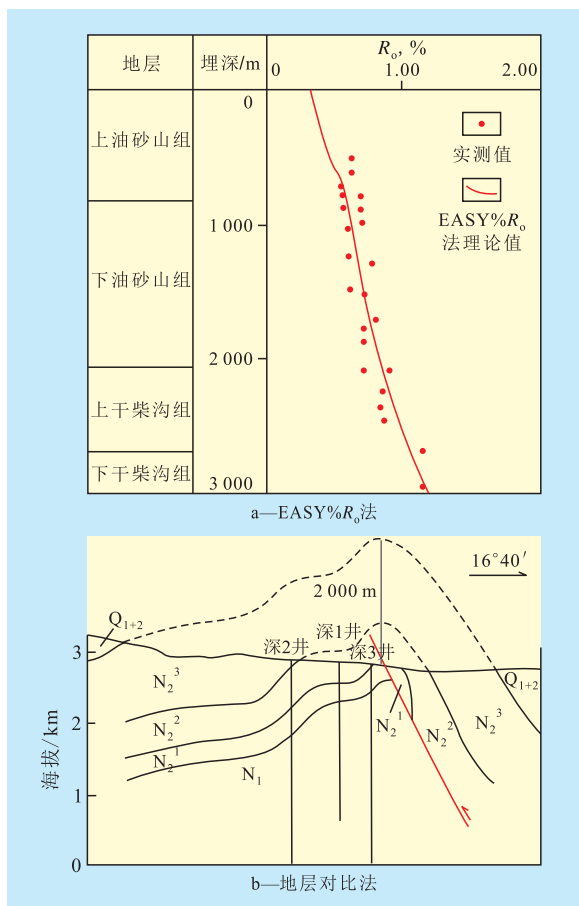


图3 油泉子油田剥蚀厚度恢复结果

构造抬升过程中孔隙体积和温度将发生变化,从而影响孔隙流体压力。随着构造抬升,目的层因上覆地层遭受剥蚀,负载降低,导致其孔隙和地层流体卸载膨胀,孔隙膨胀时必然会使地层压力降低;当然孔隙中流体也发生膨胀时,在一定程度上增加了地层压力。Russell测定砂岩储层弹性收缩压缩模量为 $1 \times 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$,而水的压缩模量为 $3 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ ^[18]。假定在地层抬升过程中孔隙体积以相同速率膨胀,地层水膨胀后体积仅为孔隙膨胀后体积的不到1/2,将会产生孔隙体积的增加,称为回弹作用下的孔隙增加。此外,伴随着抬升剥蚀作用必然导致地层温度降低,流体由于遇冷收缩,体积变小。流体的热膨胀系数远大于岩石,Hodgman测定岩石的膨胀系数为 $9 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$,地层卤水的膨胀系数为 $400 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ ^[19]。可见温度的降低会导致孔隙流体体积相对于孔隙容积而减小,事实上处于封闭状态的地层,体积的很小变化将导致压力的较大变化。

张君峰等定量分析了构造抬升对储层压力的影响^[20]。针对油泉子油田的实际情况,取岩石泊松比为0.25,根据邻区南翼山17块灰岩覆压孔隙实验数据,岩石孔隙体积压缩系数取值为 0.004 MPa^{-1} ,流体压缩系数为 0.0003 MPa^{-1} ,岩石密度为 $2.4 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$,剥蚀厚度为2 700 m,液体膨胀系数为 $400 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$,抬升前后温度变化量为80 °C。利用文献^[20]中公式计算得到由于构造抬升孔隙反弹和温度降低所引起的地层孔隙流体压力的变化量分别为14.1和7.4 MPa。构造抬升作用是油泉子油田浅层油藏异常地层压力形成的重要机制,其中抬升造成的孔隙反弹是压力降低的主要原因。

3.3 油气成藏与压力演化

刘震等综合分析了柴西地区油气藏的形成期次,认为盆地西部油气具有晚期成藏的特征,主成藏期大致在新近纪末—第四纪^[21]。在喜马拉雅运动晚期前(下干柴沟组—狮子沟组沉积时期),油泉子油田地层持续埋藏到较大的深度(大于4 000 m),有机质达到成熟、高成熟阶段,此时沟通深浅层的断层通道尚未形成,油气主要以“自生自储”形式储集在烃源岩内及其附近,随着生烃量和埋深增加,生成的油气受运移条件限制不能有效释放压力,压力系统逐渐由常压转变为高压,该时期处于深部沉降生烃增压阶段。喜马拉雅运动晚期(狮子沟组沉积末期)由于构造活动强烈,产生了沟通深浅层的烃源断层,断裂带的扩容作用以及剥蚀区的回弹卸压作用,在断裂带及剥蚀区形成卸压油气运移区,深部原生油气藏遭受破坏的同时,在深部异常高压

的作用下向上部快速充注,然后在浅部调整成藏。当断层断至地表时,在断层附近圈闭中聚集的油气由于与外界沟通为常压系统;当断层未断至地表时,由于深部高压传递效应则形成高压油藏。断层活动期后,封闭性逐渐增强,其后的新构造运动抬升剥蚀作用,一方面由于孔隙反弹和温度降低使得浅层油藏压力降低,另一方面烃源岩处于中浅埋深,生烃速率减缓或者进入无效受热时间,生烃量降低,生烃增压作用微弱,持续的抬升剥蚀演化至今形成油泉子浅层异常低压油藏(图4)。

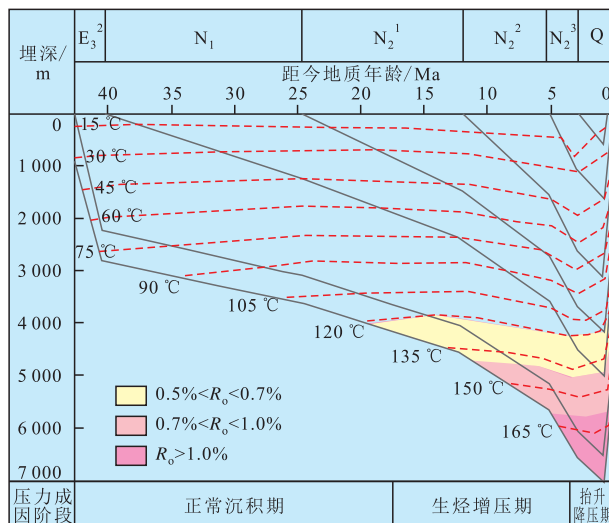


图4 油泉子油田压力演化与埋藏史和生烃史关系

4 结论

柴西北地区油泉子油田浅层地层水以 CaCl_2 型为主,矿化度平均值高达 231.968 g/L ,钠氯系数均小于 0.87 ;地面原油密度平均为 0.835 g/cm^3 ,粘度平均为 $7.86 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,属于轻质低粘度原油,流体特征反映出研究区浅层油藏具有良好的封闭条件。湖盆咸化沉积的塑性较高的含膏质泥岩为浅层油藏垂向封闭性提供良好条件,储层物性渐变带、相变带和沥青封堵作用为浅层油藏侧向封闭提供重要保障。

运用 $\text{EASY}\%R_0$ 法和地层对比法对油泉子构造抬升剥蚀量进行恢复,结果表明其剥蚀厚度达 2700 m ,利用定量分析方法计算了研究区由于构造抬升孔隙反弹和温度降低所引起的地层孔隙流体压力的降低量分别为 14.1 和 7.4 MPa 。构造抬升作用是研究区浅层异常地层压力形成的重要机制,其中抬升造成的孔隙反弹是压力降低的主要原因。

油泉子油田浅层油藏虽然成藏晚,后期构造运动对浅层油藏破坏严重,但其仍具有较好的封闭和保存条件,浅层同样可以形成原油性质较好的油

藏,研究区浅层优质原油的存在表明柴西北地区中浅层具有广阔的探勘前景,在对中深层勘探过程中对其也应加以重视。

参考文献:

- [1] 易定红,裴明利,曹正林,等.柴达木盆地西部北区新近纪沉积体系演化及其控制因素[J].油气地质与采收率,2012,19(1):19-23.
- [2] 官大勇,胡望水,魏为.柴达木盆地西部褶皱构造类型及其与油气的关系[J].油气地质与采收率,2005,12(5):30-32.
- [3] 李海,汤达祯,许浩,等.柴达木盆地狮子沟油田古近系油气成藏期次[J].油气地质与采收率,2013,20(3):30-32.
- [4] 李鹤永,刘震,党玉琪,等.柴西地区地温—地压系统特征及其与油气分布的关系[J].石油与天然气地质,2006,27(1):37-43.
- [5] 刘伟,林承焰,王国明,等.柴西北地区油泉子油田低渗透储层特征与成因分析[J].石油学报,2009,30(3):417-421.
- [6] 包友书.构造抬升剥蚀与异常压力形成[J].石油与天然气地质,2009,30(6):684-691.
- [7] 刘晓峰,解习农.东营凹陷低压系统的特征及成因机制[J].石油与天然气地质,2002,23(1):66-70.
- [8] 袁际华,柳广弟.鄂尔多斯盆地上古生界异常低压分布特征及形成过程[J].石油与天然气地质,2005,26(6):792-799.
- [9] 夏新宇,宋岩.沉降及抬升过程中温度对流体压力的影响[J].石油勘探与开发,2001,28(3):8-11.
- [10] 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.
- [11] 苏林.天然水系中的油田水[M].北京:地质出版社,1956:47-50.
- [12] 计曙东,王学军,刘玉华,等.东濮凹陷胡状集—庆祖集油田地层水特征及其石油地质意义[J].油气地质与采收率,2013,20(5):43-47.
- [13] 曹海防,夏斌,范立勇,等.柴达木盆地西部南翼山裂缝油气藏形成机制及分布规律[J].天然气地球科学,2007,18(1):71-74.
- [14] 王风华,罗群,李玉喜,等.柴达木盆地断裂上下盘油气差异聚集效应与成因[J].油气地质与采收率,2007,14(2):19-22.
- [15] 门相勇,赵文智,余辉龙.柴达木盆地北缘冷湖地区油气成藏条件研究与勘探建议[J].石油勘探与开发,2001,28(4):4-7.
- [16] 许浩,张君峰,汤达祯,等.低压油气藏形成机制研究现状及发展趋势[J].地球科学进展,2009,24(5):506-511.
- [17] 邱楠生,顾先觉,丁丽华,等.柴达木盆地西部新生代的构造—热演化研究[J].地质科学,2000,35(4):456-464.
- [18] Russell W L. Pressure—depth relations in Appalachian region[J]. AAPG Bulletin, 1972, 56(3):528-536.
- [19] Hodgman C D. Handbook of chemistry and physics[M]. Cleveland, Ohio: Chemical Rubber Pub Co., 1957:3 213.
- [20] 张君峰,许浩.中国中西部地区典型低压油气藏形成机制[M].北京:地质出版社,2009.
- [21] 刘震,党玉琪,李鹤永.柴达木盆地西部第三系油气晚期成藏特征[J].西安石油大学学报:自然科学版,2007,22(1):1-6.