

准噶尔盆地异常压力特征及其对深层-超深层致密储层的影响

孙靖¹, 尤新才¹, 薛晶晶¹, 曹元婷¹, 常秋生¹, 陈超²

(1. 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; 2. 中国石油青海油田公司采油三厂, 青海海西 816400)

摘要:准噶尔盆地深层-超深层领域近年来连续获得发现和突破, 储层为非常规致密储层且发育异常高压。为明确异常高压发育特征及其对储层质量的影响, 利用已钻重点井完井系统试油测压数据进行统计分析, 确定盆地深层-超深层压力分布特征和类型, 结合成岩作用类型, 明确其对致密储层质量的影响。结果表明: ①深层-超深层广泛发育异常高压, 剩余压力大, 压力系数高, 垂向和平面分布范围广; ②可划分为一般、中等、强和超强等4个异常高压区, 西部和东部区块主要位于一般和中等异常高压区, 中部区块主要位于一般和强异常高压区, 南部区块从一般到超强异常高压区均有分布; ③压力系数垂向演化可分为渐变、突变和多变等3种类型, 具有不同成因。异常高压对深层-超深层致密储层影响主要体现在: ①通过增强孔隙流体承压能力, 减弱岩石骨架颗粒压力, 抑制压实作用, 使储层保留大量原生粒间孔隙; ②通过抑制胶结物的生成和析出, 减弱胶结作用, 使胶结物体积分数随埋深增加持续下降; ③通过抑制有机质演化, 延长生、排烃期, 延长和扩大有机酸作用的时间和范围, 增强溶蚀作用, 形成次生孔隙; ④通过促进孔隙流体压力积聚, 当孔隙流体压力超过上覆地层压力的60%时, 促进非构造裂缝形成。异常高压对盆地深层-超深层致密储层质量的改善和提升发挥了关键作用, 是其成为有效储层的控制因素之一。

关键词:储层变化; 异常高压; 致密储层; 深层; 准噶尔盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics of abnormal pressure and its influence on deep and ultra-deep tight reservoirs in the Junggar Basin

SUN Jing¹, YOU Xincal¹, XUE Jingjing¹, CAO Yuanting¹, CHANG Qiusheng¹, CHEN Chao²

(1. Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;

2. No. 3 Oil Extraction Factory, Qinghai Oil Field Company, PetroChina, Haixi, Qinghai 816400, China)

Abstract: In recent years, discoveries and breakthroughs have been made successively in exploration of the deep and ultra-deep sequences in the Junggar Basin. The reservoirs found in the sequences are mostly tight with abnormally high pressure. In order to clarify the development characteristics of abnormally high pressure and its impact on reservoir quality, statistical analysis is carried out by using the pressure data obtained through systematic production tests in the key wells to determine the characteristics and types of pressure distribution in deep and ultra-deep layers of the basin, and its impact on the quality of tight reservoirs in combination with diagenesis. The results show that abnormally high pressure is widely developed in the deep and ultra-deep layers where residual pressure and pressure coefficient are high, vertical and lateral distribution of the abnormal pressure are broad. Four abnormally high pressure zones are recognized, i. e., the fairly high, moderately high, very high and super high pressure zones. Blocks in the western and eastern parts are located in the fairly high or moderately high pressure zones, blocks in the central part are located in the fairly high or very high pressure zones, and blocks in the southern part have fairly high, moderately high, very high or super high pressure. The vertical evolution of pressure coefficients can be described as gradual, abrupt and changeable due to different circumstances. The influence of abnormal high pressure on deep and ultra-deep tight reservoirs is mainly reflected in enhanced pressure bearing capacity of pore fluid, which in turn would reduce the pressure of rock skeleton particles, inhibit compaction, and contribute to the preservation of a large number of primary intergranular pores in the

收稿日期:2022-07-25;修订日期:2022-12-08。

第一作者简介:孙靖(1982—),男,高级工程师,沉积储层、石油地质综合研究和管理。E-mail: sun19820804@sina.com。

基金项目:中国石油天然气股份有限公司“十四五”前瞻性基础性重大科技项目(2021DJ02, 2021DJ04)。

reservoirs. The abnormal high pressure also inhibits the formation and precipitation of cement and thus decreases continuously the volume fraction of cement with increasing burial depth, restrains the evolution of organic matter to extend hydrocarbon generation and expulsion period as well as the time and scope of organic acid action, enhances dissolution to form secondary pores, and promotes the accumulation of pore fluid pressure to facilitate the formation of non-structural fractures when the pore fluid pressure exceeds 60 % of overburden pressure. Abnormally high pressure plays a key role in the improvement of the quality of deep and ultra-deep tight reservoirs in the basin, and serves as one of the control factors for reservoirs to become effective.

Key words: reservoir changes, abnormally high pressure, tight reservoir, deep layer, Junggar Basin

引用格式:孙靖,尤新才,薛晶晶,等. 准噶尔盆地异常压力特征及其对深层-超深层致密储层的影响[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 350-365.

DOI: 10. 11743/ogg20230208.

SUN Jing, YOU Xincan, XUE Jingjing, et al. Characteristics of abnormal pressure and its influence on deep and ultra-deep tight reservoirs in the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 350-365. DOI: 10. 11743/ogg20230208.

目前,含油气沉积盆地深层-超深层领域已经成为勘探开发的热点和增储上产的重点领域^[1-2]。近十年来,中国在该领域进行了大量研究和钻探,陆相、海相和海上盆地均取得了重大发现和突破^[3-5],持续有力支撑国家油气产量保持稳定和增长。其中,准噶尔盆地在玛湖凹陷、沙湾凹陷及其周缘凸起区三叠系-二叠系深层已经落实十亿吨级规模储量^[6-8],成为盆地增储上产的主要领域之一。近年来,高探1、康探1、石西16、呼探1、康探2、阜49、石西18和夏盐26等数口重点探井连续在深层-超深层领域获得了高产工业油气流。

中国西部沉积盆地深层的划分标准为埋深4 500~6 000 m,超深层为埋深大于6 000 m^[2,9]。针对该领域烃源岩、沉积相带、储层类型、输导体系及封盖条件等油气成藏要素,中国学者和专家进行了大量研究和分析^[2,9-13],证实其发育异常高压且储层以非常规致密储层为主,明确储层类型及有效性是促使其能否成藏的主控因素之一,确定异常高压是致密储层演化为规模有效储层的主要因素之一。

前人针对准噶尔盆地异常压力的研究主要起始于20世纪90年代的莫索湾地区的盆参2井^[14],后续开始针对重点地区异常压力的分布特征、成因机理及对成藏影响进行研究^[15-22]。深层-超深层领域研究则相对较晚,起始于主要勘探目标区的有效储层分析^[23-25]。近年来,开始针对全盆地该领域烃源岩、构造演化、成藏及富集规律等进行研究和认识^[26-28]。总体上,前人针对准噶尔盆地异常压力和深层-超深层领域进行了大量研究,但主要存在两方面的不足:①针对全盆地异常压力分析尚未开展,异常压力的类型、特征和分布规律不清楚;②异常高压如何对深层-超深层致密储层产生影响以及产生何种影响不清楚,制约了盆地该领域的勘探开发和增储上产。

本文利用准噶尔盆地重点预探井和评价井(尤其是深层-超深层重点井)的完井试油、钻井取心、铸体薄片及各类分析化验等资料和数据,对全盆地地层压力发育特征进行系统研究,特别针对异常高压发育特征和规律及其对深层-超深层非常规致密储层改造作用进行综合分析,明确了盆地异常高压的基本类型、发育特征和对致密储层的影响效应,为深化和指导盆地深层-超深层领域勘探开发提供可靠依据,为中国含油气沉积盆地相关领域研究和实践提供有益参考。

1 地质概况

准噶尔盆地是中国陆上大型主力含油气盆地之一^[6,9],是典型的古生代和中新生代多旋回叠合沉积盆地^[12],面积约13.5×10⁴ km²(图1)。全盆地已累计发现和探明由400余个油气藏构成的30多个油气田,含油层系多,油气藏分布广,油气资源丰富^[3-4,6-9]。

盆地是以前石炭纪复合基底为基础,在海西、印支、燕山和喜马拉雅等构造运动影响下形成的大型叠合盆地,先后经历了6个构造演化阶段^[29]。在白垩纪-古近纪陆内拗陷阶段受构造应力场影响,形成南部地层“早期长期浅埋,晚期快速深埋”特征,沉积了巨厚的陆相碎屑岩^[27]。盆地由6个一级构造单元和44个二级构造单元构成,具有“南北分带、东西分块”特征(图1)。

深层-超深层领域储层以碎屑岩构成的沉积岩为主,包括砾岩和砂岩两类。砾岩主要为中砾岩和细砾岩以及二者之间的过渡类型中-细砾岩,粗砾岩相对较少;砂岩类型则相对多样,粗砂岩、中砂岩、细砂岩、粉砂岩以及中-粗砂岩、中-细砂岩、粉-细砂岩等均发育。另外,还发育含砾砂岩等砾岩和砂岩的过渡类型(图2)。

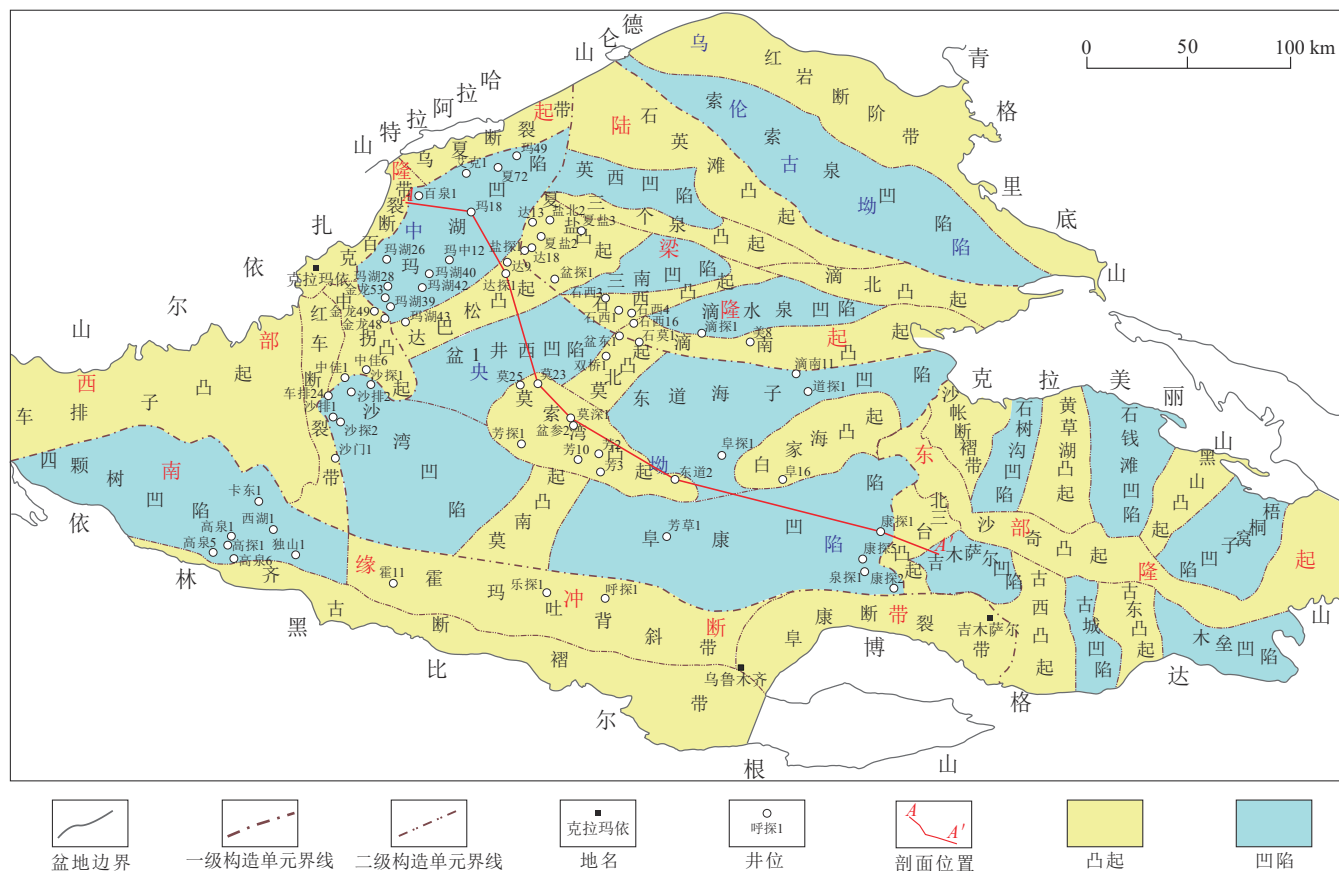


图1 准噶尔盆地构造单元划分及重点深井井位

Fig. 1 Division of tectonic units and locations of key deep exploratory wells, Junggar Basin

总体上,从盆地边缘近物源区向盆地中心远物源区粒度逐渐变细,砾岩逐渐向砂岩演变。储层岩石平均孔隙度为8.42%,平均渗透率仅为 $0.20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属典型的低-特低孔隙度和渗透率致密储层^[30]。同时,储层依据孔隙类型主要分为原生孔隙型和次生孔隙型两大类,其中,盆地南部南缘冲断带以及中央坳陷的沙湾凹陷、阜康凹陷和莫南凸起等的南部地区以原生孔隙型为主,次生孔隙不发育或发育较少;东道海子凹陷、阜康凹陷东部以及白家海凸起等也发育大量原生孔隙,但同时发育一定比例的次生孔隙;盆地其他地区以次生孔隙型为主,原生孔隙较少或不发育^[30]。

2 异常压力特征及成因

2.1 整体特征

研究异常压力的方法主要有测井资料推测、地震资料预测、钻井随钻监测以及系统试油测试等4类,系统试油测试又分为DST和RFT地层测试、完井系统试油测试等两种方法^[31-33]。在这4类方法中系统试油测试压力

数据准确度相对较高,其中,又以完井系统试油测试方法最为准确^[32]。一般地,由于完井系统试油实测压力数据有限,实际研究中经常采用多种方法相互结合和补充以提高压力分析的准确性。另外,异常高压地层下限目前比较一致的标准是压力系数大于1.20^[21,32-34]。

准噶尔盆地勘探开发60余年,积累了大量的完井系统试油测压数据,尤其是近15年来钻探了大量井深大于4 500 m的深层井并进行了系统试油(图1),积累了丰富的数据。因此,本次研究主要以优选的全盆地近460口重点井的670余个实测压力数据进行系统分析和研究,其中包括深层-超深层50余口井的70余个实测压力数据(图3)。

依据盆地构造演化、地层结构及压力分布特征,整体将其划分为西部、中部、东部和南部4个区块,西部区块主要包括西部隆起各个凸起和断裂带、中央坳陷西段的玛湖凹陷、达巴松凸起、盆1井西凹陷和沙湾凹陷西部以及陆梁隆起西段的夏盐凸起等;中部区块主要为中央坳陷中段的盆1井西凹陷和沙湾凹陷东部、莫北凸起、莫索湾凸起、莫南凸起、东道海子凹陷和阜康凹陷西部以及陆梁隆起的三南凹陷、三个泉凸起、石

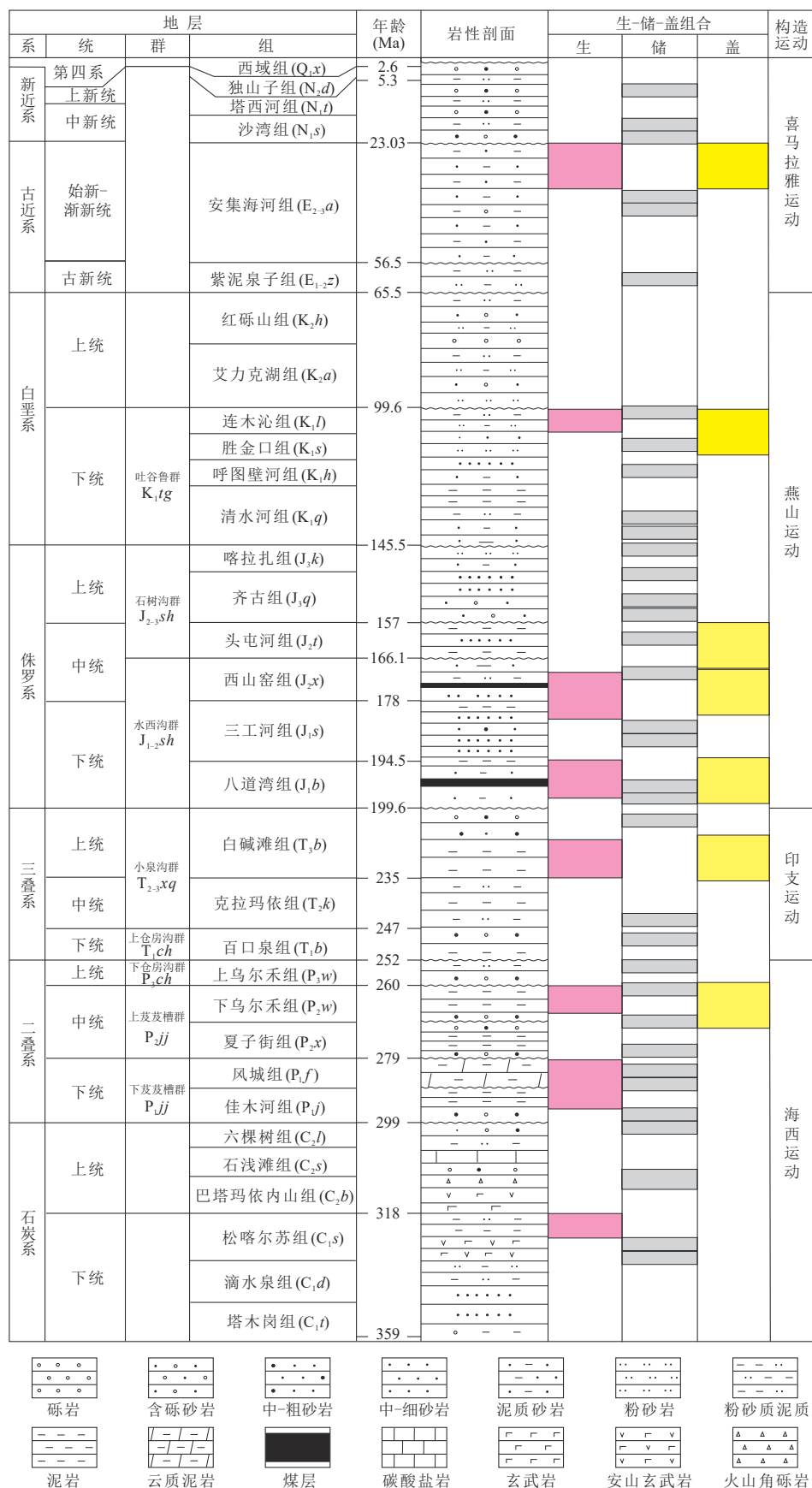


图2 准噶尔盆地地层综合柱状图

Fig. 2 Comprehensive stratigraphic column of the Junggar Basin

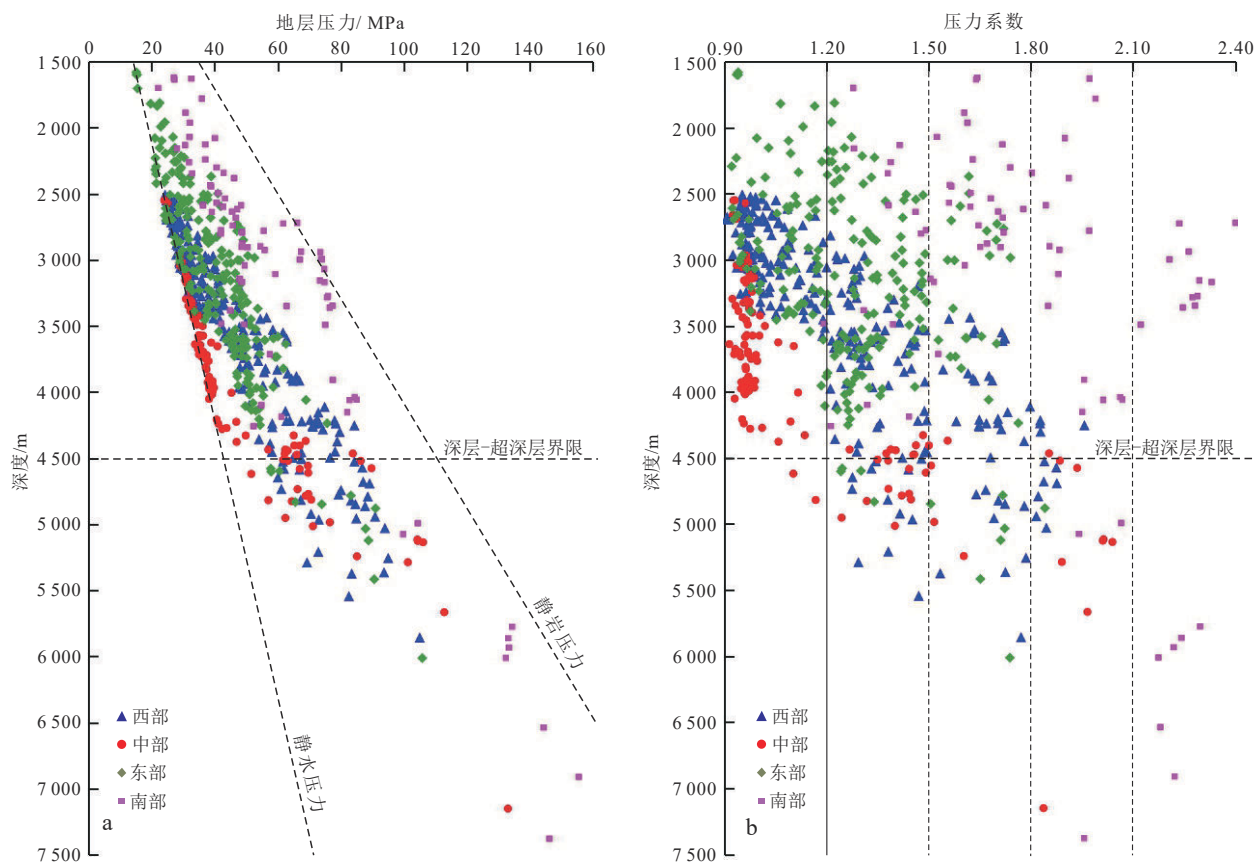


图3 准噶尔盆地地层压力和压力系数与深度关系

Fig. 3 Pressure vs. burial depth and pressure coefficient vs. burial depth plots of the Junggar Basin

a. 地层压力-深度; b. 压力系数-深度

东凸起、石西凸起和滴水泉凹陷西部、滴南凸起西部, 东部区块主要包括东部隆起带各个凸起和凹陷、中央坳陷东段的白家海凸起、东道海子凹陷和阜康凹陷东部以及陆梁隆起东段的滴北凸起、滴水泉凹陷东部、滴南凸起东部, 南部区块主要为南缘冲断带的四棵树凹陷、霍玛吐背斜带、齐古断褶带和阜康断裂带(图1)。不同区块均由多个不同的凸起、凹陷、断裂带以及背斜带、断褶带等构成, 这些构造单元共同构成了盆地压力系统。

依据盆地地层和压力分布特征, 分别以埋深1 500, 3 000, 4 500和6 000 m为界划分出浅层、中层、深层和超深层, 统计不同区块和不同埋深地层压力、剩余地层压力和压力系数的数值及其变化情况(表1)。不同区块、不同深度范围的地层压力、剩余地层压力和压力系数存在差异, 但整体上各个区块的数值基本都随着埋深逐步增大, 中部和南部区块在超深层压力系数出现反转, 但因数据点较少并不能确定其是否为整体反转。同时, 南部区块数值最高, 西部和中部区块数值相当, 东部除浅层外数值最低(表1; 图3)。另外, 各

个区块进入异常高压带的埋深存在差异, 南部最浅进入, 其次是西部和东部, 最深进入的是中部, 但在4 500 m以下的深层, 所有区块全部进入异常高压带。

前人曾依据压力系数对地层压力系统进行分类^[32-33], 但针对压力系数1.20以上的异常高压地层进行的系统分类相对较少。依据准噶尔盆地地层异常压力分布特征, 分别以压力系数1.20, 1.50, 1.80和2.10为界, 划分出一般异常高压、中等异常高压、强异常高压和超强异常高压共4个区间(图3; 表2)。

盆地4个区块异常高压区的发育具有不同特征, 属于不同级别的异常高压区。通过对不同区块异常压力系数统计, 西部区块压力系数为1.21~1.98, 主要位于一般和中等异常高压区, 夏盐凸起西部以及玛湖凹陷深层等局部区块位于强异常高压区; 中部区块压力系数1.24~2.07, 主要位于一般异常高压区, 其次为强异常高压区, 南部莫北、莫索湾和莫南等几个凸起局部位于中等异常高压区; 东部区块压力系数1.20~1.86, 也是主要位于一般和中等异常高压区, 与西部区块类似, 但其总体压力系数低于西部区块; 南部区块压

表1 准噶尔盆地地层压力和压力系数统计

Table 1 Pressure and pressure coefficient statistics of the Junggar Basin

埋深/m	地层压力/MPa				剩余地层压力/MPa				压力系数			
	西部	中部	东部	南部	西部	中部	东部	南部	西部	中部	东部	南部
1 500 ~ 3 000	13.91 ~ 39.34	13.93 ~ 31.67	14.99 ~ 50.39	18.03 ~ 67.25	-1.70 ~ 10.28	-2.05 ~ 2.97	-2.30 ~ 21.33	3.82 ~ 37.50	0.89 ~ 1.33	0.87 ~ 1.08	0.88 ~ 1.72	1.20 ~ 2.29
3 000 ~ 4 500	28.75 ~ 84.18	28.64 ~ 83.71	28.82 ~ 75.54	41.91 ~ 84.91	1.02 ~ 42.55	-2.02 ~ 39.99	-1.40 ~ 34.07	7.83 ~ 45.19	0.95 ~ 1.98	0.92 ~ 1.88	0.94 ~ 1.78	1.20 ~ 2.36
4 500 ~ 6 000	59.92 ~ 104.93	51.46 ~ 112.71	57.67 ~ 90.89	99.67 ~ 134.25	14.40 ~ 47.58	6.23 ~ 57.23	12.70 ~ 43.11	49.90 ~ 77.69	1.29 ~ 1.90	1.10 ~ 2.07	1.26 ~ 1.86	1.90 ~ 2.33
6 000 ~ 7 500	—	132.93	105.74	132.20 ~ 155.42	—	62.89	46.86	73.4 ~ 87.73	—	1.86	1.76	1.90 ~ 2.25

注:“—”为无数据。

表2 准噶尔盆地异常高压区分类方案

Table 2 Classification scheme of abnormally high pressure zones in the Junggar Basin

异常高压区	一般	中等	强	超强
压力系数	1.20 ~ 1.50	1.50 ~ 1.80	1.80 ~ 2.10	>2.10

力系数 1.21 ~ 2.36, 其分布区间相对宽泛, 从一般到超强异常高压区均有分布, 是 4 个区块中压力系数最高的, 中部霍玛吐背斜带压力系数最高, 其次为西部四棵树凹陷, 东部阜康断裂带压力系数最低, 属于超强高压区的井主要位于霍玛吐背斜带及与其紧邻四棵树凹陷东部。

另一方面, 4 个区块地层压力系数垂向演化同样

具有不同特征, 总体上可以分为 3 种类型, 即渐变型、突变型和多变型(图 4)。

渐变型特征为压力系数随埋深增加逐步增加, 呈近似正相关关系, 这一类型主要发育于西部和东部两个区块, 两个区块压力系数均是从 0.90 左右逐步增加到 1.80 ~ 1.90; 其中, 西部区块在埋深 3 000 ~ 3 300 m 开始进入异常高压带, 3 000 ~ 3 500 m 为常压带和异常高压带共存的混合压力带, 常压区主要是车排子凸起和中拐凸起, 其他为异常高压区, 大于 3 500 m 整体进入异常高压带; 东部区块在 1 500 ~ 2 000 m 进入异常高压带, 2 000 ~ 3 500 m 为混合压力带, 常压区主要是滴南凸起东部、白家海凸起北部、沙奇凸起西部以及吉

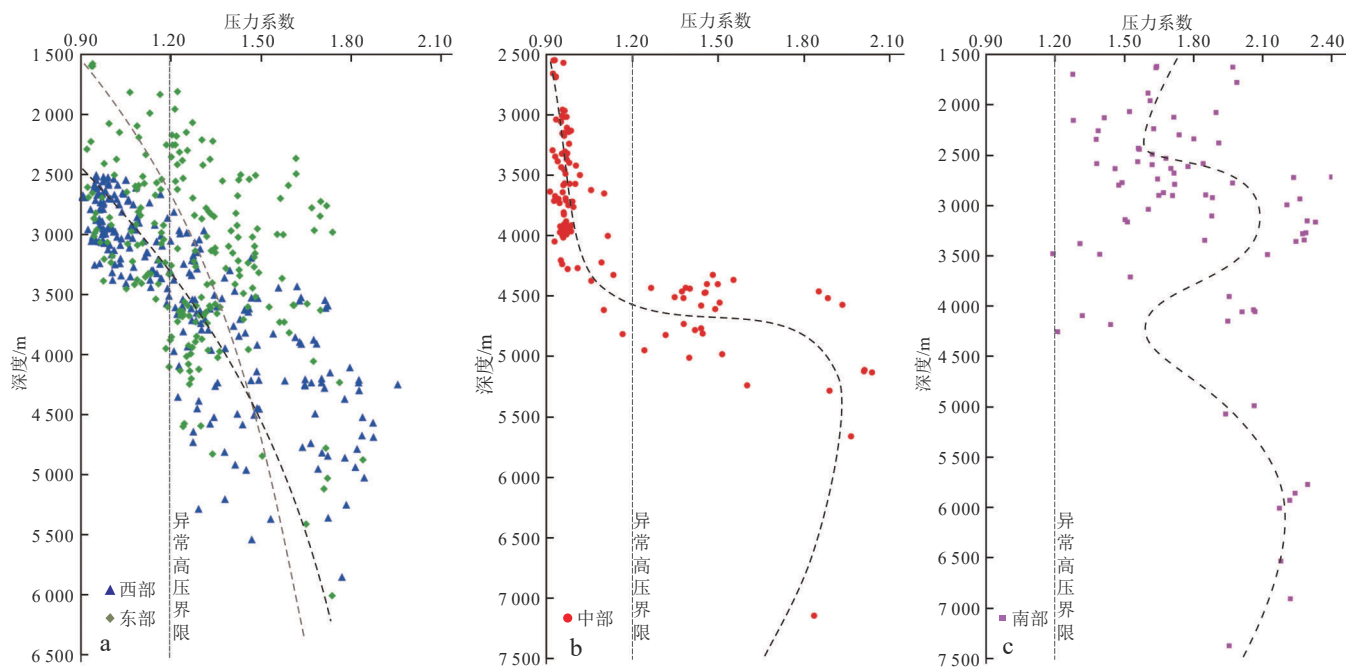


图4 准噶尔盆地不同区块地层压力系数-深度关系

Fig. 4 Relationship between pressure coefficients and burial depth of different blocks of the Junggar Basin

a. 西部和东部区块; b. 中部区块; c. 南部区块

木萨尔凹陷等,其他为异常高压区,大于3 500 m和西部区块一样整体进入异常高压带(图4a)。该类型异常高压成因主要为生排烃增压、泥岩欠压实和断裂活动传导^[16,20,22],其中,凹陷区成因主要为二叠系或侏罗系烃源岩大规模生排烃造成地层增压形成异常高压,斜坡区主要成因是三叠系、侏罗系厚层泥岩欠压实作用形成异常高压,而断裂带和凸起区主要是因为断裂活动引起压力传导形成的它源型异常高压。这些成因作用相对长期而缓慢,因此造成压力系数随埋深渐进式增加。

突变型主要是压力系数随埋深变化分为上、下两段,上段是渐变段,下段是突变段。渐变段是压力系数随埋深增加逐步增大,经过某一深度段后变为突变段;突变段是压力系数发生突变,随埋深增加急剧增大。这一类型主要发育于中部区块,该区块2 500~4 300 m处于常压带为渐变段,经过埋深4 300~4 400 m,压力系数迅速增大到1.24以上,最大达到1.88,平均为1.57,中间没有明显的混合压力带(图4b)。该类型异常高压主要是因为在上部常压段和下部异常高压段之间存在致密封隔层,埋深约为4 300~4 400 m,主要由富含钙质、硅质或铁质的泥岩组成^[15,18],岩性致密,封隔性好,在封隔层上下造成压力系数突变。

多变型与前两种类型压力系数随埋深增加而增加不同,其特征为压力系数随埋深增加呈现减少和增加的周期性变化,主要发育于南部区块;该区块在埋深1 500 m以浅已经进入异常高压带,埋深1 500 m以下均在异常高压带,且很大比例位于强和超强异常高压带,压力系数在埋深2 500,3 100,4 200及5 700 m等上、下发生周期性减少和增加(图4c)。该类型异常高压也具有构造挤压、不平衡压实、断层活动超压传导等多种成因^[15,17],尤其是喜马拉雅构造运动的多次、多期强烈挤压^[21],形成了多个异常高压系统,各系统间均有厚层泥岩封隔^[15,17],造成压力系数随埋深周期性变化。

2.2 深层-超深层特征

对于埋深超过4 500 m的深层,压力为51.46~155.42 MPa,剩余压力为6.23~87.73 MPa;同时,压力系数为1.10~2.33,除了中部区块莫201井和芳2井两个测点压力系数小于1.20以外,全部位于异常高压区(图3;表1)。

西部区块压力系数在1.29~1.90,在一般到强异常高压带均匀发育,总体以一般和中等异常高压带为主;其中,夏盐凸起压力系数最高,其次为玛湖凹陷,再次为沙湾凹陷西部。中部区块1.10~2.07,主要发育

一般和强异常高压带,呈现两极分化特征,莫索湾凸起压力系数最高,其次为莫北凸起和莫南凸起,再次为石西凸起;东部区块1.26~1.86,压力系数相对较低,主要发育一般和中等异常高压带,强异常高压带发育较少,阜康凹陷东部压力系数最高;而南部区块1.90~2.33,压力系数最高,主要发育超强异常高压带,其次为强异常高压带,中部霍玛吐背斜带和西部四棵树凹陷东部压力系数最高,压力系数都接近或超过2.10。

总体上,准噶尔盆地深层-超深层领域异常高压普遍发育,压力系数高,垂向和平面分布范围广。实钻已经证实,盆地深层-超深层领域发育规模有效储层,普遍发育的异常高压对该领域致密储层产生了重要影响。

2.3 异常高压成因

总体上,盆地地层异常高压成因主要为生排烃增压、不平衡压实(泥岩欠压实)、构造挤压和压力传导等4个方面^[15-22]。埋深大于4 500 m的深层-超深层,其成因主要为生排烃增压、不平衡压实和构造挤压,其中生排烃增压是发育最广泛、最普遍的成因^[15,18,20,22],而其他两个属于局部成因^[16-17,19,21];对埋深小于4 500 m的中浅层,深层-超深层异常高压的向上传导是主要原因,全区普遍分布,南部区块等局部地区也存在构造挤压作用形成的异常高压^[15-22]。

生排烃增压主要是有机质发生热解生烃和液态烃裂解生成甲烷等气态烃类造成体积膨胀^[18],其体积可增加到原来2~3倍甚至更大,使地层压力增加^[35],形成异常高压。生排烃增压和深层压力传导两种成因类型主要表现为泥岩声波时差数值随埋深增加偏离正常压实曲线,发生增加式反转,而密度数值基本不变或其发生降低反转的深度与声波时差不一致^[20],该现象盆地普遍存在(图5)。

盆地西部区块声波时差数值的反转顶界埋深介于3 000~3 500 m,与异常高压顶界埋深一致,但是密度数值反转顶界埋深是3 900 m左右,与声波时差反转界面不一致;同样,中部区块声波时差数值的反转顶界埋深介于4 300~4 400 m,与异常高压顶界埋深一致,密度数值反转顶界埋深是5 100 m左右,与声波时差反转界面也不一致;而东部区块的声波时差数值的反转顶界埋深在3 500 m左右,密度数值反转顶界埋深为4 200 m左右,二者也存在差异(图5)。

同时,生、排烃增压形成的异常高压地层,如果不考虑其他因素影响,其地层压力系数与烃源岩成熟度一般均随埋深增加而增大^[20]。盆地发育下石炭统、中-下二叠统等6套烃源岩^[26],特别是下二叠统风城组

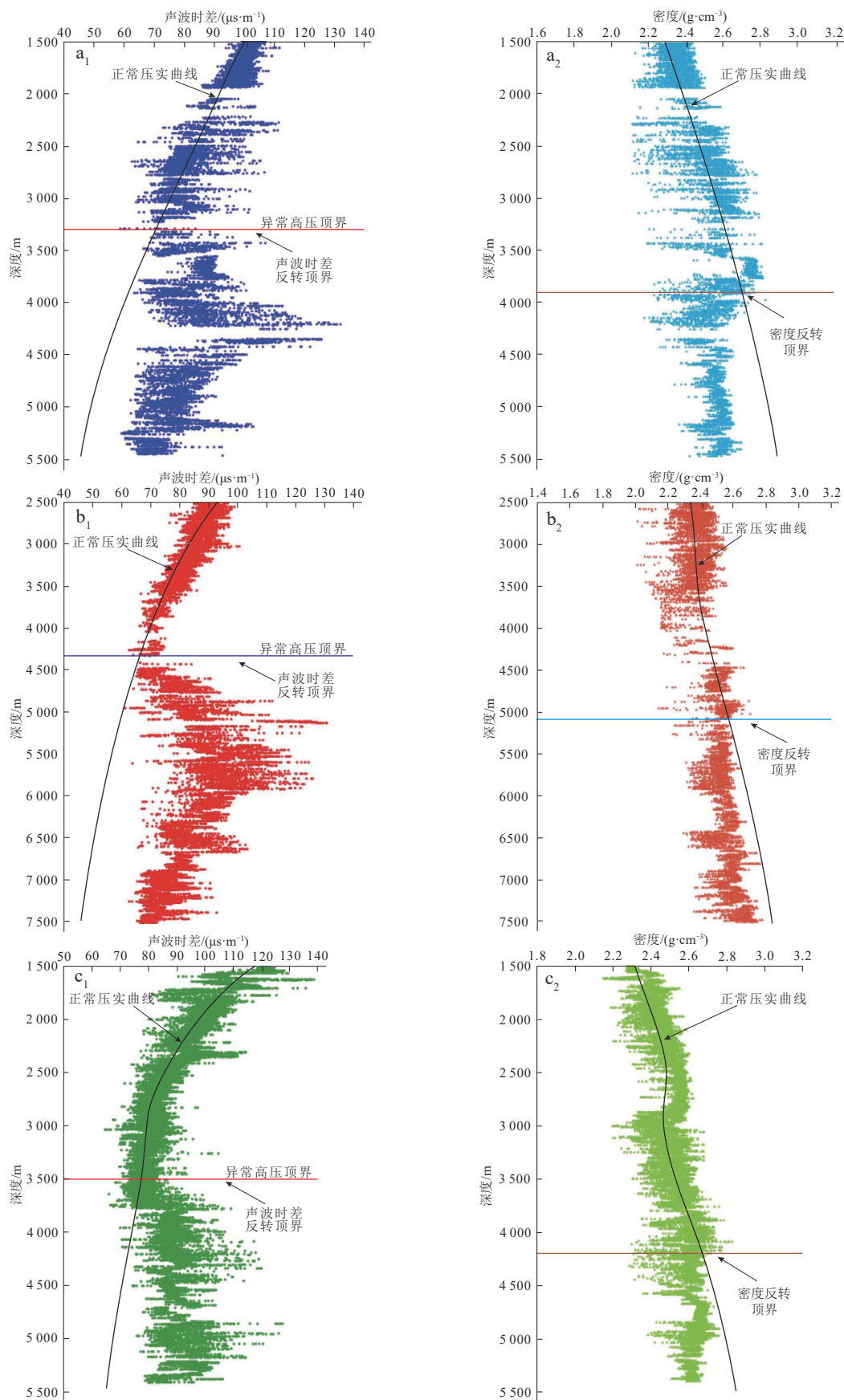


图5 准噶尔盆地不同区块泥岩压实特征

Fig. 5 Compaction characteristics of mudstones in different blocks of the Junggar Basin

 a_1, a_2 . 西部区块; b_1, b_2 . 中部区块; c_1, c_2 . 东部区块

碱湖型源岩厚度超过200~300 m,中二叠统西部和中部区块下乌尔禾组、东部区块平地泉组和南部区块芦草沟组的源岩厚度一般超过50~200 m,最厚超过600 m,这些主力烃源岩在盆地不同地区广泛发育且处于成熟-高成熟阶段;同时,总体经历了中-晚二叠世、晚三叠世、中侏罗世-早白垩世和新近纪共4个主要生、排烃期^[36],规模大,持续时间长,尤其是埋深大于4 500 m的深层-超深层领域,且地层压力系数随埋深变化与烃源岩成熟度随埋深变化具有一定正相关关系^[20,28]。

压力传导是埋深小于4 500 m的中-浅层异常高压形成的主要成因,具体表现为深层-超深层异常高压沿着断裂-裂缝系统向上传导以及沿着不整合面的侧向传导^[17,19-22]。盆地形成后,在海西、印支、燕山和喜马拉雅等多期构造运动影响下先后经历了多个阶段复杂构造演化^[27,29],形成了全盆地发育的深层逆断裂系统和浅层正断裂系统,两种断裂垂向上相互搭接,呈“Y”字形组合,垂向传导能力强;同时,盆地演化过程中形成众多大中型不整合面,其中,石炭系、中二叠统、三叠系及侏罗系等顶面为全盆地分布的不整合面,横向传导能力强。另外,地层在沉积过程中,受到压实作用和构造挤压作用影响形成各种类型微裂缝(网)。因此,深层-超深层生排烃造成的异常高压会沿着断裂-裂缝系统和不整合面分别发生垂向和侧向传导,在中浅层形成异常高压(图6)。

除了上述两个主要原因外,盆地西部区块的二叠系-三叠系、东部区块的侏罗系、南部区块的古近系等层系的沉积速率可以达到6~20 m/Ma,存在因快速沉降和沉积造成不同程度和规模的不均衡压实(泥岩欠压实)作用而形成的异常高压^[15-16,19];盆地南部区块则发育强烈构造挤压成因的异常高压,因为该区块在新生代以来一直受喜马拉雅晚期印度和欧亚两大板块碰撞挤压,造成天山大幅度隆升,形成了强烈构造挤压环境,对地层产生强烈的挤压作用^[17,21],进一步提升了地层异常高压值,使其地层压力值和压力系数都是盆地各个区块中最高的,形成了南部区块的强-超强异常高压。

3 异常压力对致密储层影响

异常高压对储层成岩作用会产生重要影响,抑制压实作用,减弱胶结作用,促进溶蚀作用和裂缝形成^[10,13,32,37-44],可有效增大储层孔隙空间,增强渗流能力,最终有效提升储层质量,这对深层-超深层致密储层尤为重要。

3.1 抑制压实作用

异常高压对压实作用的抑制主要体现在其增强了孔隙流体承压能力,减轻了上覆地层压力对岩石骨架

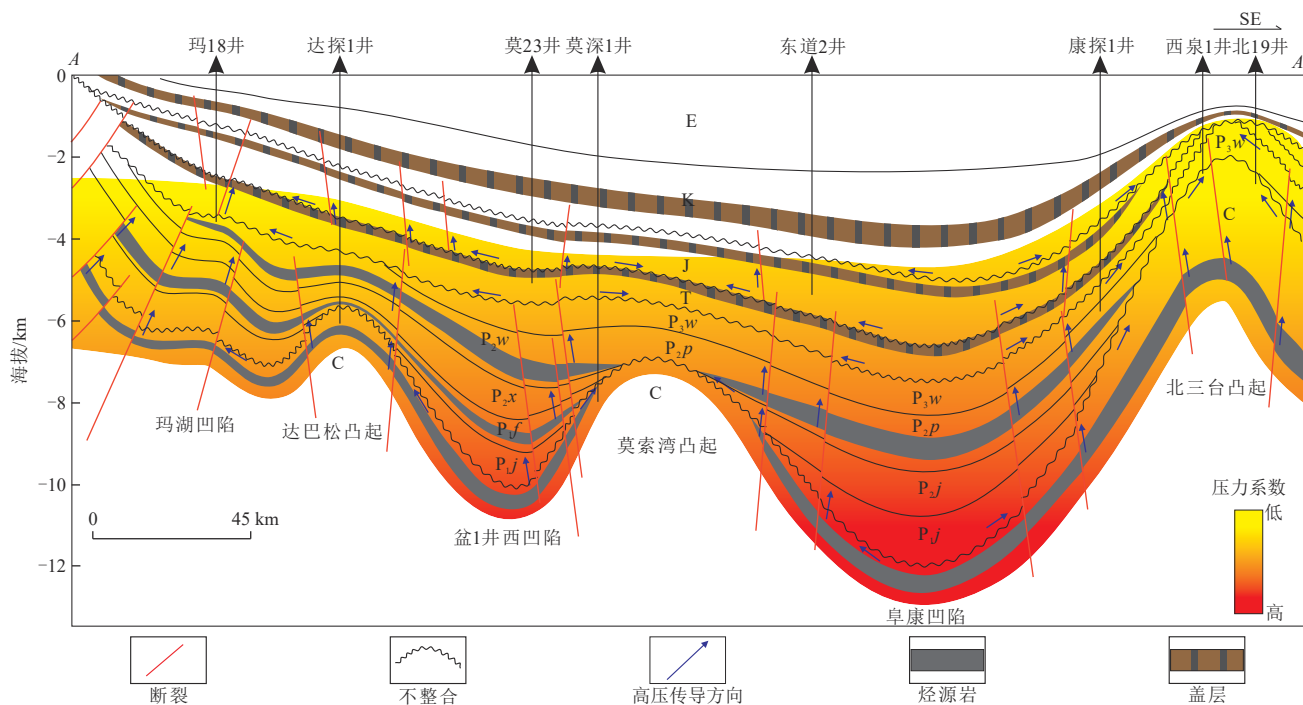


图6 准噶尔盆地异常高压垂向和侧向传导模式(剖面位置见图1)

Fig. 6 Vertical and lateral conduction models of abnormally high pressure in the Junggar Basin (See Fig. 1 for profile location)

颗粒的压力,形成较低的有效应力,减弱了机械压实作用^[32,37,39-42,44]。地层中,流体压力等于静水压力与剩余压力之和^[45]。深层-超深层剩余压力为6.23~87.73 MPa,平均为36.10 MPa,且随着地层埋深增加逐步增大(图7)。这些压力相当于异常孔隙流体减弱了岩石骨架颗粒压力为6.23~87.73 MPa,平均达到36.10 MPa,使深层-超深层领域储层岩石骨架颗粒在埋深4 500~6 500 m处的线状接触比例超过70%~90%,局部为点状接触,处于中等压实强度,而埋深超过6 500 m则以线状-凹凸状接触为主,线状接触比例超过50%~70%,局部为凹凸状接触,基本处于强压实的初级阶段^[46](图7)。

异常高压减弱储层岩石骨架颗粒压力,抑制压实作用,其对盆地深层-超深层储层岩石最主要的影响是减少储层原生粒间孔隙损失,使大部分原生剩余粒间孔隙得以保存。这种影响在盆地南部区块深层-超

深层“早期长期浅埋,晚期快速深埋”致密储层中尤为突出,基本以原生剩余粒间孔隙为主,埋深4 000~4 500 m储层原生粒间孔体积分数为90%~100%,平均为97.83%;随着埋深增加,4 500~6 000 m深层原生粒间孔体积分数为80%~100%,平均为96.74%,略有减少;而埋深大于6 000 m的超深层原生粒间孔体积分数为70%~98%,平均为89.26%,有一定减少,但减少量整体不大。东部区块也以原生孔隙为主,但发育少量次生孔隙,造成其发育程度低于南部区块,埋深4 000~4 500 m储层原生粒间孔体积分数为80%~98%,平均为92.31%;4 500~6 000 m深层原生粒间孔体积分数为65%~100%,平均为87.93%,有一定减少;而埋深大于6 000 m超深层原生粒间孔因钻井少,数据点少,目前无法准确计算。总体上,异常高压对深层-超深层储层压实作用具有明显抑制作用。

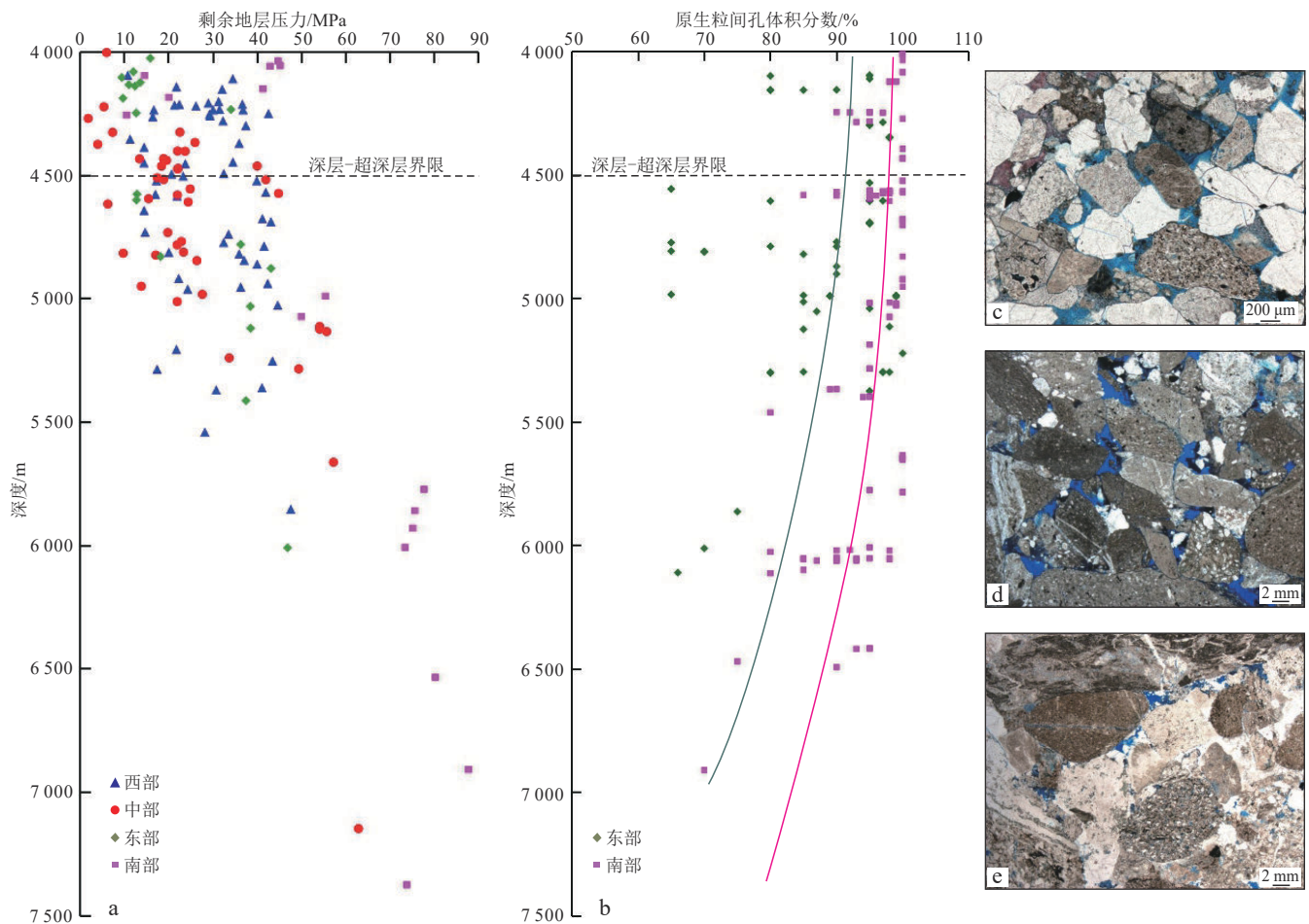


图7 准噶尔盆地深层-超深层异常高压与压实作用的关系

Fig. 7 Relationship between abnormally high pressure and compaction of the deep-ultra deep sequences in the Junggar Basin

a. 剩余地层压力-深度;b. 原生粒间孔体积分数-深度;c. 康探2井,埋深4 602.03 m,剩余原生粒间孔,铸体薄片;d. 高泉5井,埋深6 051.31 m,剩余原生粒间孔,铸体薄片;e. 高101井,埋深6 468.90 m,剩余原生粒间孔、粒内溶孔和微裂缝,铸体薄片

3.2 减弱胶结作用

地层压力、地层温度、孔隙流体和岩石颗粒的成分等是控制胶结作用强度的主要因素^[46],其中,异常高压对胶结作用存在一定程度的抑制^[37,39-42,44,47-48],尤其对碳酸盐胶结物。压力升高会使地层水中 CO_2 溶解度增大,且压力影响大于温度升高导致的 CO_2 逸出,造成碳酸盐类矿物不易析出胶结,甚至会发生规模溶蚀^[48]。同时,异常高压对石英等硅质胶结物的次生加大和浊沸石等铝硅酸盐胶结物的生成也具有一定抑制作用^[47]。深层-超深层异常高压对胶结作用的减弱作用主要体现在以原生剩余粒间孔为主的南部区块和以原生孔为主且发育少量次生孔的东部区块(图8)。

南部区块深层-超深层胶结物以方解石和硅质为主,随着埋深增加,剩余地层压力增大,两种胶结物体积分数均逐渐下降,方解石胶结物由2%~8%下降到0~3%,而硅质胶结物由2%~4%下降到0~1%。同

样,东部区块深层-超深层除了发育方解石和硅质之外,还发育一定量的浊沸石,这3种胶结物的体积分数也均随埋深增加逐渐减小,分别由2%~20%,1%~4%和3%~7%下降到1%~3%,1%~2%和1%~2%。因此,异常高压对深层-超深层储层胶结物的胶结作用具有减弱作用。

3.3 增强溶蚀作用

对于深层-超深层领域,异常高压可在一定程度上抑制压实作用,减弱压实强度,但如果地层长期深埋且经长期复杂构造运动演化,储层均会成为非常规致密储层,这种现象在西部和中区块普遍存在。实际钻探已经证实,这些区块仍发育有效储层,其主要原因就是广泛发育次生孔隙带和微裂缝系统,构成了致密储层的双重介质。其形成原因中,异常高压是重要的增强和促进因素之一。

异常高压对溶蚀作用具有促进作用^[10,13,32,37-39,43-44],尤其在深层-超深层领域,是储层质量改善的决定性

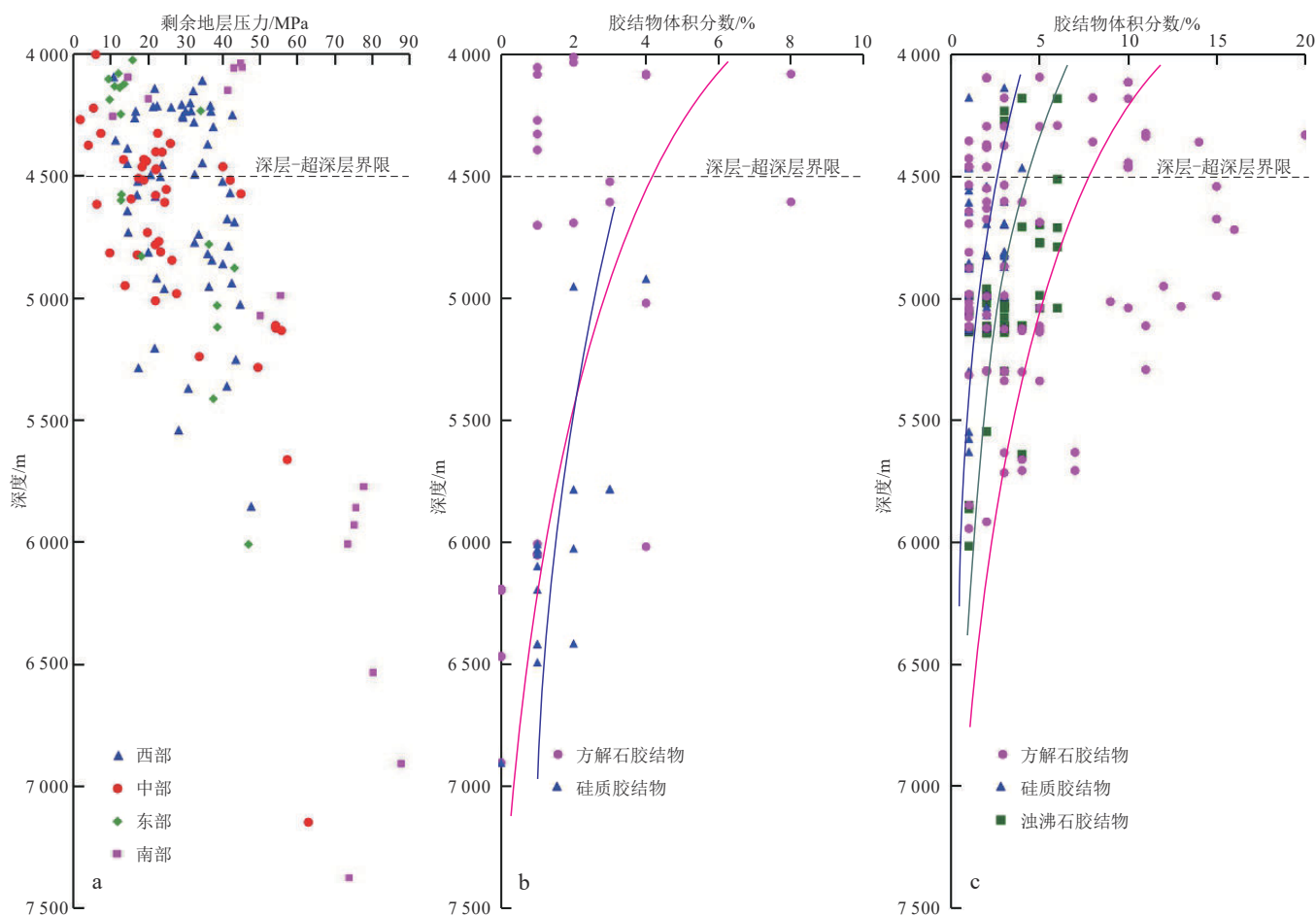


图8 准噶尔盆地深层-超深层异常高压与胶结作用的关系

Fig. 8 Relationship between abnormally high pressure and cementation of the deep and ultra-deep sequences in the Junggar Basin

a. 剩余地层压力-深度;b. 南部区块胶结物体积分数-深度;c. 东部区块胶结物体积分数-深度

因素之一。其对溶蚀作用的促进主要表现为两个方面,一是异常高压对有机质演化和生烃过程的抑制作用延长了地层中有机酸的作用时间,扩大了有机酸的作用范围^[32,38-39],增大了 CO_2 溶解度^[38,43-44],促进了有机酸和碳酸等无机酸溶蚀作用,增大了粒间溶蚀和粒内溶蚀作用的强度和范围。依据盆地热史模拟结果,盆地埋深7 000~7 500 m 烃源岩成熟度值 R_o (镜质体反射率)为1.7%~1.8%,而实测值仅为1.2%~1.3%,异常高压明显抑制了有机质的演化,延长了生排烃期^[28],无疑会延长盆地深层-超深层有机酸作用时间,进一步对溶蚀作用产生增强效应。

深层-超深层有机酸溶蚀作用大规模发育,垂向上形成了多个大跨度的次生孔隙富集带,与异常高压分布具有良好对应关系,异常高压增强了溶蚀作用的强度和深度,有效提升了储层质量,尤其是在西部和中部两个区块(图9)。需要指出的是,对溶蚀作用而言,异常高压是改善因素而非决定因素。

3.4 促进微裂缝形成

异常高压还可以促进储层中非构造型微裂缝的形成,改善储层岩石渗流能力,提升致密储层渗透率^[10,32,40,43]。尽管异常高压可增强孔隙流体承压能力,抑制压实作用,减轻上覆地层对岩石骨架颗粒的压力,但当地层经过长期深埋和演化,孔隙流体压力积聚到一定程度时就会促进非构造裂缝发育。

前人研究认为,当储层孔隙流体达到上覆地层压力的70%~90%,岩石一般会产生裂缝^[49],准噶尔盆地深层-超深层孔隙流体压力与上覆地层压力比值为58%~92%,平均为74%,其中,南部区块最高,比值为81%~92%,平均达到88%,对微裂缝形成和发育具有一定促进作用(图10)。实际上,孔隙流体压力达到上覆地层压力60%以上时,异常高压已经开始对微裂缝产生发挥促进作用;其中,西部、中部和东部3个区块由于经历长时间深埋,孔隙流体压力聚集程度高,

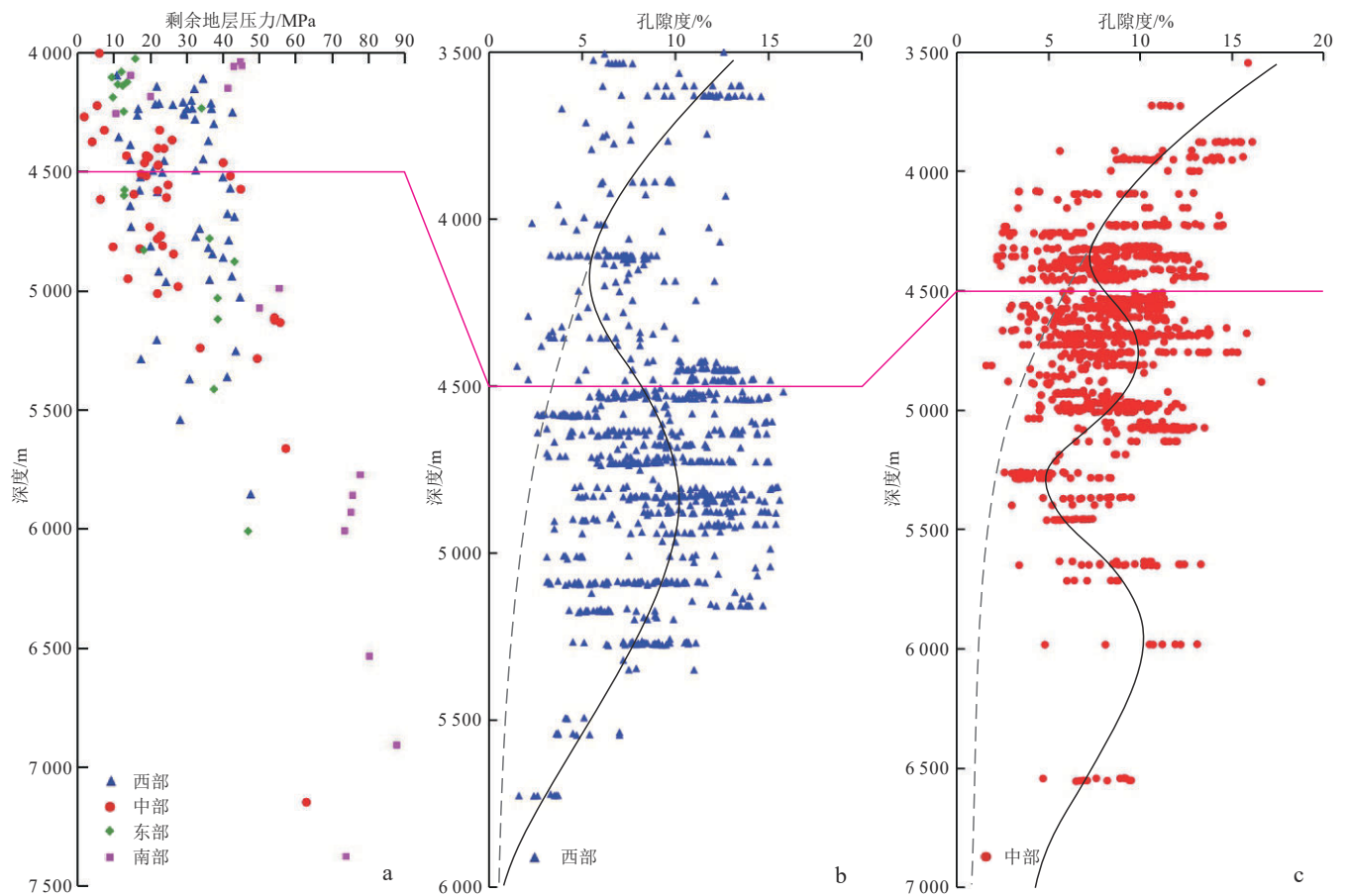


图9 准噶尔盆地深层-超深层异常高压与溶蚀作用的关系

Fig. 9 Relationship between abnormally high pressure and dissolution of the deep and ultra-deep sequences in the Junggar Basin

a. 剩余地层压力-深度;b. 西部区块孔隙度-深度;c. 中部区块孔隙度-深度

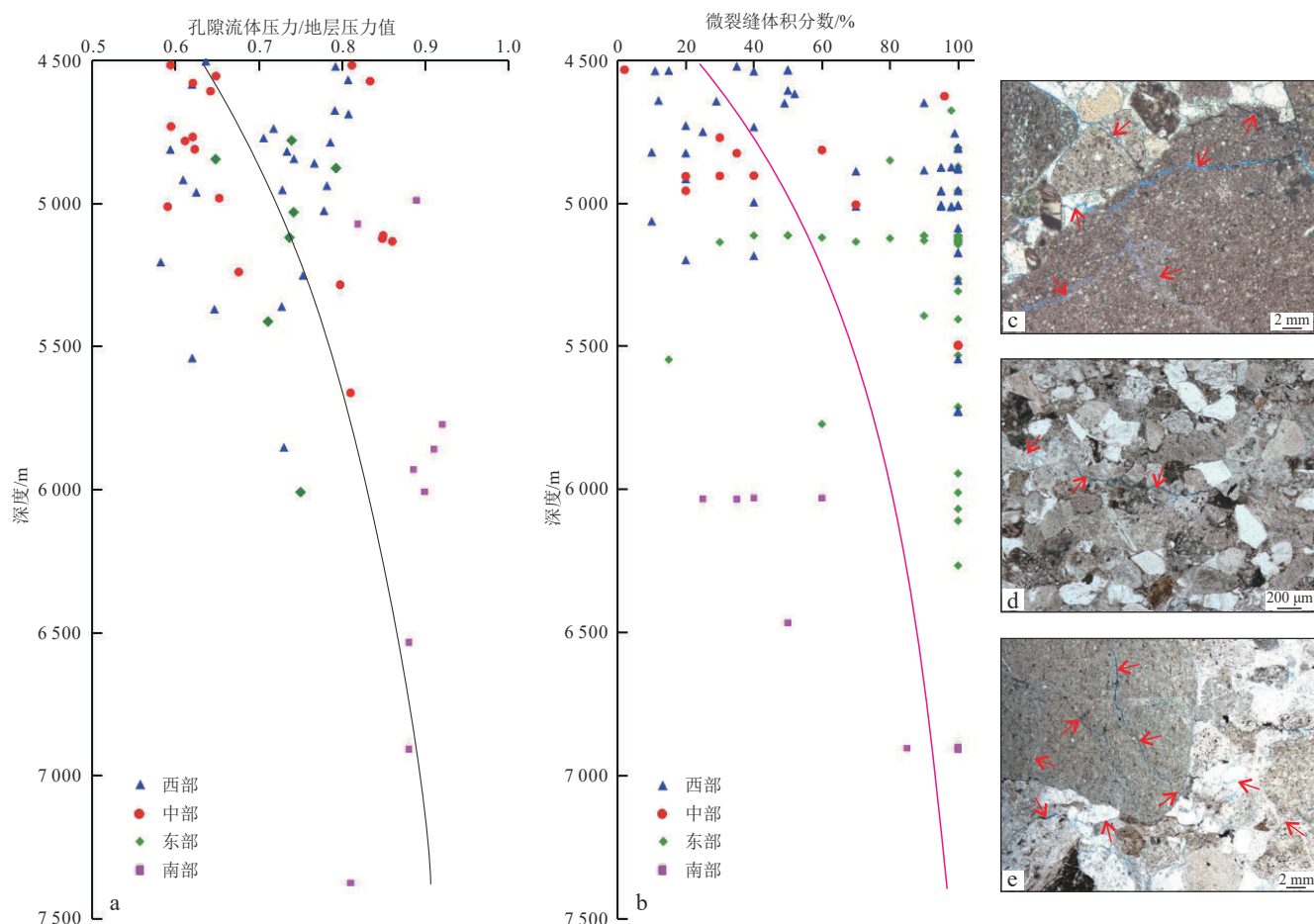


图10 准噶尔盆地深层-超深层异常高压与微裂缝发育的关系

Fig. 10 Relationship between abnormally high pressure and microfracture formation of the deep and ultra-deep sequences in the Junggar Basin
a. 孔隙流体压力/地层压力值-深度; b. 微裂缝体积分数-深度; c. 达18井,埋深4 804.71 m,微裂缝,铸体薄片; d. 康探5井,埋深6 011.00 m,微裂缝,铸体薄片; e. 高101井,埋深6 907.34 m,微裂缝,铸体薄片

埋深4 500 m微裂缝开始大量发育,而南部区块因“早期长期浅埋,晚期快速深埋”,深埋时间短,孔隙流体压力聚集时间较短,因此,微裂缝在埋深超过6 000 m时才开始发育。

4 结论

1) 准噶尔盆地深层-超深层普遍发育异常高压,剩余压力大,压力系数高,垂向和平面分布范围广;以压力系数1.20,1.50,1.80和2.10为界可划分出一般、中等、强和超强等4个异常高压区间,不同区块异常高压区发育具有不同特征,属于不同级别异常高压区;不同区块地层压力系数垂向演化特征不同,总体上可以分为渐变型、突变型和多变型等3种类型,不同类型和区块具有不同成因。

2) 异常高压对深层-超深层非常规致密储层有重要影响,主要是抑制压实作用,减弱胶结作用,增强溶

蚀作用和促进微裂缝形成;具体表现为增强孔隙流体承压能力,减弱岩石骨架颗粒压力,使储层保留60%以上的原生孔隙;抑制胶结物的生成和析出,减弱胶结作用,使胶结物体积分数随埋深增加持续下降;抑制有机质演化,延长和扩大有机酸作用时间和范围,增强溶蚀作用,形成次生孔隙,形成多个大跨度发育的次生孔隙富集带,大幅提高储层孔隙度;助推孔隙流体压力积聚,促进非构造裂缝形成和发育,使埋深4 500~7 000 m储层岩石形成大量裂缝(网),有效提升致密储层渗流能力,与各类原生孔隙和次生孔隙等共同构成了致密储层的双重介质。总之,异常高压对深层-超深层致密储层质量具有全方位影响,是将其改造和提升成为有效储层的关键要素之一。

参 考 文 献

- [1] 白国平,曹斌风. 全球深层油气藏及其分布规律[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(1): 19-25.

- BAI Guoping, CAO Binfeng. Characteristics and distribution patterns of deep petroleum accumulations in the world[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(1): 19-25.
- [2] 李阳, 薛兆杰, 程喆, 等. 中国深层油气勘探开发进展与发展方向[J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(1): 45-57.
- LI Yang, XUE Zhaojie, CHENG Zhe, et al. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(1): 45-57.
- [3] 何海清, 范士芝, 郭绪杰, 等. 中国石油“十三五”油气勘探重大成果与“十四五”发展战略[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(1): 17-30.
- HE Haiqing, FAN Tuzhi, GUO Xujie, et al. Major achievements in oil and gas exploration of PetroChina during the 13th Five-Year Plan period and its development strategy for the 14th Five-Year Plan[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(1): 17-30.
- [4] 蔡勋育, 刘金连, 张宇, 等. 中国石化“十三五”油气勘探进展与“十四五”前景展望[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(1): 31-42.
- CAI Xunyu, LIU Jinlian, ZHANG Yu, et al. Oil and gas exploration progress of Sinopec during the 13th Five-Year Plan period and prospect forecast for the 14th Five-Year Plan[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(1): 31-42.
- [5] 谢玉洪. 中国海油“十三五”油气勘探重大成果与“十四五”前景展望[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(1): 43-54.
- XIE Yuhong. Major achievements in oil and gas exploration of CNOOC in the 13th Five-Year Plan period and prospects in the 14th Five-Year Plan period[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(1): 43-54.
- [6] 龚德瑜, 赵长永, 何文军, 等. 准噶尔盆地西北缘天然气成因来源及勘探潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(1): 161-174.
- GONG Deyu, ZHAO Changyong, HE Wenjun, et al. Genetic types and exploration potential of natural gas at northwestern margin of Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(01): 161-174.
- [7] 唐勇, 宋永, 何文军, 等. 准噶尔叠合盆地复式油气成藏规律[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(1): 132-148.
- TANG Yong, SONG Yong, HE Wenjun, et al. Characteristics of composite hydrocarbon accumulation in a superimposed basin, Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(1): 132-148.
- [8] 李建忠, 王小军, 杨帆, 等. 准噶尔盆地中央坳陷西部下组合油气成藏模式及勘探前景[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(5): 1059-1072.
- LI Jianzhong, WANG Xiaojun, YANG Fan, et al. Hydrocarbon accumulation pattern and exploration prospect of the structural traps in lower play of the western Central Depression in the Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(5): 1059-1072.
- [9] 贾承造, 庞雄奇. 深层油气地质理论研究进展与主要发展方向[J]. *石油学报*, 2015, 36(12): 1457-1469.
- JIA Chengzao, PANG Xiongqi. Research processes and main development directions of deep hydrocarbon geological theories[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(12): 1457-1469.
- [10] 张东东, 刘文汇, 王晓锋, 等. 深层油气藏成因类型及其特征[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(5): 1169-1180.
- ZHANG Dongdong, LIU Wenhui, WANG Xiaofeng, et al. Genetic types and characteristics of deep oil and gas plays[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(5): 1169-1180.
- [11] GUO Xusheng, HU Dongfeng, LI Yuping, et al. Theoretical progress and key technologies of onshore ultra-deep oil/gas exploration[J]. *Engineering*, 2019, 5(3): 458-470.
- [12] 郑见超, 李斌, 袁倩, 等. 塔里木盆地巴楚-塔北地区深层寒武系油气成藏过程与勘探方向[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(1): 79-91.
- ZHENG Jianchao, LI Bin, YUAN Qian, et al. Hydrocarbon accumulation process and exploration direction of the deep Cambrian in Bachu-Tabei area, Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(1): 79-91.
- [13] 何治亮, 李双建, 刘全有, 等. 盆地深部地质作用与深层资源——科学问题与攻关方向[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(5): 767-779.
- HE Zhiliang, LI Shuangjian, LIU Quanyou, et al. Deep geological processes and deep resources in basins: Scientific issues and research directions[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(5): 767-779.
- [14] 吴晓智, 李策. 准噶尔盆地莫索湾地区异常地层压力与油气聚集[J]. *新疆石油地质*, 1994, 15(3): 208-213.
- WU Xiaozhi, LI Ce. Abnormal pressure and hydrocarbon accumulation in Mosuowan area of hinterland of Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 1994, 15(3): 208-213.
- [15] 查明, 张卫海, 曲江秀. 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*, 2000, 27(2): 31-35.
- ZHA Ming, ZHANG Weihai, QU Jiangxiu. The character and origin of overpressure and its explorational significance in Junggar Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2000, 27(2): 31-35.
- [16] 刘震, 金博, 贺维英, 等. 准噶尔盆地东部地区异常压力分布特征及成因分析[J]. *地质科学*, 2002, 37(S1): 91-104.
- LIU Zhen, JIN Bo, HE Weiyi, et al. Generation and distribution of abnormal formation pressures in eastern part of the Junggar Basin[J]. *Chinese Journal of Geology*, 2002, 37(S1): 91-104.
- [17] 王震亮, 孙明亮, 耿鹏, 等. 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*, 2003, 30(1): 32-34.
- WANG Zhenliang, SUN Mingliang, GENG Peng, et al. The development features and formation mechanisms of abnormal high formation pressure in southern Junggar region[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2003, 30(1): 32-34.
- [18] 姜林, 宋岩, 查明, 等. 准噶尔盆地莫索湾地区超压与油气成

- 藏[J]. 大庆石油学院学报, 2008, 32(6): 24-28.
- JIANG Lin, SONG Yan, ZHA Ming, et al. Study on relationship between overpressure and hydrocarbon accumulation in Mosuowan area of Junggar Basin[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2008, 32(6): 24-28.
- [19] 冯冲, 姚爱国, 汪建富, 等. 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, 2014, 35(6): 640-645.
- FENG Chong, YAO Aiguo, WANG Jianfu, et al. Abnormal pressure distribution and formation mechanism in Mahu sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(6): 640-645.
- [20] 李军, 唐勇, 吴涛, 等. 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, 2020, 47(4): 679-690.
- LI Jun, TANG Yong, WU Tao, et al. 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, 2020, 47(4): 679-690.
- [21] 张凤奇, 鲁雪松, 卓勤功, 等. 准噶尔盆地南缘下组合储层异常高压成因机制及演化特征[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(5): 1004-1016.
- ZHANG Fengqi, LU Xuesong, ZHUO Qingong, et al. Genetic mechanism and evolution characteristics of overpressure in the lower play at the southern margin of the Junggar Basin, northwestern China[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 1004-1016.
- [22] 宫亚军, 张奎华, 曾治平, 等. 准噶尔盆地阜康凹陷侏罗系超压成因、垂向传导及油气成藏[J]. 地球科学, 2021, 46(10): 3588-3600.
- GONG Yajun, ZHANG Kuihua, ZENG Zhiping, et al. Origin of overpressure, vertical transfer and hydrocarbon accumulation of Jurassic in Fukang sag, Junggar Basin[J]. Earth Science, 2021, 46(10): 3588-3600.
- [23] 王芙蓉, 何生, 何治亮, 等. 准噶尔盆地腹部地区深层砂岩储层孔隙特征研究[J]. 石油实验地质, 2010, 32(6): 547-552.
- WANG Furong, HE Sheng, HE Zhiliang, et al. The reservoir characteristic of deeply-buried sandstone in the center of Junggar Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2010, 32(6): 547-552.
- [24] 林潼, 李文厚, 孙平, 等. 新疆准噶尔盆地南缘深层有利储层发育的影响因素[J]. 地质通报, 2013, 32(9): 1461-1470.
- LIN Tong, LI Wenhui, SUN Ping, et al. Factors influencing deep favorable reservoirs on the southern margin of Junggar Basin, Xinjiang Province[J]. Geological Bulletin of China, 2013, 32(9): 1461-1470.
- [25] 卫延召, 陈刚强, 王峰, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷及周缘深大构造有效储层及烃类相态分析[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(1): 53-60.
- WEI Yanzhao, CHEN Gangqiang, WANG Feng, et al. Effective reservoirs and hydrocarbon phases in discordogenic in Mahu sag and its periphery in Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(1): 53-60.
- [26] 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 等. 准噶尔盆地烃源岩与原油地球化学特征[J]. 地质学报, 2016, 90(1): 37-67.
- CHEN Jianping, WANG Xulong, DENG Chunping, et al. Geochemical features of source rocks and crude oil in the Junggar Basin, northwest China[J]. Acta Geologica Sinica, 2016, 90(1): 37-67.
- [27] 郑孟林, 樊向东, 何文军, 等. 准噶尔盆地深层地质结构叠加演变与油气赋存[J]. 地学前缘, 2019, 26(1): 22-32.
- ZHENG Menglin, FAN Xiangdong, HE Wenjun, et al. Superposition of deep geological structural evolution and hydrocarbon accumulation in the Junggar Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2019, 26(1): 22-32.
- [28] 何文军, 费李莹, 阿布力米提·依明, 等. 准噶尔盆地深层油气成藏条件与勘探潜力分析[J]. 地学前缘, 2019, 26(1): 189-201.
- HE Wenjun, FEI Liying, YIMING A B L M T, et al. Accumulation conditions of deep hydrocarbon and exploration potential analysis in Junggar Basin, NW China[J]. Earth Science Frontiers, 2019, 26(1): 189-201.
- [29] 何登发, 张磊, 吴松涛, 等. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(5): 845-861.
- HE Dengfa, ZHANG Lei, WU Songtao, et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(5): 845-861.
- [30] 孙靖, 郭旭光, 尤新才, 等. 准噶尔盆地深层一超深层致密碎屑岩储层特征及有效储层成因[J]. 地质学报, 2022, 96(7): 2532-2546.
- SUN Jing, GUO Xuguang, YOU Xincan, et al. Characteristics and effective reservoir genesis of deep to ultra-deep tight clastic reservoir of Junggar Basin, NW China[J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(7): 2532-2546.
- [31] 卞从胜, 柳广弟. 异常地层压力的综合预测方法及其在营尔凹陷的应用[J]. 地质科技情报, 2009, 28(4): 1-6.
- BIAN Congsheng, LIU Guangdi. Integrated approach for predicting abnormal formation pressure and its application in Ying'er sag[J]. Geological Science and Technology Information, 2009, 28(4): 1-6.
- [32] 鲜本忠, 吴采西, 余源琦. 山东东营车镇凹陷古近系流体异常高压及其对深层碎屑岩储集层的影响[J]. 古地理学报, 2011, 13(3): 309-316.
- XIAN Benzong, WU Caixi, SHE Yuanqi. Fluid abnormal overpressure and its influence on deep clastic reservoir of the Paleogene in Chezhen sag of Dongying, Shandong Province[J]. Journal of Palaeogeography, 2011, 13(3): 309-316.
- [33] 张磊, 向才富, 董月霞, 等. 渤海湾盆地南堡凹陷异常压力系统及其形成机理[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(4): 664-675.

- ZHANG Lei, XIANG Caifu, DONG Yuexia, et al. Abnormal pressure system and its origin in the Nanpu sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(4): 664-675.
- [34] 杜棚, 郑洪印, 焦秀琼. 异常压力与油气分布[J]. *地质前缘*, 1995, 2(4): 137-148.
- DU Xu, ZHENG Hongyin, JIAO Xiuqiong. Abnormal pressure and hydrocarbon accumulation [J]. *Earth Science Frontiers*, 1995, 2(4): 137-148.
- [35] 胡海燕. 超压的成因及其对油气成藏的影响[J]. *天然气地球科学*, 2004, 15(1): 99-102.
- HU Haiyan. Overpressure cause and it affects the reserve formation[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2004, 15(1): 99-102.
- [36] 张义杰, 曹剑, 胡文瑄. 准噶尔盆地油气成藏期次确定与成藏组合划分[J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(3): 257-262.
- ZHANG Yijie, CAO Jian, HU Wenxuan. Timing of petroleum accumulation and the division of reservoir-forming assemblages, Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(3): 257-262.
- [37] OSBORNE M J, SWARBRICK R E. Diagenesis in North Sea HPHT elastic reservoirs—consequences for porosity and overpressure prediction [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1999, 16(4): 337-353.
- [38] WILKINSON M, DARBY D, HASZELDINE R S, et al. Secondary porosity generation during deep burial associated with overpressure leak-off: Fulmar Formation, United Kingdom Central Graben[J]. *AAPG Bulletin*, 1997, 81(5): 803-813.
- [39] 郝芳, 邹华耀, 倪建华, 等. 沉积盆地超压系统演化与深层油气成藏条件[J]. *地球科学(中国地质大学学报)*, 2002, 27(5): 610-615.
- HAO Fang, ZOU Huayao, NI Jianhua, et al. Evolution of overpressured systems in sedimentary basins and conditions for deep oil/gas accumulation [J]. *Editorial Committee of Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 2002, 27(5): 610-615.
- [40] 查明, 曲江秀, 张卫海. 异常高压与油气成藏机理[J]. *石油勘探与开发*, 2002, 29(1): 19-23.
- ZHA Ming, QU Jiangxiu, ZHANG Weihai. The relationship between overpressure and reservoir forming mechanism [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2002, 29(1): 19-23.
- [41] BLOCH S, LANDER R H, BONNELL L. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(2): 301-328.
- [42] TAYLOR T R, GILES M R, HATHON L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: Models, myths, and reality[J]. *AAPG Bulletin*, 2010, 94(8): 1093-1132.
- [43] 黄洁, 朱如凯, 侯读杰, 等. 深部碎屑岩储层次生孔隙发育机理研究进展[J]. *地质科技情报*, 2007, 26(6): 76-82.
- HUANG Jie, ZHU Rukai, HOU Dujie, et al. The new advances of secondary porosity genesis mechanism in deep elastic reservoir [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2007, 26(6): 76-82.
- [44] 范彩伟, 曹江骏, 罗静兰, 等. 异常高压下海相重力流致密砂岩非均质性特征及其影响因素——以莺歌海盆地LD10区中新统黄流组储集层为例[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(5): 1-14.
- FAN Caiwei, CAO Jiangjun, LUO Jinglan, et al. Heterogeneity and influencing factors of marine gravity flow tight sandstone under abnormally high pressure: A case study from the Miocene Huangliu Formation reservoirs in LD10 area, Yinggehai Basin, South China Sea [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(5): 1-14.
- [45] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 2版. 北京: 石油工业出版社, 2011: 107-111.
- LI Chuanliang. *Fundamentals of reservoir engineering* [M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 107-111.
- [46] 金振奎, 刘春慧. 黄骅坳陷北大港构造带储集层成岩作用定量研究[J]. *石油勘探与开发*, 2008, 35(5): 581-587.
- JIN Zhenkui, LIU Chunhui. Quantitative study on reservoir diagenesis in Northern Dagang structural belt, Huanghua Depression [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35(5): 581-587.
- [47] 于兴河. 碎屑岩系油气储层沉积学[M]. 2版. 北京: 石油工业出版社, 2008: 197-208.
- YU Xinghe. *Clastic petroleum reservoir sedimentology* [M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 197-208.
- [48] 金振奎, 王金艺, 梁婷, 等. 沉积地质学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2021: 393-405.
- JIN Zhenkui, WANG Jinyi, LIANG Ting, et al. *Sedimentology geology* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2021: 393-405.
- [49] DU ROUCHET J. Stress fields, a key to oil migration[J]. *AAPG Bulletin*, 1981, 65(1): 74-85.

(编辑 张亚雄)