

准噶尔盆地西北部地层压力演化与 油气成藏有利动力条件研究

冯 冲¹⁾, 陈 程^{2, 3)*}, 李梦瑶⁴⁾, 张 磊⁴⁾,
朱 涛⁴⁾, 许 涛¹⁾, 邹贤利¹⁾

1) 中国石油大学(北京)克拉玛依校区石油学院, 新疆克拉玛依 834000;

2) 中国地质科学院地质力学研究所, 北京 100081;

3) 中国地质调查局油气地质力学重点实验室, 北京 100081;

4) 中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院, 新疆克拉玛依 834000

摘 要: 准噶尔盆地西北部发育异常高压, 异常高压是油气垂向运移的重要动力条件, 目前已经在超压带上发现大量高压油气藏。为了揭示现今地层压力特征, 恢复成藏期古压力演化特征。利用测井方法和 2D 盆地模拟技术, 得到超压的分布和演化特征, 并讨论了超压对油气运移的影响。结果表明, 研究区单井地层压力结构可以分为三类; 由古至今, 各地层超压逐渐变大, 超压由浅部地层向深部地层逐渐变大; 各时期平面上超压分布呈规律性变化, 整体上是西北向东南逐渐增大; 超压的分布和演化成为油气垂向运移有利动力条件, 对研究区高压油气藏的形成具有重要的意义。

关键词: 超压的演化; 超压的分布; 地层压力结构; 油气运移; 准噶尔盆地西北部

中图分类号: TE122 文献标志码: A doi: 10.3975/cagsb.2022.040701

Study on the Formation Pressure Evolution and Favorable Dynamic Conditions of Oil and Gas Accumulation in Northwest Junggar Basin

FENG Chong¹⁾, CHEN Cheng^{2, 3)*}, LI Meng-yao⁴⁾, ZHANG Lei⁴⁾,
ZHU Tao⁴⁾, XU Tao¹⁾, ZOU Xian-li¹⁾

1) Faculty of Petroleum, China University of Petroleum (Beijing) at Karamay, Karamay, Xinjiang 834000;

2) Institute of Geomechanics, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100081;

3) Key Laboratory of Petroleum Geomechanics, China Geological Survey, Beijing 100081;

4) Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000

Abstract: Abnormal high pressure has developed in Northwest Junggar Basin, and it is an important dynamic condition for the vertical migration of oil and gas. At present, many overpressure reservoirs have been found in the overpressure zone. This study aimed to reveal the characteristics of present formation pressure and restore the evolution characteristics of paleopressure during the reservoir forming period. Distribution and evolution characteristics of overpressure were obtained using the logging method and 2D basin simulation technology, and the influence of overpressure on oil and gas migration was discussed. The results showed that the formation pressure structures of single wells in the study area could be divided into three types. From ancient times to the present, the overpressure of each formation gradually increased, and it gradually increased from shallow formations to deep formations. The distribution of overpressure changed regularly in each period, and gradually increased from northwest to southeast; the distribution and evolution of overpressure is a favorable dynamic

本文由国家自然科学基金青年基金项目(编号: 41802139)、新疆维吾尔自治区高校科研重大项目(编号: XJEDU2017I011)、中国石油大学(北京)克拉玛依校区科研启动项目(编号: XQZX20180030)联合资助。

收稿日期: 2022-02-27; 改回日期: 2022-04-01; 网络首发日期: 2022-04-08。责任编辑: 魏乐军。

第一作者简介: 冯冲, 男, 1984 年生。博士, 副教授。主要从事油气藏形成机理与分布规律研究。E-mail: fengchong@cupk.edu.cn。

*通讯作者: 陈程, 女, 1985 生。博士研究生, 高级工程师。通讯地址: 100081, 北京市海淀区民族大学南路 11 号。

E-mail: 272289121@qq.com。

condition for vertical migration of oil and gas, which is of great significance to the formation of high-pressure oil and gas reservoirs in the study area.

Key words: evolution of overpressure; distribution of overpressure; formation pressure structure; oil-gas migration; Northwest Junggar Basin

超压就是地层孔隙流体压力高于相同深度的静水压力。沉积盆地中普遍发现超压(Hunt, 1990)。超压的成因有三大类(Zeng et al., 2010; Bjorlykke et al., 2010; Tingay et al., 2013): ①孔隙空间缩小, 包括构造挤压作用和压实不均衡作用; ②孔隙流体体积增大, 包括烃类的生成、石油裂解为天然气、地层温度的增加和成岩作用; ③其它作用, 包括压力传导、浮力等。其中, 构造挤压作用、压实不均衡作用和烃类的生成作用是全球典型盆地超压形成的主因。超压对油气的生成、运移、聚集和保存具有重要的意义(Law and Dickinson, 1985; Hunt, 1990; Putnam and Ward, 2001; Law, 2002)。超压可以抑制有机质热演化, 扩大了烃源岩生烃深度范围和有效时间(Hao et al., 1996, 2007)。超压可以使岩石产生裂缝, 使封闭的断层开启, 提高油气运移效率(Márquez and Mountjoy, 1996)。超压与浮力结合, 使油气克服毛细管阻力, 由超压区向低压区运移(Hunt, 1990; Lee and Williams, 2000)。储集层中的超压可以支撑更多的垂向应力, 延迟成岩演化, 使储集层保留更多的原生孔隙, 提高孔隙度和渗透率。超压也可以提高盖层封闭能力。古地层压力恢复的方法有很多种, 常用的方法包括盆地模拟方法(王鑫等, 2017; Lonardelli et al., 2017)、流体包裹体方法(吴强, 2019; 王尉等, 2021)、泥岩声波时差法(付广等, 2002; 刘震等, 2012)、地震速度法(刘震等, 1993; 刘静静等, 2015)等。邱楠生等(2020)提出了在超压主控因素定量分析的基础上, 约束现今预测的地层压力和盆地模拟法恢复的古地层压力, 并最终获得地层的压力演化过程。

准噶尔盆地是中国西部典型的超压盆地, 盆地内部多个地区发现超压, 存在多种超压成因的解释。盆地南部始新统以下地层中出现超压, 压力系数可达 2.3, 主要成因为压实不均衡作用和构造挤压作用(李忠权等, 2001; 王震亮等, 2003; 李铁军, 2004; 罗晓容等, 2004)。盆地中部侏罗系以下地层出现超压, 压力系数可达 2.05, 主要成因为烃类的生成作用(何生等, 2009), 侏罗系致密泥岩地层延滞了压力的释放(查明等, 2000)。盆地西北部三叠系及以下地层中也出现超压, 压力系数可达 1.8。近几年勘探证明, 盆地西北部高产油藏往往发育超压。例如, M18 井地层压力系数高达 1.74, 日产油气当量 40.13 t; Ah011 井地层压力系数高达 1.63, 日产油气

当量 50.17 t。超压已然是高产油藏形成的重要控制因素, 但是盆地西北部目前只针对重点井和 1 条剖面现今地层压力做过简单预测和分析(冯冲等, 2014), 剖面和平面的地层压力演化和分布特征尚未系统研究。Feng et al.(2019)根据流体包裹体均一化温度和埋藏-温度史判断, 百口泉组存在两期原油充注历史, 分别对应早侏罗世(200—190 Ma)和早白垩世(140—90 Ma)。关键成藏期古压力的分布特征是控制油气运、聚的关键因素, 从而影响高压高产油藏的进一步勘探。针对上述问题, 利用声波测井和 2D 盆地模拟技术, 得到准噶尔盆地西北部超压的分布和演化, 并分析了超压演化对油气运移和成藏的影响。

1 研究区概况

1.1 构造单元和地层

研究区位于准噶尔盆地西北部, 包括玛湖凹陷, 以及凹陷西北斜坡的乌夏断裂带、克百断裂带和中拐凸起北部, 凹陷东南的石英滩凸起、英西凹陷、三个泉凸起、夏盐凸起和达巴松凸起的大部分地区(雷德文等, 2014) (图 1)。现今研究区构造平缓, 为向东南方向倾斜的单斜, 下三叠统百口泉组地层倾角平均为 $2^{\circ}\sim 4^{\circ}$ (雷德文等, 2014)。

根据钻井资料得到由下至上的地层, 包括(图 1): 石炭系(C), 二叠系的佳木禾组(P_{1j})、风城组(P_{1f})、夏子街组(P_{2x})和下乌尔禾组(P_{2w}), 三叠系的百口泉组(T_1b)、克拉玛依组(T_2k)和白碱滩组(T_3b), 以及侏罗系(J)和白垩系(K) (Feng et al., 2019)。其中, 风城组为本地区主力烃源岩, 近几年在百口泉组砂砾岩储集层中有重大发现。

1.2 超压发育特征和成因机理

(1) 超压发育特征

通过 DSTs 得到地层压力, 并计算得到地层压力系数(图 2)。绝大多数井在侏罗系和上一中三叠统中并未发现明显的超压(压力系数小于 1.2)。下三叠统百口泉组发现明显的超压, 压力系数最大达到 1.8, 地层压力介于 20~80 MPa 之间。二叠系和石炭系地层中也发现明显的超压, 压力系数最大接近 1.8。

(2) 超压成因机理

准噶尔盆地西北部超压成因机理复杂。冯冲等(2014)认为百口泉异常高压的主要成因是压实不均

衡作用, 西北边缘断裂带附近异常高压形成的主要因素是深部地层超压沿断层传导作用。瞿建华等(2014)认为异常高压是由于油气(特别是天然气)大量注入, 地层出现排水不畅, 从而造成地层压力升高。李军等(2020)认为下三叠统百口泉组, 以及二叠系上、下乌尔禾组等源上砾岩大油区储集层中发育

的超压主要为压力传导成因, 超压源为主力烃源岩二叠系风城组生烃膨胀形成的超压。张浩等(2022)认为砾岩油层的超压主要由泥岩欠压实形成。总结可知, 准噶尔盆地西北部超压主要成因机理为欠压实作用和压力传导作用, 生烃作用对烃源岩地层超压的形成也有一定贡献。

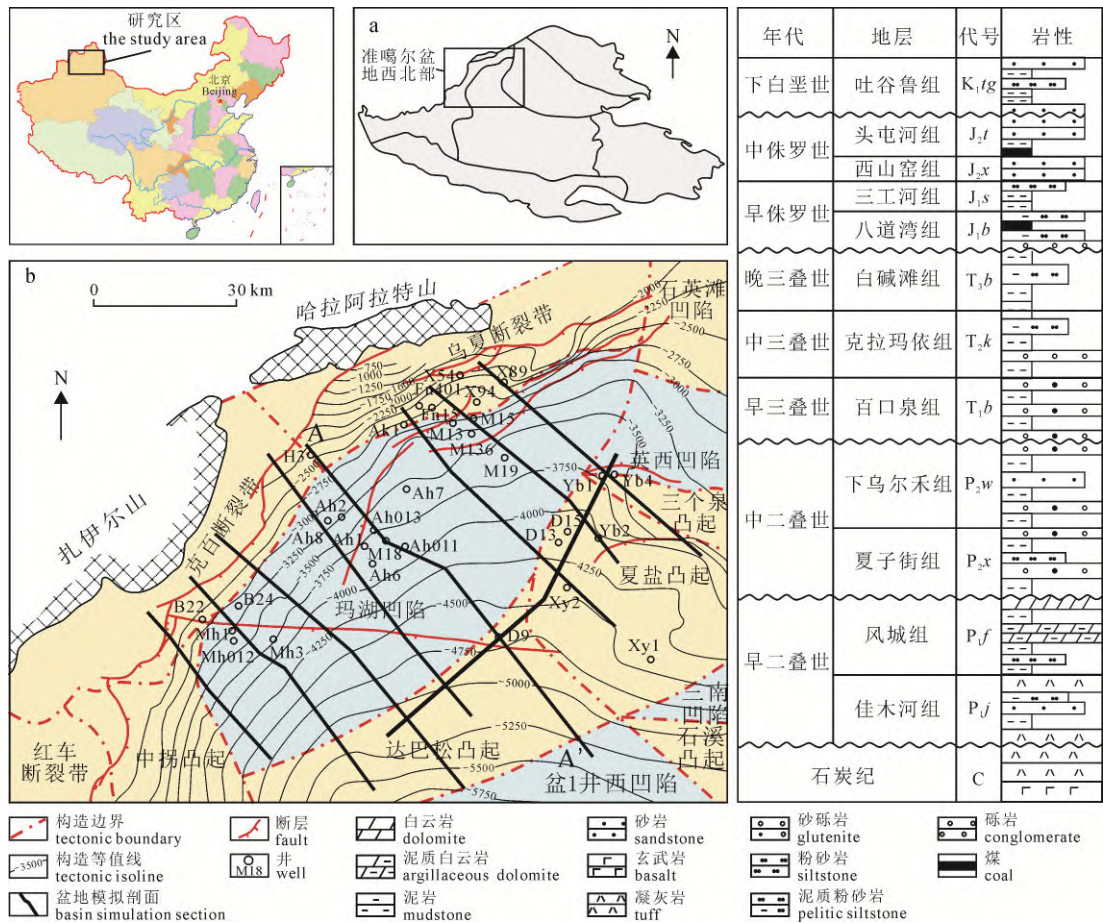


图1 准噶尔盆地西北部位置图和地层柱状图(雷德文等, 2014; Feng et al., 2019)
Fig. 1 Location map and generalized stratigraphy of the Northwest Junggar Basin (after LEI et al., 2014; Feng et al., 2019)

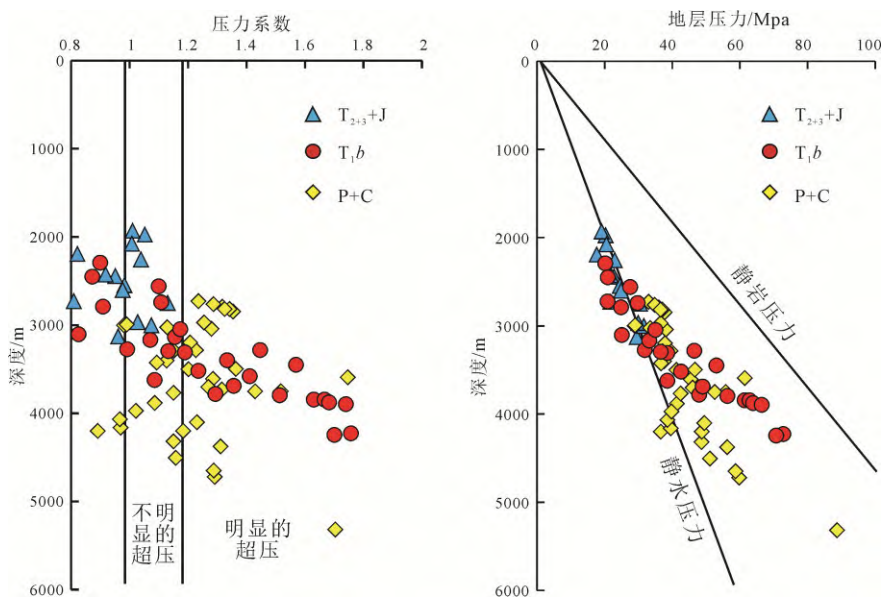


图2 准噶尔盆地西北部地层压力系数、地层压力散点图(Feng et al., 2019)
Fig. 2 Pressure coefficient-depth and pressure-depth plots in Northwest Junggar Basin (Feng et al., 2019)

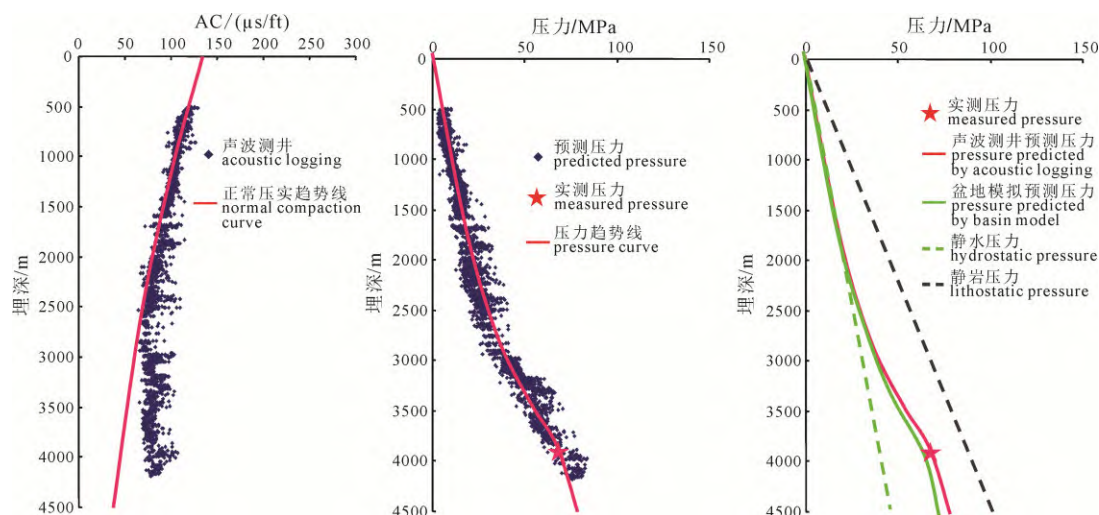


图3 准噶尔盆地西北部 M18 井声波时差和盆地模拟预测的地层压力与钻井实测的地层压力比较

Fig. 3 Comparison between the formation pressure predicted by acoustic time difference and basin simulation of well M18 in Northwest Junggar Basin and that measured by drilling

2 地层压力预测和恢复

2.1 地层压力预测和恢复方法

现今单井地层压力是根据测井声波时差资料,利用等效深度法预测的,公式如下:

$$P = \rho_r z + \frac{\rho_r - \rho_w}{c} \ln \frac{\Delta t}{\Delta t_0}$$

式中: P 为地层压力; ρ_r 为上覆岩石平均密度; ρ_w 为地层水密度; Δt 为泥岩的声波时差; Δt_0 为地表附近泥岩的声波时差; c 为正常压实趋势线斜率; z 为埋深。

例如 M18 井(图 3),测井声波时差在纵向上明显分成两段,其中深度大于 2600 m 时,声波时差明显偏大,由声波时差预测的地层压力值也异常偏大,表明这个深度以下的地层中存在超压。

烃源岩和储集层的地层压力演化是利用 PetroMod 软件中的二维模拟得到的,平面图是模拟得到的数值进行内插的方法得到的。一共选取了 9 条剖面进行了盆地模拟(剖面位置见图 1)。模拟过程中需要设置边界条件和断层的属性。边界条件包括:古地表温度、古水深和热流值。研究区位于北纬 50°附近,设置古地表温度为年平均温度 10 °C。研究区从石炭纪以后全部为陆地环境,设置古水深为 0 m。2004 年新疆油田公司根据镜质体反射率和埋藏史模拟,恢复了准噶尔盆地西北部的古地温梯度;王社教等(2000)和邱楠生等(2001)对准噶尔盆地不同类型的岩石的热导率进行了测量,认为泥岩的热导率值平均为 1.827 W/(m·K),砂岩的热导率平均值为 2.219 W/(m·K),火成岩的热导率平均值为 2.087 W/(m·K),本次模拟取岩石热导率为 2 W/(m·K)。根据古地温梯度和岩石热导率,得到各

时期的热流值(图 4)。断层属性是根据原油充注历史判断的。充注期断层是重要的垂向输导体,将充注期断层设置为开启状态。

2.2 地层压力预测和恢复结果分析

地层压力预测和恢复结果是根据钻井实测地层压力值来检验的。首先,通过钻井实测地层压力值标定测井预测的地层压力,来提高单井现今地层压力预测的精度;其次,通过测井预测的地层压力标定盆地模拟得到的现今地层压力,以验证盆地模拟恢复地层压力的准确性。表 1 中给出了地层压力预测和恢复结果的误差。测井预测的现今地层压力,绝对误差在 1~4 MPa 之间,相对误差在 1.67%~8.57%之间。盆地模拟法预测的现今地层压力,绝对误差在 3~7 MPa 之间,相对误差在 3.30%~8.57%之间。地层压力预测和恢复结果误差在合理范围内。

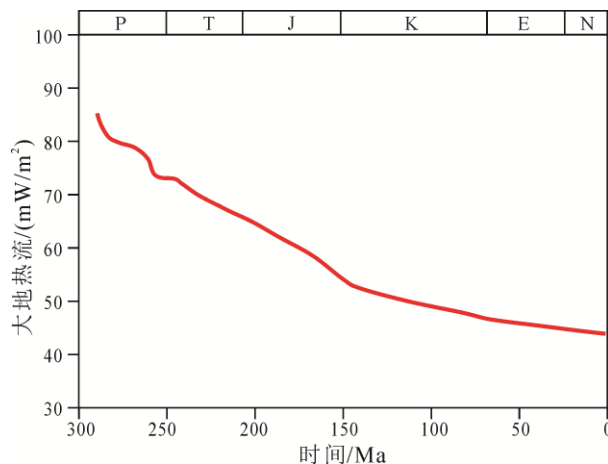


图4 准噶尔盆地西北部大地热流演化特征
(据王绪龙, 2004 修改)

Fig. 4 Evolution characteristics of heat flow in Northwest Junggar Basin (modified from WANG, 2004)

表 1 地层压力预测和恢复误差
Table 1 Formation pressure prediction and recovery errors

井号	深度/m	实测地层压力 /MPa	测井预测地层压力			盆地模拟预测地层压力		
			地层压力 /MPa	绝对误差 /MPa	相对误差 /%	地层压力 /MPa	绝对误差 /MPa	相对误差 /%
Ak1	4652	60	61	1	1.67	57	3	5.00
D9	4706	89	85	4	4.49	82	7	7.87
M15	3048	35	38	3	8.57	38	3	8.57
M18	3898	66	64	2	3.03	62	4	6.06
Mh1	3284	47	50	3	6.38	44	3	6.38
Xy2	5318	91	89	2	2.20	94	3	3.30

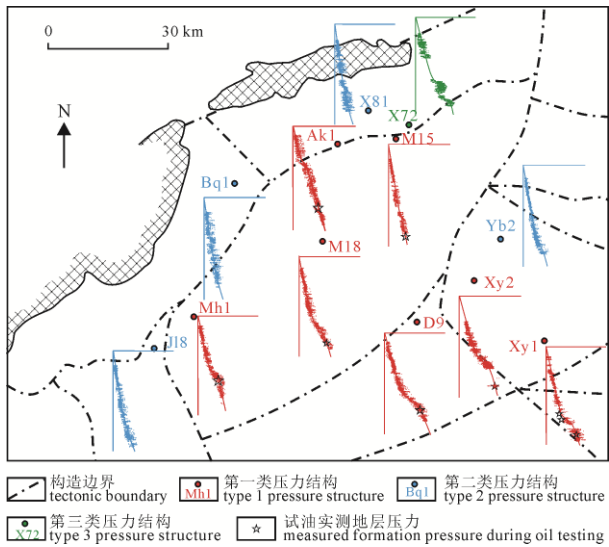


图 5 准噶尔盆地西北部现今三类单井地层压力结构分布图
Fig. 5 Distribution of three types of single wells' formation pressure structures in Northwest Junggar Basin

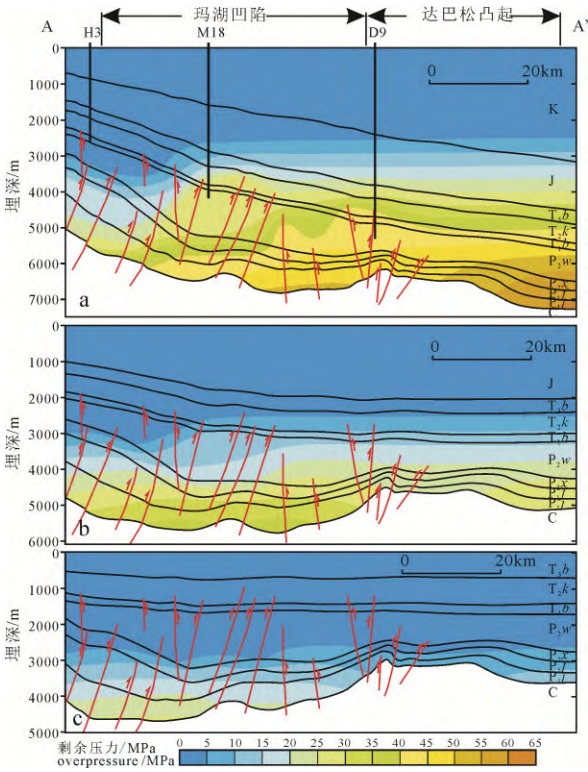
3 地层压力结构和演化特征

3.1 现今地层压力结构特征

根据测井声波时差, 计算得到单井现今地层压力。研究区单井地层压力结构可以分为三类(图 5)。第一类地层压力结构可以分为上部常压和下部超压两段, 下段剩余压力大小稳定, 主要分布在玛湖凹陷、夏盐凸起和达巴松凸起地区, 包括 Mh1 井、M18 井、M15 井、Ak1 井、D9 井、Xy1 井和 Xy2 井等; 第二类地层压力结构特点为地层压力和剩余压力都是由上至下逐渐增大, 但是剩余压力值较小, 超压不明显, 主要分布在西北边缘断裂带和夏盐凸起北部地区, 包括井 X81 井、Bq1 井、J18 井和 Yb2 井等; 第三类地层压力结构发育上下两套明显超压的地层, 而其间地层超压不明显, 目前只发现 X72 井属于这一类型。

3.2 地层压力演化特征

由地层剩余压力剖面演化特征可知(图 6): 由古至今, 研究区各地层超压逐渐变大, 超压由浅部地层向深部地层逐渐变大; 侏罗纪初期到白垩纪



a—现今; b—早白垩世; c—早侏罗世。
a—present; b—Early Cretaceous; c—Early Jurassic.
图 6 盆地模拟 A-A'剖面地层压力演化结果
Fig. 6 Model results showing the pressure evolution of the A-A' section

初期, 研究区西北部地层沉积厚度大, 超压值最大; 现今, 研究区东南部达巴松凸起地层沉积厚度大, 超压值最大。

由白垩纪初期百口泉组顶面压力系数等值线图可知(图 7a), 异常高压在研究区东南部最发育, 压力系数最大可达 1.5, 由东南向西北方向压力系数递减。现今, 百口泉组顶面超压显著增大, 达巴松凸起压力系数可达 1.8 左右, 压力系数变化趋势仍然由东南向西北方向递减(图 7b)。

由侏罗纪初期风城组顶面压力系数等值线图可知(图 8a), 由研究区中部向东、向西两个方向压力系数递减, 最大压力系数可达 1.4。由白垩纪初期风城组顶面压力系数等值线图可知(图 8b), 研究区中部和南部地区异常高压最发育, 压力系数最大可

达 1.6。现今, 达巴松凸起风城组顶面压力系数可达 1.9 左右, 压力系数由研究区东南向西北方向递减(图 8c)。

4 高压油藏成藏有利动力条件

由准噶尔盆地西北部风城组烃源岩地层压力演化特征可知(图 8b), 成藏关键期早白垩世风城组

烃源岩压力系数高, 大部分地区压力系数大于 1.2, 最高压力系数达到了 1.6。由图 9 可知, 现今发现的百口泉组致密砂砾岩高产井均分布在风城组烃源岩古压力系数大于 1.4 的范围内。可见, 风城组烃源岩在排烃期具有明显的异常高压。烃源岩发育的异常高压可以迫使封闭性的断层开启成为有效的原油运移通道。

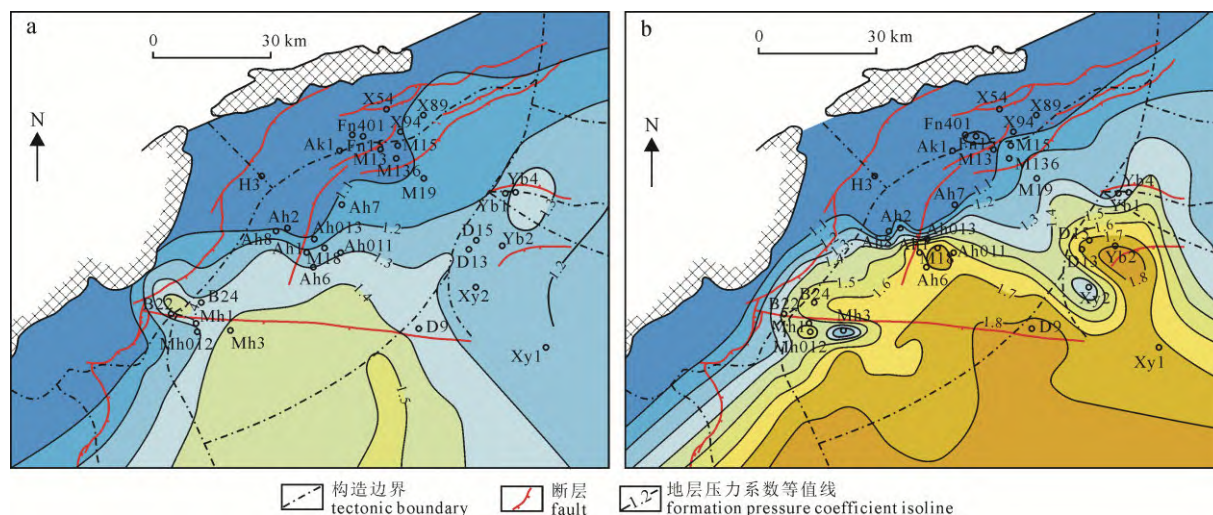


图 7 准噶尔盆地西北部三叠系百口泉组早白垩世(a)和现今(b)地层压力系数等值线图
Fig. 7 Contour maps of formation pressure coefficient in Early Cretaceous (a) and present (b) of Triassic Baikouquan Formation in Northwest Junggar Basin

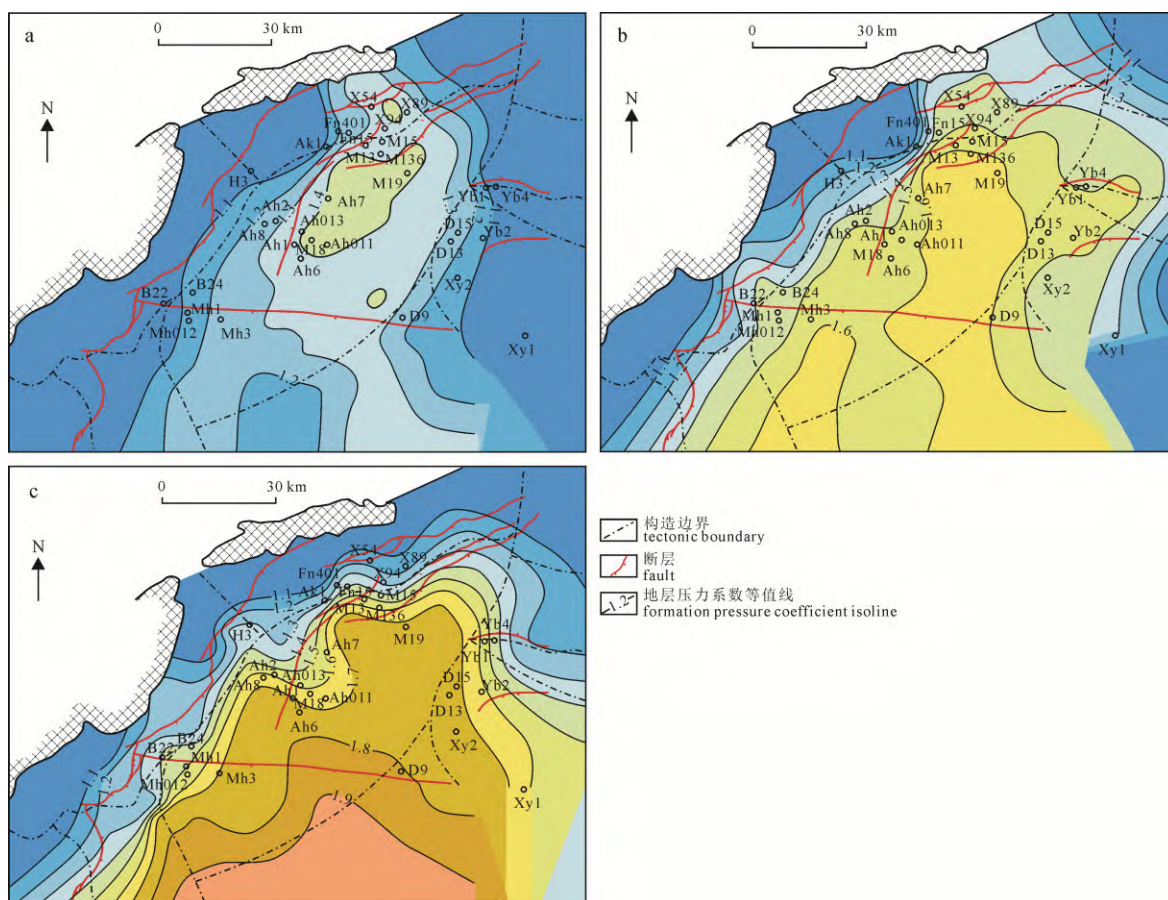


图 8 准噶尔盆地西北部二叠系风城组烃源岩早侏罗世(a)、早白垩世(b)和现今(c)地层压力系数等值线图
Fig. 8 Contour maps of formation pressure coefficient in Early Jurassic (a), Early Cretaceous (b) and present (c) of Permian Fengcheng Formation in Northwest Junggar Basin

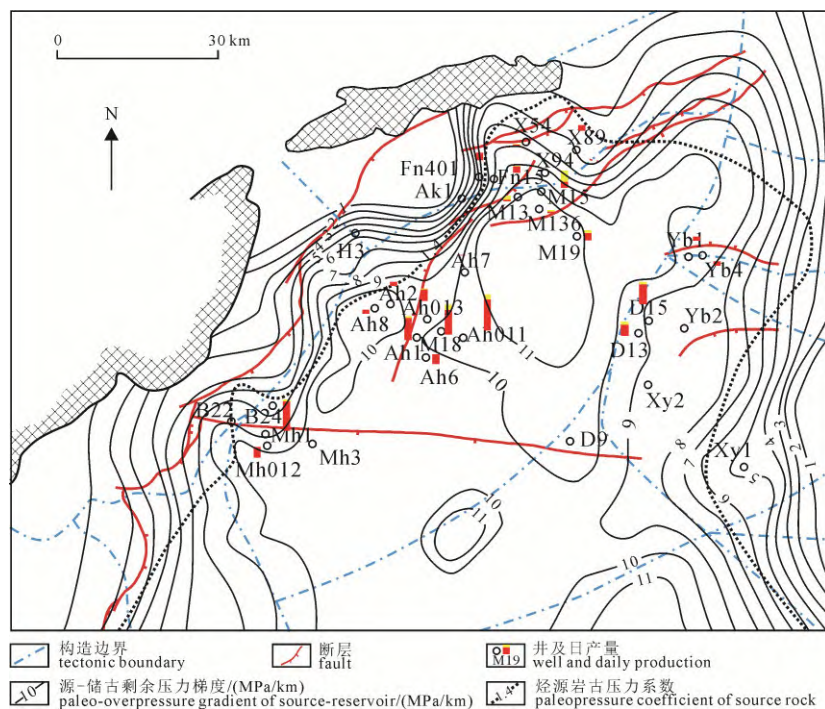


图9 早白垩世二叠系风城组古压力系数、风城组与百口泉组古剩余压力梯度和现今百口泉组产油气井叠合图
Fig. 9 Superimposed map of Early Cretaceous Permian paleopressure coefficient of Fengcheng Formation, paleo-overpressure gradient of Fengcheng Formation and Baikouquan Formation and oil-gas producing wells in Baikouquan Formation

由准噶尔盆地西北部风城组烃源岩和百口泉组储集层剩余地层压力可知(图 6b), 成藏关键期早白垩世, 风城组烃源岩存在明显的地层剩余压力, 而百口泉组储集层地层剩余压力低, 烃源岩与储集层之间存在明显的剩余压力差, 大部分地区源-储剩余压力差值在 10 MPa 到 25 MPa 之间。根据盆地模拟演化结果, 得到风城组和百口泉组地层古埋深和古剩余压力, 并进一步得到风城组与百口泉组垂向上的古剩余压力梯度等值线图。由图 9 可知, 现今发现的百口泉组致密砂砾岩高产井几乎全部分布在古剩余压力梯度大于 8 MPa/km 的范围内。明显的源-储剩余压力差有利于油气垂向运移到致密砂砾岩储集层中, 并聚集形成古油藏。

由准噶尔盆地西北部百口泉组储集层地层压力演化特征可知(图 7b), 现今百口泉组储集层发育异常高压, Mh1-M18-Yb1 以南的地区压力系数普遍大于 1.5。尤其部分异常高压突变位置, 如 Mh1、M18、Yb1 附近。根据压力结构分析(图 5), Mh1 和 M18 井区为第一类压力结构, 其下段剩余压力大小稳定。罗晓容(2004)通过研究准噶尔盆地南缘泥岩压实曲线及压力分布特征认为, 断层连通地层压力均为超压但按静水压力梯度随深度增加。可见, 这些地区高的地层压力可能与油气充注伴随的压力传导有关。由图 9 可知, 目前发现的百口泉组致密砂砾岩高产井主要分布在 Mh1 和 M18 井区, 为高压油藏成藏的有力地区。

5 结论

本文通过地层压力的预测和恢复探究了准噶尔盆地西北部地层压力演化特征及对油气运移的影响, 得到以下结论:

(1)测井预测准噶尔盆地西北部单井现今地层压力, 地层压力结构可以分为三类: 第一类地层压力结构特点为下部超压段剩余压力大小稳定, 主要分布在玛湖凹陷、夏盐凸起和达巴松凸起地区; 第二类地层压力结构特点为超压段剩余压力向下逐渐增大, 超压不明显, 主要分布在西北边缘断裂带和夏盐凸起北部地区; 第三类地层压力结构特点为发育上下两套明显超压的地层, 而其间地层超压不明显。

(2)盆地模拟的方法恢复了准噶尔盆地西北部地层压力的演化, 结果显示: 由古至今, 各地层超压逐渐变大, 超压由浅部地层向深部地层逐渐变大; 各时期平面上超压分布呈规律性变化, 整体上是研究区西北部向东南部逐渐增大。

(3)准噶尔盆地西北部烃源岩发育的异常高压和较大的源-储剩余压力差有利于油气垂向运移到致密砂砾岩储集层中, 这是研究区高压油藏形成的有利运移动力条件。

Acknowledgements:

This study was supported by National Natural Science Foundation of China (No. 41802139), the Major Scientific Research Projects of Colleges and

Universities in Xinjiang Uygur Autonomous Region (No. XJEDU2017I011), and Scientific Research Startup Project of China University of Petroleum (Beijing) at Karamay (No. XQZX20180030).

参考文献:

- 冯冲, 姚爱国, 汪建富, 白雨. 2014. 准噶尔盆地玛湖凹陷异常高压分布和形成机理[J]. 新疆石油地质, 35(6): 640-645.
- 付广, 吕延防, 杨勉. 2002. 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, 23(4): 295-298, 265-266.
- 查明, 张卫海, 曲江秀. 2000. 准噶尔盆地异常高压特征、成因及勘探意义[J]. 石油勘探与开发, 27(2): 31-35.
- 何生, 何治亮, 杨智, 武恒志, 王芙蓉, 石万忠. 2009. 准噶尔盆地腹部侏罗系超压特征和测井响应以及成因[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 34(3): 457-470.
- 雷德文, 阿布力米提, 唐勇, 陈静, 曹剑. 2014. 准噶尔盆地玛湖凹陷百口泉组油气高产控制因素与分布预测[J]. 新疆石油地质, 35(5): 495-499.
- 李军, 唐勇, 吴涛, 赵靖舟, 吴和源, 吴伟涛, 白玉彬. 2020. 准噶尔盆地玛湖凹陷砾岩大油区超压成因及其油气成藏效应[J]. 石油勘探与开发, 47(4): 679-690.
- 李铁军. 2004. 准噶尔盆地南缘异常高压及其成因机制初探[J]. 地质科学, 39(2): 234-244.
- 李忠权, 陈更生, 郭冀义, 迟元林, 赵杰, 朱德丰, 刘杰艾, 兴波. 2001. 准噶尔盆地南缘西部地层异常高压基本地质特征[J]. 石油实验地质, 23(1): 47-51.
- 刘静静, 刘震, 朱文奇, 胡晓丹. 2015. 陕北斜坡中部泥岩压实特征分析及长 7 段泥岩古压力恢复[J]. 现代地质, 29(3): 633-643.
- 刘震, 陈凯, 朱文奇, 胡晓丹, 郭彦如, 吴迅达. 2012. 鄂尔多斯盆地西峰地区长 7 段泥岩古压力恢复[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 36(2): 1-7.
- 刘震, 张万选, 张厚福, 邓祖佑. 1993. 辽西凹陷北洼下第三系异常地层压力分析[J]. 石油学报, 14(1): 14-24.
- 罗晓容, 肖立新, 李学义, 张立强, 曾治平, 王兆明. 2004. 准噶尔盆地南缘中段异常压力分布及影响因素[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 29(4): 404-412.
- 罗晓容. 2004. 断裂成因他源高压及其地质特征[J]. 地质学报, 78(5): 641-648.
- 邱楠生, 刘一锋, 刘雯, 贾京坤. 2020. 沉积盆地地层古压力定量重建方法与研究实例[J]. 中国科学: 地球科学, 50(6): 793-806.
- 邱楠生, 王绪龙, 杨海波, 向英. 2001. 准噶尔盆地地温分布特征[J]. 地质科学, 36(3): 350-358.
- 瞿建华, 王泽胜, 任本兵, 白雨, 王斌. 2014. 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, 26(5): 36-39, 46.
- 王社教, 胡圣标, 李铁军, 汪集扬, 赵文智. 2000. 准噶尔盆地大地热流[J]. 科学通报, 45(12): 1327-1332.
- 王尉, 赵路子, 罗冰, 刘冉, 李亚, 赵立可, 裴森奇, 胡涛. 2021. 川西地区二叠系火山岩异常高压演化与天然气成藏的关系[J]. 石油学报, 42(11): 1437-1445.
- 王鑫, 蒋有录, 曹兰柱, 刘华, 张文杰. 2017. 富油凹陷洼槽区古压力演化特征及影响因素——以冀中拗陷饶阳凹陷为例[J]. 中国矿业大学学报, 46(3): 586-595.
- 王绪龙. 2004. “准噶尔盆地基本石油地质特征”研究报告[R]. 克拉玛依: 中国石油新疆油田分公司.
- 王震亮, 孙明亮, 耿鹏, 宋岩, 李耀华. 2003. 淮南地区异常地层压力发育特征及形成机理[J]. 石油勘探与开发, 30(1): 32-34.
- 吴强. 2019. 甲烷包裹体恢复古地层压力方法研究[J]. 地质论评, 65(S1): 97-98.
- 张浩, 程亮, 樊海涛, 王刚, 毛锐, 牟立伟, 吴伟, 谢晓庆. 2022. 准噶尔盆地玛湖凹陷地层超压成因及其对物性的影响[J/OL]. 地球物理学进展: 1-8[2022-04-06]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2982.P.20210208.1337.084.html>.

References:

- BJØRLYKKE K, JAHREN J, AAGAARD P, FISHER Q. 2010. Role of effective permeability distribution in estimating overpressure using basin modelling[J]. Marine and Petroleum Geology, 27(8): 1684-1691.
- FENG Chong, LEI De-wen, QU Jian-hua, HUO Jun-zhou. 2019. Controls of paleo-overpressure, faults and sedimentary facies on the distribution of the high pressure and high production oil pools in the lower Triassic Baikouquan Formation of the Mahu Sag, Junggar Basin, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 176: 232-248.
- FENG Chong, YAO Ai-guo, WANG Jian-fu, BAI Yu. 2014. Abnormal pressure distribution and formation mechanism in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 35(6): 640-645(in Chinese with English abstract).
- FU Guang, LÜ Yan-fang, YANG Mian. 2002. Quantitative study on abnormal pore fluid pressure in undercompacted mudstone[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 23(4): 295-298, 265-266(in Chinese with English abstract).
- HAO Fang, LI Si-tian, SUN Yong-chuan, ZHANG Qi-ming. 1996. Characteristics and origin of the gas and condensate in the Yinggehai Basin, offshore South China Sea: Evidence for effects of overpressure on petroleum generation and migration[J]. Organic Geochemistry, 24(3): 363-375.
- HAO Fang, ZOU Hua-yao, GONG Zai-sheng, YANG Shi-gang, ZENG Zhi-ping. 2007. Hierarchies of overpressure retardation of organic matter maturation: Case studies from petroleum basins in China[J]. AAPG Bulletin, 91(10): 1467-1498.
- HE Sheng, HE Zhi-liang, YANG Zhi, WU Heng-zhi, WANG Fu-rong, SHI Wan-zhong. 2009. Characteristics, well-log responses and mechanisms of overpressures within the Jurassic formation in the central part of Junggar Basin[J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 34(3): 457-470(in Chinese with English abstract).
- HUNT J M. 1990. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments[J]. AAPG Bulletin, 74(1): 1-12.
- LAW B E, DICKINSON W W. 1985. Conceptual model for origin of abnormally pressured gas accumulations in low-permeability reservoirs[J]. AAPG Bulletin, 69(8): 1295-1304.
- LAW B E. 2002. Basin-centered gas systems[J]. AAPG Bulletin, 86(11): 1891-1919.
- LEE M K, WILLIAMS D D. 2000. Paleohydrology of the Delaware Basin, western Texas: Overpressure development, hydrocarbon migration, and ore genesis[J]. AAPG Bulletin,

- 84(7): 961-974.
- LEI De-wen, ABULIMITI, TANG Yong, CHEN Jing, CAO Jian. 2014. Controlling factors and occurrence prediction of high oil gas production zones in Lower Triassic Baikouquan Formation of Mahu Sag in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 35(5): 495-499(in Chinese with English abstract).
- LI Jun, TANG Yong, WU Tao, ZHAO Jing-zhou, WU He-yuan, WU Wei-tao, BAI Yu-bin. 2020. Overpressure origin and its effects on petroleum accumulation in the conglomerate oil province in Mahu Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 47(4): 679-690(in Chinese with English abstract).
- LI Tie-jun. 2004. Overpressure and its generation in south edge of the Junggar Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 39(2): 234-244(in Chinese with English abstract).
- LI Zhong-quan, CHEN Geng-sheng, GUO Ji-yi, CHI Yuan-lin, ZHAO Jie, ZHU De-feng, LIU Jie-ai, XING Bo. 2001. Basic geologic characters of the abnormal formation overpressure in the western part of southern fringe of Junggar Basin[J]. Experimental Petroleum Geology, 23(1): 47-51(in Chinese with English abstract).
- LIU Jing-jing, LIU Zhen, ZHU Wen-qi, HU Xiao-dan. 2015. Characteristics of mudstone compaction and paleo-pressure restoration of Chang 7 shale in the middle of Shanbei slope[J]. Geoscience, 29(3): 633-643(in Chinese with English abstract).
- LIU Zhen, CHEN Kai, ZHU Wen-qi, HU Xiao-dan, GUO Yan-ru, WU Xun-da. 2012. Paleo-pressure restoration of Chang 7 shale in Xifeng area, Ordos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 36(2): 1-7(in Chinese with English abstract).
- LIU Zhen, ZHANG Wan-xuan, ZHANG Hou-fu, DENG Zu-you. 1993. An analysis of abnormal formation pressures of Paleogene in the north sag of Liaoxi Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 14(1): 14-23(in Chinese with English abstract).
- LONARDELLI J N, DA SILVA R O, FALCÃO F O L, SANTOS M A C, DE SALLES ABREU C E B. 2017. Evaluation of oil production related effects through geomechanical modeling: A case study from Marimbá field, Campos Basin, Brazil[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 158: 186-201.
- LUO Xiao-rong, XIAO Li-xin, LI Xue-yi, ZHANG Li-qiang, ZENG Zhi-ping, WANG Zhao-ming. 2004. Overpressure distribution and affecting factors in southern margin of Juggar Basin[J]. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 29(4): 404-412(in Chinese with English abstract).
- LUO Xiao-rong. 2004. Allogenic overpressuring associated with faulting and geological consequences[J]. Acta Geologica Sinica, 78(5): 641-648(in Chinese with English abstract).
- MÁRQUEZ X M, MOUNTJOY E W. 1996. Microfractures due to overpressures caused by thermal cracking in well-sealed upper Devonian reservoirs, Deep Alberta Basin[J]. AAPG Bulletin, 80(4): 570-588.
- PUTNAM P E, WARD G S. 2001. The relation between stratigraphic elements, pressure regime, and hydrocarbons in the Alberta deep basin[J]. AAPG Bulletin, 85: 691-714.
- QIU Nan-sheng, LIU Yi-feng, LIU Wen, JIA Jing-kun. 2020. Quantitative reconstruction of formation paleo-pressure in sedimentary basins and case studies[J]. Scientia Sinica (Terrestrial Earth and Planetary Sciences Edition), 50(6): 793-806(in Chinese with English abstract).
- QIU Nan-sheng, WANG Xu-long, YANG Hai-bo, XIANG Ying. 2001. The characteristics of temperature distribution in the Junggar Basin[J]. Scientia Geologica Sinica, 36(3): 350-358(in Chinese with English abstract).
- QU Jian-hua, WANG Ze-sheng, REN Ben-bing, BAI Yu, WANG Bin. 2014. Genetic mechanism analysis and prediction method of abnormal high pressure in Mahu slope area, Junggar Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 26(5): 36-39, 46(in Chinese with English abstract).
- TINGAY M R P, MORLEY C K, LAIRD A, LIMPORNPIPAT O, KRISADASIMA K, PABCHANDA S, MACINTYRE H R. 2013. Evidence for overpressure generation by kerogen-to-gas maturation in the northern Malay Basin[J]. AAPG Bulletin, 97(4): 639-672.
- WANG She-jiao, HU Sheng-biao, LI Tie-jun, WANG Ji-yang, ZHAO Wen-zhi. 2000. Terrestrial heat flow in Junggar Basin, Northwest China[J]. Chinese Science Bulletin, 45(12): 1327-1332(in Chinese).
- WANG Wei, ZHAO Lu-zi, LUO Bing, LIU Ran, LI Ya, ZHAO Li-ke, PEI Sen-qi, HU Tao. 2021. Relationship between abnormal high pressure evolution of Permian volcanic rocks and natural gas accumulation in the western Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 42(11): 1437-1445(in Chinese with English abstract).
- WANG Xin, JIANG You-lu, CAO Lan-zhu, LIU Hua, ZHANG Wen-jie. 2017. Characteristics of paleopressure evolution and its influencing factors in sub-sags of hydrocarbon-bearing sag: A case study of Raoyang sag in Jizhong depression[J]. Journal of China University of Mining and Technology, 46(3): 586-595(in Chinese with English abstract).
- WANG Xu-long. 2004. Research Report on "Basic petroleum geological characteristics of Junggar Basin"[R]. Karamay: PetroChina Xinjiang Oilfield Company(in Chinese).
- WANG Zhen-liang, SUN Ming-liang, GENG Peng, SONG Yan, LI Yao-hua. 2003. The development features and formation mechanisms of abnormal high formation pressure in southern Junggar region[J]. Petroleum Exploration and Development, 30(1): 32-34(in Chinese with English abstract).
- WU Qiang. 2019. The method of recovering pale-pressure from methane inclusion[J]. Geological Review, 65(S1): 97-98(in Chinese with English abstract).
- ZENG Lian-bo, WANG Hong-jun, GONG Lei, LIU Ben-ming. 2010. Impacts of the tectonic stress field on natural gas migration and accumulation: A case study of the Kuqa Depression in the Tarim Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 27(7): 1616-1627.
- ZHA Ming, ZHANG Wei-hai, QÜ Jiang-xiu. 2000. The character and origin of overpressure and its explorational significance in Junggar basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 27(2): 31-35(in Chinese with English abstract).
- ZHANG Hao, CHENG Liang, FAN Hai-tao, WANG Gang, MAO Rui, MU Li-wei, WU Wei, XIE Xiao-qing. 2021. Formation overpressure and its influence on physical properties in Mahu sag, Junggar Basin[J]. Progress in Geophysics, <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2982.P.20210208.1337.084.html>(in Chinese with English abstract).