

## 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系超压成因及分布预测

李新宁<sup>1)</sup>, 刘震<sup>2)</sup>, 马昕箬<sup>2)</sup>, 焦立新<sup>3)</sup>,  
周志超<sup>3)</sup>, 徐先静<sup>3)</sup>, 杨玉忠<sup>4)</sup>1)中石油吐哈油田公司勘探开发研究院, 新疆哈密 839009; 2)中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;  
3)中石油吐哈油田公司开发事业部, 新疆哈密 839009; 4)中国石油招标中心新疆分中心, 新疆哈密 839009

**摘 要:** 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系普遍发育异常高压, 被认为是影响钻井工程高效安全和油气成藏动力条件评价的关键因素。但其成因机制目前缺乏研究, 目的层埋藏较深, 现有超压计算方法精度不高, 超压分布特征也不够明确。本文基于钻井、测井和测试资料对研究区目的层现今实测地层压力进行分析, 结合泥岩压实特征、源岩有机地球化学特征以及现今构造背景探讨了超压成因机制, 同时利用岩石静力平衡原理改进了压力预测模型, 以成因为导向, 形成适用于研究区的压力预测方法, 并对目的层进行了压力分布预测。研究表明: (1)吉木萨尔凹陷二叠系局部发育高幅超压, 其中芦草沟组压力系数最高可达 1.8; (2)研究区二叠系超压形成机制主要包括沉积成因的非均衡压实和特殊成因的生烃增压, 可能存在水热增压; (3)现有压力预测模型假设过强且精度较低, 本文基于岩石静力平衡原理构建的颗粒应力法计算模型, 不仅消除特察模型缺陷, 且预测精度明显高于传统方法; (4)异常高压主要发育在凹陷西部深洼区及中西部斜坡带, 以 J36 井区为最高, 该分布规律揭示局部高幅超压受到生烃凹陷控制。上述成果及认识对吉木萨尔凹陷二叠系钻探和油气勘探评价有比较重要的指导意义。

**关键词:** 吉木萨尔凹陷; 二叠系; 超压成因; 非均衡压实; 生烃增压; 压力预测; 颗粒应力**中图分类号:** P618.13 **文献标志码:** A **doi:** 10.3975/cagsb.2023.110201**Mechanism of Generation and Prediction of Distribution of  
Overpressure within the Permian Strata in the Jimusar Depression,  
Junggar Basin**LI Xinning<sup>1)</sup>, LIU Zhen<sup>2)</sup>, MA Xinruo<sup>2)</sup>, JIAO Lixin<sup>3)</sup>,  
ZHOU Zhichao<sup>3)</sup>, XU Xianjing<sup>3)</sup>, YANG Yuzhong<sup>4)</sup>1) Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Tuha Oilfield Company, Hami, Xinjiang 839009;  
2) College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249;  
3) Development Department of PetroChina Tuha Oilfield Company, Hami, Xinjiang 839009;  
4) Xinjiang Branch of China Petroleum Tendering Center, Hami, Xinjiang 839009

**Abstract:** Abnormal pore pressure, developed in Permian strata throughout the Jimusar Depression, eastern Junggar Basin, is recognized as the key factor affecting the safety and efficiency of the drilling process and evaluation of the dynamic conditions of hydrocarbon accumulation. However, the causes of overpressure have still not been studied systematically, the accuracy of traditional overpressure calculation methods remains insufficient due to its deep burial, and the distribution law requires improvement. In this study, the current measured pore pressure features of the target layer were analyzed based on drilling, logging, and formation testing data, in combination with the compaction characteristics of the mudstone, organic geochemical characteristics, and present tectonic setting. Then, the mechanisms of overpressure generation were evaluated. Furthermore, based on the static equilibrium principle of formation, the pore pressure prediction model was

本文由中国石油天然气股份有限公司科技专项“吐哈探区石炭系石油地质条件与勘探方向选择研究”(编号: 2021DJ0306)和“北疆海相泥盆-石炭系油气地质研究”(编号: 2022DJ0507)联合资助。

收稿日期: 2023-10-04; 改回日期: 2023-10-27; 网络首发日期: 2023-11-03。责任编辑: 闫立娟。

第一作者简介: 李新宁, 男, 1970 年生。本科, 高级工程师。主要从事油气成藏研究。E-mail: xinningli@petrochina.com.cn。

improved theoretically. In addition, a new method suitable for the study area was developed considering the overpressure generation mechanism, and the pressure distribution in the study area was predicted. The study produced several interesting results: (1) High-amplitude overpressure is generally developed in the Permian of the Jimusar Depression, and the pressure coefficient of the Lucaogou Formation is as high as 1.8. (2) The overpressure of the Permian in the study area is caused mainly by disequilibrium compaction and hydrocarbon-generating supercharging, but a hydrothermal mechanism may also exist. (3) Traditional pressure prediction models have extremely strict assumptions and low accuracy. Therefore, based on the principle of the static equilibrium equation, grain stress parameters were introduced to eliminate the defects of the Terzaghi model, and a new pressure calculation model with significantly improved accuracy was proposed. (4) The overpressure is mainly developed in the western deep sag and the central-western slope zone, the high-pressure coefficient is mainly located in the J36 well area, which is controlled by the hydrocarbon-generating depression. The aforementioned results and implications have important guiding significance for drilling in the Permian and evaluating hydrocarbon exploration in the Jimusar Depression.

**Key words:** Jimusar Depression; Permian; mechanism of overpressure generation; disequilibrium compaction; hydrocarbon-generating supercharging; pore pressure prediction; grain stress

地层压力是钻井工程和油气勘探重点关注的地质因素。在当前大多数的含油气盆地中, 地层超压现象普遍发育, 在勘探过程中, 超压作为油气运移和聚集的主要动力, 其形成和演化对油气藏形成和分布具有重要控制作用, 通过对超压的研究, 可明确其成藏条件发育特征, 进一步指导油气成藏动力条件评价。在钻井过程中, 异常压力监测是保障钻井过程安全实施的重要手段, 通过压力预测方法研究, 有助于提高预测精度, 解决高效钻探问题。

异常超压在沉积盆地中普遍发育, 其形成机制复杂且多样。目前认为, 超压形成机制主要包括了非均衡压实(Magara, 1968)、水热增压(Barker, 1972)、构造增压(Berry et al., 1973)、生烃增压(Meissner, 1976)、黏土矿物脱水(Powers, 1967; Bruce, 1984)等。然而, 统计结果显示(龚再升, 1991; 杜栩等, 1995; 马启富等, 2000; 褚庆忠等, 2001; 郝芳, 2005; 赵靖舟等, 2017), 全球范围内生烃作用和非均衡压实作用这两种成因所形成的超压约占 92.5%, 在我国, 这两种成因机制所占比例也达 86.1%(王冰洁等, 2012)。在准噶尔盆地东部, 前人认为深部超压主要源于非均衡压实、生烃作用和成岩作用, 准东地区区域上受现今构造应力影响, 距离山前带越近, 构造增压作用越强。研究区吉木萨尔凹陷超压成因研究较少, 并且仅仅从油气运移动力角度来研究超压(廉欢, 2016; 赖仁, 2017; 苏阳, 2019; 贾婉婷, 2021; 林一鹏等, 2023), 超压机理尚未系统研究。

地层压力预测方法是研究超压分布规律的重要手段。根据应用资料类型可以分为测井资料压力预测(Terzaghi et al., 1948; Hubbert et al., 1959; Hottmann et al., 1965; Wallace, 1965; Eaton, 1972; Foster, 1987; Bowers, 1995)和地震资料压力预测

(Pennebaker, 1968; Bellotti et al., 1978; Fillippone, 1979; Martinez, 1985; Dutta, 1997)。根据压力预测方法的原理, 也可划分为两类, 一类是基于特察模型的有效应力原理来计算地层压力(Terzaghi et al., 1948; Hubbert et al., 1959), 最具代表性的就是 Magara(1968)提出的等效深度法, 另一类方法是依据地层速度与正常压实趋势线的偏差幅度来确定异常地层压力, 如 Hottmann 法(Hottmann et al., 1965)和 Eaton 法(Eaton, 1972)。21 世纪后, 国内外学者在原有经典模型基础上, 总结探索了新的压力预测模型, 但也都是基于有效应力原理(Zhang, 2011; Liu et al., 2018)。研究分析认为, 一方面有效应力本身存在问题, 另一方面通过经验关系建立的压力预测方法均为统计性模型, 精度较低, 因此压力预测模型有待改进。

异常地层压力分布具有规律性。纵向上, 在浅层表现为静水压力, 深层普遍发育异常高压。平面上, 压力分布整体受凹陷控制, 在凹陷内部可能与生烃中心(邱桂强等, 2003; 王雪柯等, 2019; 支东明等, 2019; 张力升等, 2023)、沉积相特征(王子安, 2020; 段漠东等, 2020)、膏盐岩发育特征(李培等, 2021)和构造带(刘震等, 2002; 平英奇, 2017)有关。可见, 超压分布总是受一个或几个因素的共同控制, 而研究区压力分布规律尚不明确, 仍需进一步研究。

针对研究区存在问题, 首先基于钻井、测井和测试资料, 明确研究区现今实测地层压力特征; 然后利用测井资料和地化资料等, 结合研究区现今构造背景对超压成因机理进行分析; 其次, 从岩石静力平衡角度提出压力预测模型, 并以成因分析为导向进行压力校正; 随后, 利用建立的预测模型对研究区目的层进行平面分布预测。

## 1 研究区地质概况

吉木萨尔凹陷位于准噶尔盆地东部,是发育在中石炭统底褶皱上西断东超的箕状凹陷,其具有明显的边界特征,为吉木萨尔断裂、青1井南断裂、西地断裂以及三台断裂等边界大断裂环绕(图1)。凹陷北临沙奇凸起、西依北三台凸起、南靠阜康断裂带、东接古西凸起,面积约1300 km<sup>2</sup>(匡立春等,2015)。

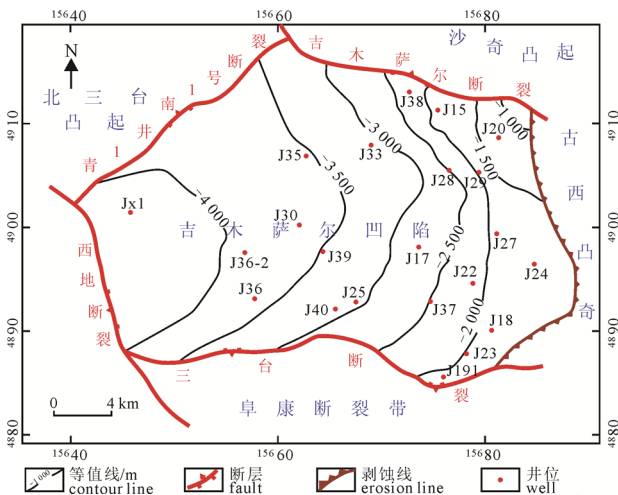


图1 吉木萨尔凹陷芦草沟组底面构造等值线及关键井位分布图

Fig. 1 Structural contours of the bottom of the Lucaogou Formation and distribution of key wells in the Jimusar Depression

准噶尔盆地经历了晚海西、印支、燕山和喜山期构造运动,其构造演化史主要分为四个阶段,分别为裂谷-断陷盆地阶段、断-坳盆地阶段、陆内凹陷阶段和再生前陆盆地阶段(支东明等,2022)。吉木萨尔凹陷形成于海西期,在石炭纪拉张背景下,凹陷边界断裂形成。石炭纪末期至早二叠世,准东地区受到挤压应力,吉木萨尔凹陷整体抬升,在中晚二叠世盆地又进入拉张沉降阶段。二叠纪之后准东地区再次抬升,吉木萨尔凹陷周缘遭受剥蚀。三叠纪至今,凹陷为继承性湖盆(李书琴等,2020)。

研究区纵向上由老到新发育的地层主要有石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系及古近系,研究目的层系为二叠系芦草沟组和梧桐沟组。芦草沟组以三角洲相和咸化湖相为主,发育一套陆源碎屑和碳酸盐矿物的混合沉积岩(但顺华等,2018),岩性为厚层灰黑色、深灰色泥岩、砂质泥岩、云灰质泥岩和云灰质粉砂岩、云灰质细砂岩。梧桐沟组为辫状河三角洲-湖泊相的陆源碎屑岩(方世虎等,2007),岩性为厚层灰色泥岩、砂质泥岩夹粉砂岩、细砂岩,中下部为厚层细砂岩、中砂岩、砾状砂岩和砂砾岩。

准噶尔盆地现今地层压力分布较为复杂,存在

多个不同的压力系统,其中北部地区多为常压或负压,南缘和腹部地区存在较为强烈的高压。研究区准噶尔盆地东部地区超压成因研究较少,赖仁等(2016)和赖仁(2017)通过对吉木萨尔凹陷二叠系超压成因研究得出,该地区芦草沟组主要为欠压实增压,生烃增压和成岩增压。前人针对准噶尔盆地腹部地区的超压研究做了一定的工作(曲江秀等,2003;陈景阳,2007;杨智等,2008;何生等,2009;何惠生等,2009;赖仁等,2016;赖仁,2017;陈雪,2018),主要认识为准噶尔盆地腹部超压主要源于欠压实作用、生烃作用和成岩作用。

## 2 现今地层压力特征

实测地层压力数据是现今地层压力最直接的反映,通常可以通过钻井液密度法、钻进指数法、钻杆测试法(Drill-stem Testing,简称DST)和重复地层测试(Repeat Formation Tester,简称RFT)获得。研究区钻井资料显示,吉木萨尔凹陷二叠系地层普遍发育超压,横向和纵向上地层压力变化复杂,现有数据表明压力系数在0.9~1.8之间(图2)。其中,梧桐沟组( $P_{3wt}$ )-芦草沟组( $P_{2l}$ )地层压力偏高,在1.6~1.8之间,下部井井子沟组( $P_{2jj}$ )地层压力有所降低,最高约1.5。纵向上,不同深度段均有超压发育,随深度增加地层压力增加。在平面分布上,地层超压主要集中在吉木萨尔凹陷西部的J36区块。

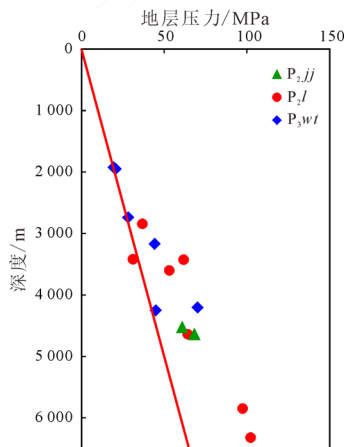


图2 吉木萨尔二叠系实测地层压力特征

Fig. 2 Pressure characteristics of current measured Permian Formation in the Jimusar Depression

由于国内外对于地层压力分类并没有统一标准,本文选取当压力系数大于1.4时为高幅超压(李明诚,2013)。因此,研究区芦草沟组和梧桐沟组均发育高幅超压。

## 3 超压形成机理分析

目前,超压成因机理的研究都是基于压实模

型。对压实模型研究不够深入,往往会忽略压实与排水不平衡才是超压发育的根本性问题。一方面,在经典压实模型中,受人为主观因素影响,难以准确统一欠压实起始段的标准。另一方面,由于不同成因作用起始时期不同,造成历史时期不同成因的超压叠合有差异,因此,现今超压是不同成因复合的结果。在利用测井资料特性判断超压成因,主要是现今超压,多解性强,难以真正定量各个成因的具体贡献,在此,主要定性判断超压形成原因。

### 3.1 泥岩压实特征

根据吉木萨尔凹陷单井泥岩声波与深度的关系(图 3),发现泥岩压实曲线普遍存在高声波时差异常段,根据异常段发育个数,可以将泥岩压实曲线划分为三类,分别是单峰型、双峰型和三峰型。单峰型的压实曲线表现为中浅层正常压实,仅深层欠压实带发育;双峰型浅层正常压实,中层和深层发育欠压实带;三峰型浅层、中层和深层欠压实带均发育,三个峰发育层位分别在浅层古近系—新近系、中层早—中侏罗统和深层二叠系—三叠系。

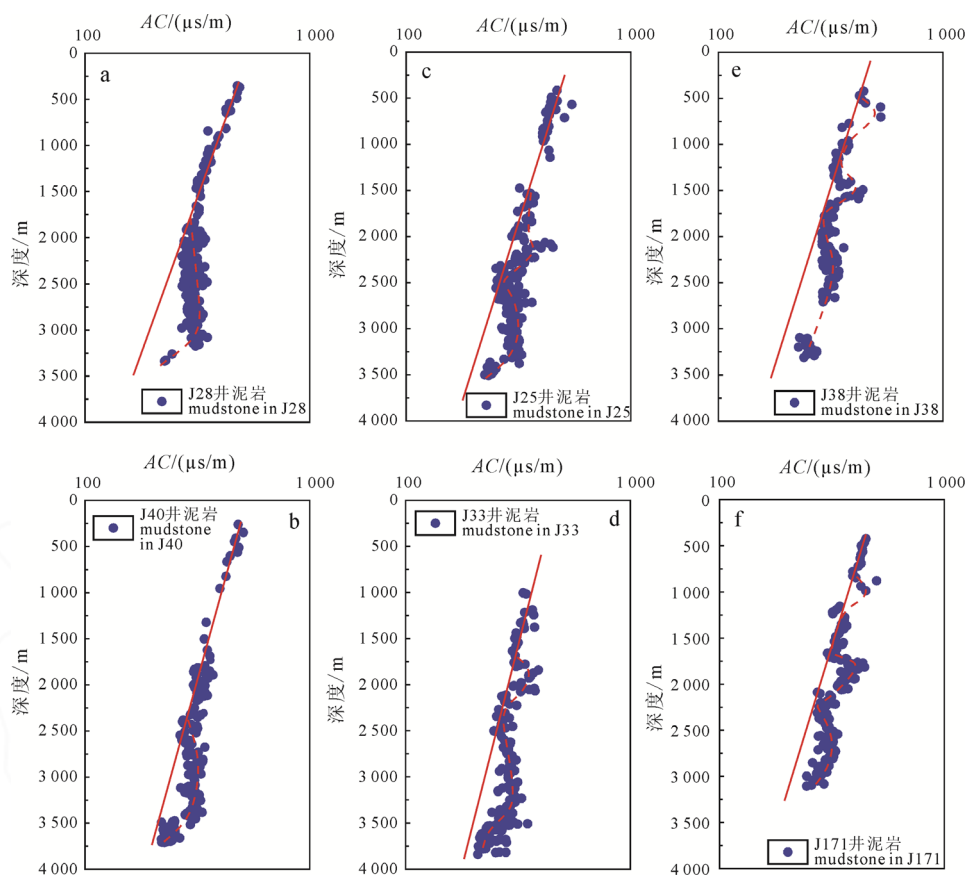
第一个欠压实峰带的深度为 500~1 000 m,主要发育在古近系—新近系,欠压实带厚度为 200~300 m。第二个欠压实峰带的深度为

1 500~2 000 m,随埋深变化明显,发育在早—中侏罗统,欠压实带厚度为 200~500 m。第三个欠压实峰带的深度在 2 000 m 以上,发育在二叠系—三叠系,欠压实带厚度普遍大于 1 000 m,并由东向西起始深度加深、峰带厚度加大。由此可见,深层欠压实带在研究区广泛发育,峰带厚度和幅度均较大,中浅层发育的峰带厚度和幅度相近,相对较小,不同井之间略有差异。

### 3.2 高幅超压成因

目前,准噶尔盆地的超压成因研究较为丰富,而准东地区研究较为薄弱。前人研究多认为非均衡压实、烃类生成和成岩作用是吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组异常高压的成因机制(曲江秀等, 2003; 陈景阳, 2007; 杨智等, 2008; 何生等, 2009; 何惠生等, 2009; 赖仁等, 2016; 赖仁, 2017; 陈雪, 2018)。本文认为非均衡压实和生烃增压是现今大规模高幅超压形成的主要原因,还可能水热增压和构造增压的贡献。

非均衡压实是沉积盆地超压形成的重要因素,通过对研究区沉积速率、测井曲线和泥岩压实特征分析,认为非均衡压实是研究区超压形成的主要原因。首先,二叠纪以来,吉木萨尔凹陷经历了 3 个



a, b—单峰型压实曲线; c, d—双峰型压实曲线; e, f—三峰型压实曲线。

a, b—single peak compaction curve; c, d—double peak compaction curve; e, f—three-peak compaction curve.

图 3 典型井泥岩声波与深度关系图

Fig. 3 Relation between acoustic time and depth of mudstone in typical wells

主要的快速沉积-沉降期,分别为三叠纪早期、侏罗纪末期及第四纪,对应的沉积速率分别为 190~220 m/106 a, 65~130 m/106 a 及 110~165 m/106 a(赖仁等, 2016; 赖仁, 2017), 较高的沉积速率意味着地层快速沉积过程中容易发生压实与排水不平衡, 导致地层出现欠压实现象, 进而产生超压。其次, 依据 Fertl(1976)提出的测井曲线成因识别法, 非均衡压实产生的超压在测井曲线上表现为声波时差曲线值异常增大, 而电阻率和密度曲线值明显降低, 研究区单井声波、密度和电阻率测井曲线具有上述特征(图 5), 与非均衡压实成因相匹配。最后, 前文通过对压实特征分析, 泥岩声波时差曲线纵向上表现三个异常带, 即发育三个欠压实带, 而实测超压点所对应的声波时差落在深层欠压实带内(图 4), 说明超压发育深度与欠压实带对应, 进一步印证非均衡压实是地层产生超压的主要成因。

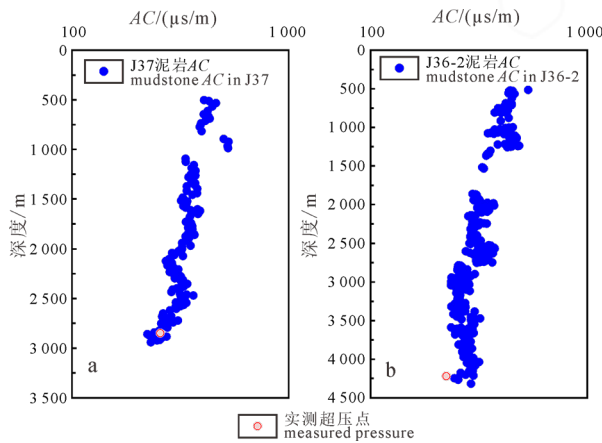
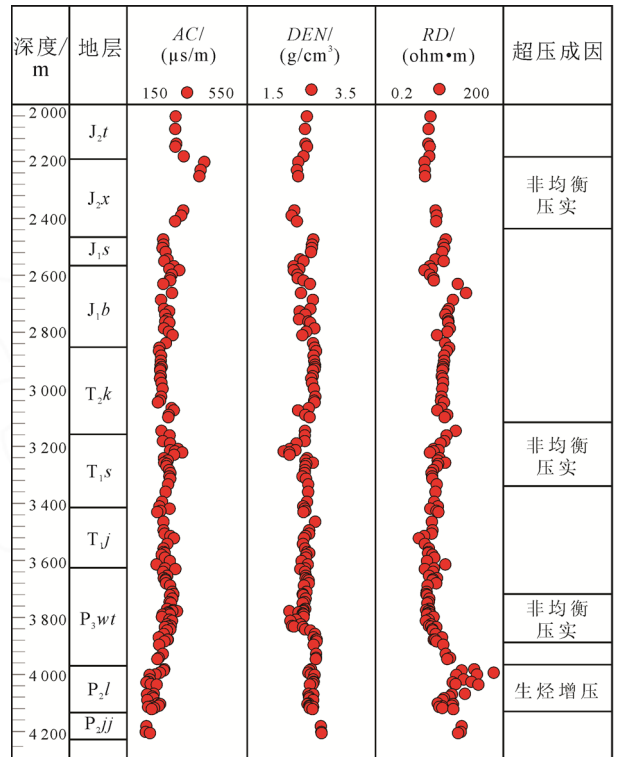


图 4 单井实测超压与欠压实带对应关系

Fig. 4 Corresponding relationship between measured overpressure and undercompaction zone

水热增压效应可以对超压的形成起一定作用, 但目前认为其作用微弱。前人通过计算和理论分析, 认为水热增压所产生的超压远远小于不平衡压实(Luo, 1993; 夏新宇等, 2001)。因此, 在研究超压成因时, 水热增压无需重点考虑。研究区地层温度与埋深具有良好的线性关系; 地层温度随埋深压力的增大而增大(图 6), 因此, 研究区可能存在水热增压, 但考虑其贡献微弱, 不认为是超压形成的主要原因。

关于生烃增压, 目前观点认为干酪根生气和烃类裂解生气对超压具有积极作用, 但对于有机质生油能否产生超压还存在争议。Meissner(1976)曾估算巴肯页岩中 II 型干酪根生油可使体积膨胀达 25%。Mudford et al.(1989)根据模型计算出干酪根生油可使流体体积增加 15%, 而 Ungerer et al.(1981)认为生油会使体积减小 3%~6%, 而在高热演化阶段, 生气可以使体积增加 50%~100%。



|                  |           |                  |           |
|------------------|-----------|------------------|-----------|
| J <sub>2</sub> t | 中侏罗统头屯河组  | J <sub>2</sub> x | 中侏罗统西山窑组  |
| J <sub>2</sub> s | 下侏罗统三工河组  | J <sub>2</sub> b | 下侏罗统八道湾组  |
| T <sub>2</sub> k | 中三叠统克拉玛依组 | T <sub>2</sub> s | 下三叠统烧房沟组  |
| T <sub>2</sub> j | 下三叠统韭菜园子组 | P <sub>3</sub> w | 上二叠统梧桐沟组  |
| P <sub>2</sub> l | 中二叠统芦草沟组  | P <sub>2</sub> j | 中二叠统井井子沟组 |

图 5 研究区单井声波、密度和电阻率曲线图

Fig. 5 Logging curves of AC, DEN, and RD

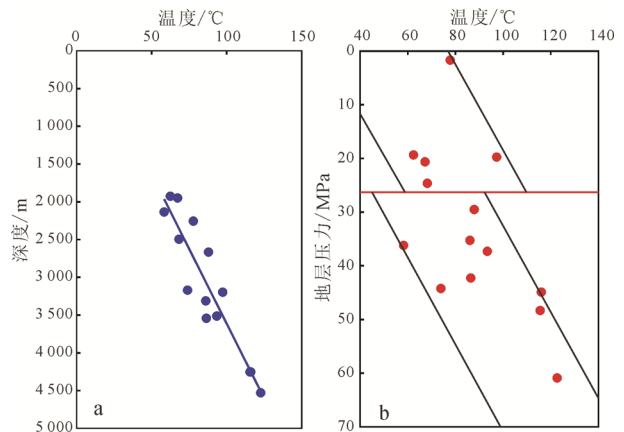
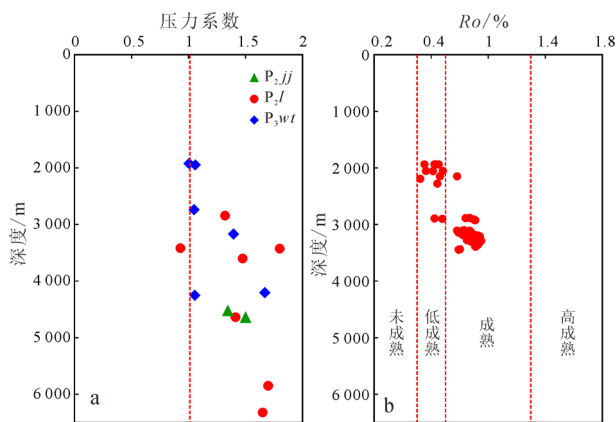


图 6 吉木萨尔凹陷温度-深度和温度-压力关系图

Fig. 6 Relation graphs of temperature with depth and temperature with pressure

通过对研究区烃源岩发育特征分析, 结合测井曲线判别, 文本认为生烃增压是研究区超压形成的主要原因。吉木萨尔凹陷二叠系的芦草沟组(P<sub>2</sub>l)普遍发育深湖相成熟源岩, 岩性以云质泥岩、凝灰质泥岩为主, 有机碳含量 3.64%, S<sub>1</sub>+S<sub>2</sub> 为 18.24 mg/g, Ro 平均为 0.87%, 为 I-II<sub>1</sub> 型源岩, 源岩厚度在 40~280 m 之间, 埋藏深度 1 000~4 100 m。从平面分布上来看, 吉木萨尔凹陷芦草沟组(P<sub>2</sub>l)烃源岩有机

质成熟度由东向西逐渐变大(赖仁, 2017)。综上, 芦苇沟组( $P_2l$ )烃源岩有机质丰度高, 类型好, 现今已经进入成熟阶段, 并处于持续生烃中, 因此, 分析认为研究区二叠系高幅超压与生烃作用相关。此外, 通过对比超压纵向发育特征(图 2)和烃源岩  $Ro$  纵向分布特征(图 7), 芦苇沟组( $P_2l$ )从 2 900 m 开始发育超压, 源岩  $Ro$  显示 2 900 m 开始,  $Ro$  大于 0.7%, 进入成熟阶段, 由此可见, 纵向上成熟烃源岩深度与超压发育深度也具有良好对应关系, 指示生烃增压。同时, 结合测井曲线成因判别法, 生烃膨胀成因的超压在测井曲线上表现出声波时差曲线值增大, 电阻率曲线值增大, 密度曲线值不变或略有减小, 研究区芦苇沟组( $P_2l$ )测井曲线(图 5)符合上述特征, 因此, 研究区异常高压中存在生烃增压的贡献。



a—压力系数与埋深关系图; b—镜质体反射率  $Ro$  与埋深关系图。

a—relationship between pressure coefficient and buried depth;  
b—relationship between vitrinite reflectance  $Ro$  and buried depth.

图 7 研究区二叠系烃源岩成熟度特征图

Fig. 7 Characteristics of source rock maturity of the Permian in the Jimusar Depression

前人在研究准东地区的超压成因时认为南部褶皱带高幅超压的产生, 除了欠压实外, 还主要与博格达山体逆冲的构造地应力有关(刘震等, 2002), 准噶尔盆地在新近纪以来, 由于印度板块和欧亚板块碰撞后持续挤压, 博格达构造带再次活化, 向盆地发生逆冲推覆(郑孟林等, 2018), 因此对于准东地区而言, 构造挤压作用是克拉美丽山前带和博格达山前带超压形成的重要原因。而研究区吉木萨尔凹陷远离山前带, 与南部博格达山中间相隔吉南凹陷, 与北部克拉美丽山中间相隔石树沟凹陷, 理论上不受造山带构造挤压地应力影响; 并且吉木萨尔凹陷构造幅度平缓, 断层活动不强烈, 现今水平附加地应力较弱, 因此本文认为构造作用的增压机制在本凹陷影响较小。

## 4 地层压力预测模型改进

### 4.1 压力预测模型主要问题

尽管现今地层压力预测方法多样, 其原理都是

基于特察模型, 前人大多是在该模型的基础上对压力预测方法进行改进或是对参数进行修正, 导致其缺乏普适性, 在不同研究背景下, 压力预测的误差较大。刘震等(1997)最早从特察模型实验装置入手, 认为特察模型并没有考虑岩石骨架和孔隙之间的相互作用, 并且混淆了压力与压强的概念。若要从本质上提高压力预测的精度, 需要先探讨现有压力预测模型存在的问题。

其一, 等效深度法假设过强。在对超压层段进行压力预测时, 经典的压力计算模型假设地层压力随埋藏深度的变化曲线与静岩压力线平行, 即各点有效应力相等。然而, 在实际情况下, 异常压力段内的实际地层压力变化可以很大, 很难符合上述苛刻条件。

其二, 现有压力预测模型精度较低。现有压力预测模型皆为统计性模型, 利用波速预测地层压力的方法很多, 包括等效深度法、正常压实趋势法、压力梯度法、贝罗蒂法、菲利普恩法、斯通法等, 其主要通过建立速度与埋深的关系对压力进行预测, 大多属于统计性模型。这些方法忽视了成因分析在压力预测中的重要性, 难以适用于地质过程较为复杂的沉积盆地。

### 4.2 地层孔隙静力平衡方程

由于特察模型并没有考虑到岩石在微观状态下是由骨架颗粒和孔隙空间组成, 根据岩石在微观结构下受力情况, 岩石由骨架颗粒和孔隙空间组成, 因此在单位面积上, 在上覆地层的总应力  $P_{ov}$  中, 孔隙压力  $P_f$  作用面积相当于孔隙度  $\phi$  大小, 颗粒应力  $\sigma_g$  作用面积相当于  $(1-\phi)$ 。因此, 当压实达到平衡时, 可以得到下式:

$$P_{ov} = (1-\phi)\sigma_g + \phi P_f \quad (1)$$

式中,  $P_{ov}$  为上覆应力,  $\phi$  为岩石孔隙度,  $\sigma_g$  为岩石骨架受到力,  $P_f$  为孔隙流体压力。该公式被称为孔隙性岩石静力平衡方程(刘震等, 1997; 韩宏伟等, 2022), 该方程是岩石模型在统计意义上等效后得出的经验公式, 弥补了有效应力未考虑骨架密度的缺陷, 是应力按孔隙度分解后的平衡方程。此时地层压力表达为:

$$P_f = \frac{1}{\phi} [P_{ov} - (1-\phi)\sigma_g] \quad (2)$$

由于颗粒应力  $\sigma_g$  是岩石骨架颗粒之间相互作用的真正应力, 孔隙介质条件下, 单一颗粒上的应力分布极为复杂, 在颗粒接触点上可能会出现应力集中的现象, 在目前技术条件下, 现有的实验测试技术无法直接测定颗粒应力分布, 本文采用静力平衡理论分析方法建立岩石静力平衡关系。

### 4.3 颗粒应力计算模型

颗粒应力是岩石微观状态下骨架真正受到的

力,从弹性力学角度出发,颗粒应力推导过程如下。

从弹性力学的应力应变关系可知,体应变和颗粒应力之间的关系为:

$$K = \frac{\sigma_g}{\theta_t} \quad (4)$$

式中,  $K$  为体变模量,  $\theta_t$  为单位体积的应变变量,  $\sigma_g$  为岩石骨架所受到的应力。

由于岩石主要受到垂向上的压缩,单位体积的应变变量  $\theta_t$  可以由单位厚度压缩量表示:

$$\theta_t = \frac{\Delta H}{H} \quad (5)$$

式中,  $\theta_t$  为单位体积的应变变量,  $\frac{\Delta H}{H}$  为单位厚度压缩量。

体变模量  $K$  和泊松比  $\nu$  可以由拉梅常数  $\lambda$  表示,再结合拉梅常数  $\lambda$  和纵波速度  $V_p$  的关系可以得到最终的颗粒应力表达式为:

$$\sigma_g = \frac{1+\nu}{3-3\nu} \rho V_p^2 \frac{\Delta H}{H} \quad (6)$$

式中,  $\sigma_g$  为颗粒应力,  $\rho$  为骨架密度,  $\nu$  为泊松比,  $V_p$  为纵波速度,  $\frac{\Delta H}{H}$  为单位厚度压缩量。

从式(6)可以看出,颗粒应力是泊松比和纵波速度以及单位厚度压缩量三者之间的函数关系。在某一个层内,当厚度不是很大时,泊松比和单位厚度压缩量都可以看作是常数,此时颗粒应力就与纵波速度的平方呈线性关系。

#### 4.4 基于颗粒应力压力预测模型

若要求取地层压力,根据式(2)需求取三个关键参数,即上覆应力、孔隙度和颗粒应力。其中,上覆应力可以通过密度对深度积分得到,孔隙度参数可利用威利时均方程计算,确定研究区骨架与流体

声波时差,再将实测声波时差带入方程计算获取。

颗粒应力的求取可以通过实测压力值反算的颗粒应力与泊松比、纵波速度以及单位厚度压缩量建立出的经验关系得到。

最终将上覆应力和孔隙度带入式(2)中,可以得到地层压力表达式如下:

$$P_f = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \left[ \int_0^h \rho g dh - \left( 1 - \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \right) AB \rho V_p^2 \right] \quad (7)$$

其中:  $A = \frac{1+\nu}{3-3\nu}$ ,  $B = \frac{\Delta H}{H}$ 。  $\Delta t$  为所求深度点的声波时差,  $\Delta t_m$  为岩石骨架声波时差,  $\Delta t_f$  为流体声波时差,  $g$  为重力加速度,  $h$  为深度。

#### 4.5 地层压力计算误差分析

将上述建立的基于颗粒应力的压力预测模型应用于研究区,将其计算结果与经典等效深度法进行对比发现,颗粒应力法压力预测精度显著提高(表1)。

在表1中,分别利用等效深度法和颗粒应力法预测了9个点的地层压力,计算结果显示应用等效深度法计算的平均相对误差为26%,本文提出的颗粒应力法在系统误差校正后的平均相对误差仅为16%,预测精度提高了10%,由此可见,本文建立的压力预测模型在研究区具有较好的应用效果,从压力预测原理角度出发的模型改进,有效提高了压力预测精度,且不受地区限制。

尽管颗粒应力法有效降低了压力预测误差,但值得注意的是在J36-2井中,4221 m附近的预测压力值与实测压力值仍然存在较大差距(图8),前人大多把这种非均衡成因之外的压力偏差都作为计算误差,通过系统误差校正进行消除,结果反而造成大量井点的地层压力预测精度降低,压力预测效果不理想。

前文分析认为,吉木萨尔凹陷二叠系的超压成

表1 地层压力计算结果及误差对比表  
Table 1 Comparison of calculated pore pressure results and errors

| 序号     | 层位               | 实测压力<br>/MPa | 等效深度法    |          |      | 颗粒应力法    |          |      |
|--------|------------------|--------------|----------|----------|------|----------|----------|------|
|        |                  |              | 预测压力/MPa | 绝对误差/MPa | 相对误差 | 预测压力/MPa | 绝对误差/MPa | 相对误差 |
| 1      | P <sub>3wt</sub> | 70.18        | 39.43    | -30.75   | 0.44 | 49.79    | -20.39   | 0.29 |
| 2      | P <sub>3wt</sub> | 48.35        | 43.06    | -5.28    | 0.11 | 52.60    | 4.26     | 0.09 |
| 3      | C <sub>2sh</sub> | 29.52        | 16.17    | -13.34   | 0.45 | 33.77    | 4.25     | 0.14 |
| 4      | C <sub>2sh</sub> | 52.59        | 17.02    | -35.57   | 0.68 | 49.59    | -3.00    | 0.06 |
| 5      | P <sub>2jj</sub> | 34.44        | 25.83    | -8.62    | 0.25 | 38.49    | 4.04     | 0.12 |
| 6      | P <sub>2jj</sub> | 37.30        | 29.57    | -7.73    | 0.21 | 44.06    | 6.76     | 0.18 |
| 7      | P <sub>2l</sub>  | 31.17        | 30.85    | -0.32    | 0.01 | 40.91    | 9.74     | 0.31 |
| 8      | P <sub>2l</sub>  | 36.77        | 31.28    | -5.49    | 0.15 | 32.86    | -3.91    | 0.11 |
| 9      | P <sub>3wt</sub> | 28.19        | 28.88    | 0.69     | 0.02 | 31.66    | 3.47     | 0.12 |
| 平均相对误差 |                  |              | 26%      |          |      | 16%      |          |      |

因除了非均衡压实外,还存在部分生烃增压。非均衡压实产生的超压在整体分布上是具有区域性的,因为其形成受控于地层整体的沉积速率,而生烃作用产生的超压是局部的,且具有规律性,主要与有机质成熟度分布有关,只有当源岩进入生烃门限,开始大量生烃时,才会产生异常高压。因此,不能将 J36-2 井中的局部高幅超压作为系统误差,应该将其归于生烃增压分量。

#### 4.6 生烃增压补偿量确定

尽管生烃增压数值模拟是一种定量计算增压分量的方法,但其中一些计算参数(如古地温、热解生烃动力学参数)不易确定,难以采用生烃增压数值模拟方法来计算生烃增压分量。

研究区吉木萨尔凹陷目前仅有少量实测压力数据,无法确定凹陷目的层压力分布。由于生烃超压产生的幅度高,但实测值极少,只能采用局部补偿的方式来进行处理,目的是获得凹陷目的层较高精度的地层压力分布模型,为进一步探井和评价井的钻井程序设计、致密油开发压裂工艺以及地质油气评价都有重要指导意义。

因此,本文以成因分析为导向,采用统计方法,利用少量实测压力值对研究区压力预测结果进行成因补偿。基于生烃增压的局部性特征,仅对压力差值较大的井区进行校正。具体步骤如下:首先,利用全部井孔中的测井声波速度来预测非均衡压实成因的地层超压,并进行系统误差校正;其次,利用超压成因分析确定局部生烃增压超压分量的幅度及分布范围,并对生烃增压补偿量数据进行井间差值;最后,利用井孔声波速度得到的压力预测数据加上生烃增压补偿量,最终得到研究区目的层较高精度的压力分布预测模型。

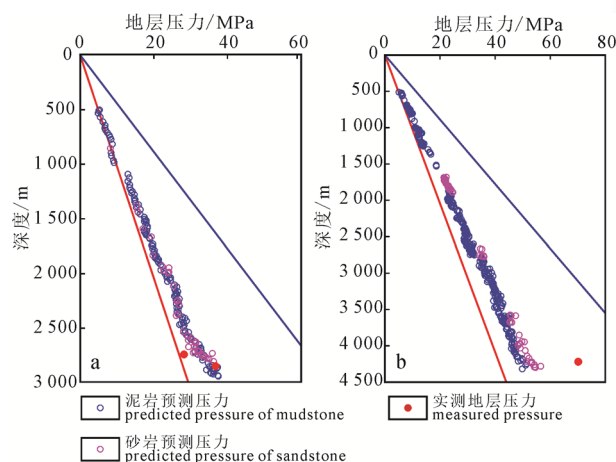


图 8 单井地层压力预测  
a—J37 井预测压力与埋深关系; b—J36-2 井预测压力与埋深关系。  
a—relationship between predicted pressure and depth in J37;  
b—relationship between predicted pressure and depth in J36-2.

Fig. 8 Pore pressure prediction of single well

## 5 超压平面分布预测

基于上述考虑成因补偿的压力预测新模型,在少量实测压力数据和较多井孔声波测井速度的基础上,应用新的压力计算模型,首先确定了压实成因的超压,并进行了系统误差校正;然后对局部的生烃增压分量进行差值;最后将两部分超压成因合成,由此获得二叠系梧桐沟组和芦草沟组砂岩地层压力平面分布图(图 9, 10)。通过压力系数等值线可以看出,二叠系梧桐沟组和芦草沟组超压分布规律性较强,且具有一定继承性。地层压力系数分布在 1.0~1.8 之间,且高幅超压均发育在吉木萨尔凹陷西南方向的 J36 井区,并向凹陷四周压力系数逐渐降低。

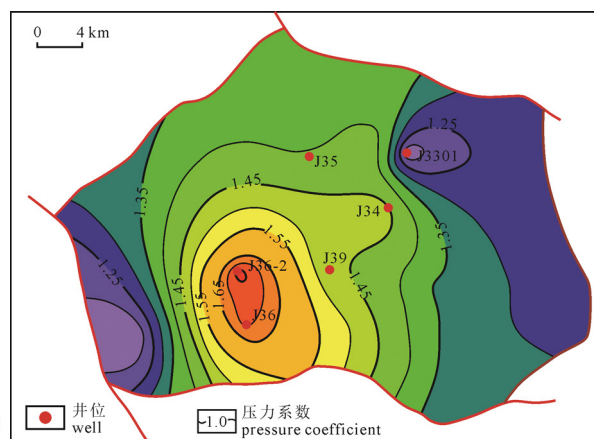


图 9 吉木萨尔芦草沟组压力系数分布图  
Fig. 9 Distribution of pressure coefficient of Formation Lucaogou

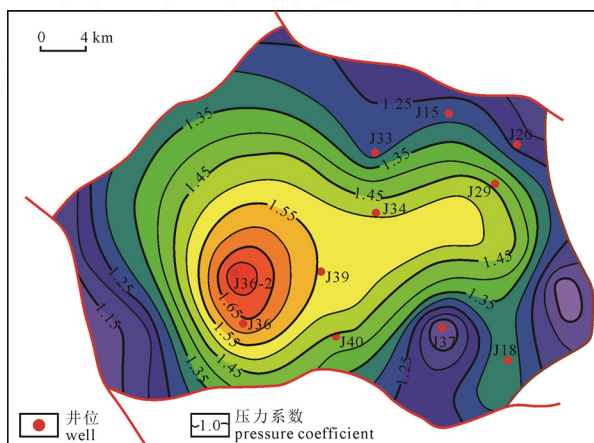


图 10 吉木萨尔梧桐沟组压力系数分布图  
Fig. 10 Distribution of pressure coefficient of Formation Wutonggou

芦草沟组地层压力显示,超压中心发育在西南方向 J36 井区,压力系数可达 1.7 以上,向东西两侧压力系数逐渐降低,凹陷整体呈现出中部高,两侧低的地层压力特征。梧桐沟组压力系数分布显示,

J36 井区仍为高幅超压发育中心,向凹陷四周逐渐降低。以 1.4 为高幅超压的界线来看,梧桐沟组局部高幅超压的范围比芦苇沟组更为广泛,并且向凹陷东部进行延伸。

根据研究区压力平面分布特征,高地层压力中心都分布在吉木萨尔凹陷中央,整体受现今凹陷控制。尽管吉木萨尔凹陷靠近准噶尔盆地南缘,但地层压力并未呈现出由南向北递减的趋势,即区域上不受构造应力控制。然而,前人通过对芦苇沟组烃源岩的研究发现,源岩厚度高值中心位于凹陷中央,有机质成熟度分布显示镜质体反射率具有西高东低的特征(赖仁,2017)。因此,在凹陷整体非均衡压实背景下,综合烃源岩厚度与有机质成熟度分布,即中西部源岩厚度最大,成熟度适中,生烃作用产生的超压使凹陷中央表现出局部高幅超压特征。由此可见,研究区超压分布受凹陷和烃源岩控制,非均衡压实是区域超压主要成因,生烃作用是局部高幅超压重要成因。

基于新方法得到的地层压力分布规律,首先揭示了吉木萨尔凹陷东部地区也发育异常高压,其次,地层压力作为油气运移的主要动力,沿地层压力梯度降低最大的方向是油气运移方向,例如芦苇沟组西部和东北方向的 J3301、梧桐沟组 J33 和 J37 井区为油气有利聚集区,为下一步勘探指明了方向。

## 6 结论

(1)本文认为研究区深层欠压实普遍发育,非均衡压实是超压形成的根本原因。生烃作用是局部高幅超压的重要成因。除此之外,还存在水热增压作用,但贡献微弱。

(2)本文针对压力预测模型存在问题,应用静力平衡方程原理的新思路,引入颗粒应力的概念,从理论上消除有效应力的缺陷,压力预测精度明显提升。

(3)通过综合成因分析和新压力计算模型,确定了生烃作用产生的超压分量,并用该分量进行压力补偿,获得了目的层超压平面分布。芦苇沟组和梧桐沟组超压主要发育在吉木萨尔凹陷西部深洼带和中西部斜坡带,高幅超压受生烃凹陷控制,最高压力分布在 J36 井区。主要目的层的压力分布预测结果对于本地区下一步高效安全钻井设计、致密油压裂开采以及油气分布评价都具有比较重要的指导意义。

## Acknowledgements:

This study was supported by China National Petroleum Corporation (Nos. 2021DJ0306 and 2022DJ0507).

## 参考文献:

- 陈景阳, 2007. 准噶尔盆地异常压力演化及成藏机制研究[D]. 武汉: 中国地质大学(武汉).
- 陈雪, 2018. 准噶尔盆地莫西庄-永进地区中生界压力系统特征及演化研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东).
- 褚庆忠, 李耀华, 2001. 异常压力形成机制研究综述[J]. 天然气勘探与开发, 24(4): 38-46.
- 但顺华, 陈春勇, 向辉, 等, 2018. 吉木萨尔凹陷二叠系梧桐沟组沉积演化规律[J]. 新疆石油天然气, 14(2): 17-22, 27, 2.
- 杜棚, 郑洪印, 焦秀琼, 1995. 异常压力与油气分布[J]. 地学前缘, 2(3-4): 137-148.
- 段漠东, 叶加仁, 吴景富, 等, 2020. 低勘探程度区域压力分布预测及超压形成机制: 以东海盆地西湖凹陷为例[J]. 地质科技通报, 39(3): 129-139.
- 方世虎, 宋岩, 徐怀民, 等, 2007. 构造演化与含油气系统的形成——以准噶尔盆地东部吉木萨尔凹陷为例[J]. 石油实验地质, 29(2): 149-153, 161.
- 龚再升, 1991. 异常压力油气田[J]. 中国海上油气, 5(5): 30.
- 韩宏伟, 刘震, 马昕箬, 等, 2022. 基于颗粒应力的深层超压预测方法研究: 以准噶尔盆地腹部地区为例[J]. 现代地质, 36(4): 1074-1086, 1130.
- 郝芳, 2005. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理[M]. 北京: 科学出版社.
- 何惠生, 叶加仁, 陈景阳, 2009. 准噶尔盆地腹部超压演化及成因[J]. 石油天然气学报, 31(1): 87-91, 392.
- 何生, 何治亮, 杨智, 等, 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.
- 贾婉婷, 2021. 吉木萨尔凹陷芦苇沟组混积岩源储结构类型及含油性特征[D]. 北京: 中国石油大学(北京).
- 匡立春, 王霞田, 郭旭光, 等, 2015. 吉木萨尔凹陷芦苇沟组致密油地质特征与勘探实践[J]. 新疆石油地质, 36(6): 629-634.
- 赖仁, 2017. 吉木萨尔凹陷芦苇沟组超压演化及其对致密油富集的影响[D]. 青岛: 中国石油大学(华东).
- 赖仁, 查明, 高长海, 等, 2016. 吉木萨尔凹陷芦苇沟组超高压形成机制及演化特征[J]. 新疆石油地质, 37(6): 637-643.
- 李明诚, 2013. 石油与天然气运移[M]. 北京: 石油工业出版社.
- 李培, 刘成林, 冯德浩, 等, 2021. 咸化湖盆地层超压特征及成因机制——以柴达木盆地英西地区渐新统为例[J]. 中国矿业大学学报, 50(5): 864-876.
- 李书琴, 印森林, 高阳, 等, 2020. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组混合细粒岩沉积微相[J]. 天然气地球科学, 31(2): 235-249.
- 廉欢, 2016. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组致密油聚集机理研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东).
- 林一鹏, 韩登林, 邓远, 等, 2023. 成藏动力对页岩油气聚集的影响——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组为例[J]. 沉积学报, <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2023.068>.
- 刘震, 金博, 贺维英, 等, 2002. 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, 37(S1): 91-104.

- 刘震, 张万选, 曾宪斌, 1997. 特察模型在孔隙性岩石中应用的局限性浅析[J]. 地质科学, 32(1): 116-121.
- LUO Xiaorong, 1993. 压实和水热增压对地压的作用以及环境条件的影响[J]. 地质科学译丛, 10(4): 75-81.
- 马启富, 陈斯忠, 张启明, 等, 2000. 超压盆地与油气分布[M]. 北京: 地质出版社.
- 平英奇, 2017. 柴达木盆地南翼山构造地层异常压力特征与成因机制研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京).
- 邱桂强, 凌云, 樊洪海, 2003. 东营凹陷古近系烃源岩超压特征及分布规律[J]. 石油勘探与开发, 30(3): 71-75.
- 曲江秀, 查明, 2003. 准噶尔盆地异常压力类型及成因探讨[J]. 石油实验地质, 25(4): 333-336.
- 苏阳, 2019. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油运聚过程及主控因素[D]. 青岛: 中国石油大学(华东).
- 王冰洁, 何生, 宋国奇, 等, 2012. 东营凹陷不同超压成因的有效应力特征[J]. 地质科技情报, 31(2): 72-79.
- 王雪柯, 李伟, 张本健, 等, 2019. 四川盆地西北部上三叠统须三段储层超致密与气藏超压成因[J]. 天然气工业, 39(11): 25-35.
- 王子安, 2020. 玛湖凹陷百口泉组地层压力计算方法及其分布规律研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京).
- 夏新宇, 宋岩, 2001. 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, 28(3): 8-11.
- 杨智, 何生, 何治亮, 等, 2008. 准噶尔盆地腹部超压层分布与油气成藏[J]. 石油学报, 29(2): 199-205, 212.
- 张力升, 张向涛, 彭光荣, 等, 2023. 白云凹陷超压模拟及成藏研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 38(4): 30-37.
- 赵靖舟, 李军, 徐泽阳, 2017. 沉积盆地超压成因研究进展[J]. 石油学报, 38(9): 973-998.
- 郑孟林, 田爱军, 杨彤远, 等, 2018. 准噶尔盆地东部地区构造演化与油气聚集[J]. 石油与天然气地质, 39(5): 907-917.
- 支东明, 李建忠, 张伟, 等, 2022. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷双吉构造带井井子沟组勘探突破及意义[J]. 石油学报, 43(10): 1383-1394.
- 支东明, 唐勇, 杨智峰, 等, 2019. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油地质特征与聚集机理[J]. 石油与天然气地质, 40(3): 524-534.
- development and hydrocarbon accumulation in northern Gulf of Mexico Basin[J]. AAPG Bulletin, 68(6): 673-683.
- CHEN Jingyang, 2007. Study on Abnormal Formation Pressure Evolution and Petroleum Accumulation Mechanism in Junggar Basin[D]. Wuhan: China University of Geosciences(Wuhan)(in Chinese with English abstract).
- CHEN Xue, 2018. Characteristics and Evolution of Overpressures Within Mesozoic in Moxizhuan-yongjin area[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China)(in Chinese with English abstract).
- CHU Qingzhong, LI Yaohua, 2001. Review on the Formation Mechanism of Abnormal Pressure[J]. Natural Gas Exploration and Development, 24(4): 38-46(in Chinese).
- DAN Shunhua, CHEN Chunyong, XIANG Hui, et al., 2018. Sedimentary Evolution of the Permian Wutonggou Formation in Jimusaer Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Oil & Gas, 14(2): 17-22, 27, 2(in Chinese with English abstract).
- DU Xu, ZHENG Hongyin, JIAO Xiuqiong, 1995. Abnormal Pressure and Hydrocarbon Accumulation[J]. Earth Science Frontiers, 2(3-4): 137-148(in Chinese with English abstract).
- DUAN Modong, YE Jiaren, WU Jingfu, et al., 2020. Prediction of pressure distribution and formation mechanism in low exploration area: A case study of Xihu Depression, East China Sea Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 39(3): 129-139(in Chinese with English abstract).
- DUTTA N C, 1997. Pressure prediction from seismic data: implications for seal distribution and hydrocarbon exploration and exploitation in the deepwater Gulf of Mexico[J]. Norwegian Petroleum Society Special Publications, 7: 187-199.
- EATON B A, 1972. The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well Logs[J]. Journal of Petroleum Technology, 24(8): 929-934.
- FANG Shihu, SONG Yan, XU Huaimin, et al., 2007. Relationship between tectonic evolution and petroleum system formation—Taking the Jimusaer Sag of Eastern Junggar Basin as an example[J]. Petroleum Geology and Experiment, 29(2): 149-153, 161(in Chinese with English abstract).
- FERTL W H, 1976. Abnormal formation pressure, implication to exploration, drilling, and production of oil and gas reservoirs[M]. Amsterdam: Elsevier: 382.
- FILLIPPONE W R, 1979. On the Prediction of Abnormally Pressured Sedimentary Rocks from Seismic Data[J]. Journal of Petroleum Technology, (4): 212-234.
- FOSTER J B, 1987. Estimation of Formation Pressures from Electrical Surveys-Offshore Louisiana[J]. Journal of Petroleum Technology, 18(2): 165-171.
- GONG Zaisheng, 1991. Abnormal pressure oil and gas field[J]. China Offshore Oil and Gas, 5(5): 30(in Chinese).
- HAN Hongwei, LIU Zhen, MA Xinruo, et al., 2022. Distribution Prediction of High Overpressure in Jurassic Moxizhuang-Yongjin Area, Central Junggar Basin[J].

## References:

- Geoscience, 36(4): 1074-1086, 1130(in Chinese with English abstract).
- HAO Fang, 2005. Hydrocarbon generation kinetics and hydrocarbon accumulation mechanism of overpressured basin[M]. Beijing: Science Press(in Chinese).
- HE Huisheng, YE Jiaren, CHEN Jingyang, 2009. Overpressure Evolution and Genesis in Central Junggar Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 31(1): 87-91, 392(in Chinese with English abstract).
- HE Sheng, HE Zhiliang, YANG Zhi, et al., 2009. Characteristics, Well-Log Responses and Mechanisms of Overpressure 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).
- HOTTMANN C E, JOHNSON R K, 1965. Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties[J]. Journal of Petroleum Technology, 17(6): 717-722.
- HUBBERT M K, RUBEN W W, 1959. Role of fluid pressure in the mechanics of overthrust fault[J]. Geological Society of America Bulletin, 70(5): 115-166.
- JIA Wanting, 2021. The source-reservoir structure and oiliness of Lucaogou Formation, Jimsar Depression[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing)(in Chinese with English abstract).
- KUANG Lichun, WANG Xiatian, GUO Xuguang, et al., 2015. Geological characteristics and exploration practice of tight oil in Lucaogou Formation in Jimsar Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 36(6): 629-634(in Chinese with English abstract).
- LAI Ren, 2017. Evolution of Overpressure and Its Influence on Enrichment of Tight Oil of Lucaogou Formation in Jimsar Depression[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China)(in Chinese with English abstract).
- LAI Ren, ZHA Ming, GAO Changhai, et al., 2016. Formation mechanism and evolution characteristics of ultra-high pressure in Lucaogou Formation of Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 37(6): 637-643(in Chinese with English abstract).
- LI Mingcheng, 2013. Oil and Gas migration[M]. Beijing: Petroleum Industry Press(in Chinese).
- LI Pei, LIU Chenglin, FENG Dehao, et al., 2021. Characteristics and origin mechanism of formation overpressure in the saline lacustrine basin: A case study from the Oligocene in the west of Yingxiong ridge, Qaidam Basin[J]. Journal of China University of Mining and Technology, 50(5): 864-876(in Chinese with English abstract).
- LI Shuqin, YIN Senlin, GAO Yang, et al., 2020. Study on sedimentary microfacies of mixed fine-grained rocks in Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 31(2): 235-249(in Chinese with English abstract).
- LIAN Huan, 2016. The Accumulation Mechanism of Tight Oil of Lucaogou Formation in Jimsar Depression, Junggar Basin[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China)(in Chinese with English abstract).
- LIN Yipeng, HAN Denglin, DENG Yuan, et al., 2023. Influence of reservoir forming dynamics on shale oil and gas accumulation: A case study from the Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2023.068>(in Chinese with English abstract).
- LIU Libin, SHEN Guoqiang, WANG Zhentao, et al., 2018. Abnormal formation velocities and applications to pore pressure prediction[J]. Journal of Applied Geophysics, 165: 1-6.
- LIU Zhen, JIN Bo, HE Weiyang, et al., 2002. Generation and Distribution of Abnormal Formation Pressures in Eastern Part of the Junggar Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 37(S1): 91-104(in Chinese with English abstract).
- LIU Zhen, ZHANG Wanxuan, ZENG Xianbin, 1997. Study on static equilibrium equation of porous rocks in compaction processes[J]. Scientia Geologica Sinica, 32(1): 116-121(in Chinese with English abstract).
- LUO Xiaorong, 1993. Effects of compaction and hydrothermal pressurization on ground pressure and environmental conditions[J]. Journal of Geoscience Translations, 10(4): 75-81(in Chinese).
- MA Qifu, CHEN Sizhong, ZHANG Qiming, et al., 2000. Overpressure basin and hydrocarbon distribution[M]. Beijing: Geological Publishing House(in Chinese).
- MAGARA K, 1968. Compaction and Migration of Fluids in Miocene Mudstone, Nagaoka Plain, Japan[J]. AAPG Bulletin, 52(12): 2466-2501.
- MARTINEZ R D, 1985. Deterministic estimation of porosity and formation pressure from seismic data[J]. SEG Technical Program Expanded Abstracts, 4(1): 486-487.
- MEISSNER F F, 1976. Abnormal Electric Resistivity and Fluid Pressure in Bakken Formation, Williston Basin, and Its Relation to Petroleum Generation, Migration, and Accumulation[J]. AAPG Bulletin, 60: 1403-1404.
- MUDFORD B S, BEST M E, 1989. Venture Gas Field, Offshore Nova Scotia: Case Study of Overpressuring in Region of Low Sedimentation Rate[J]. AAPG Bulletin, 73(11): 1383-1396.
- PENNEBAKER E S, 1968. Seismic data indicate depth, magnitude of abnormal pressure[J]. World Oil, 166(7): 73-78.
- PING Yingqi, 2021. Study on abnormal pressure characteristics and genetic mechanism of the Nanyishan tectonics in the Qaidam Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing)(in Chinese with English abstract).
- POWERS M C, 1967. Fluid-release mechanisms in compacting marine and their importance in oil exploration[J]. AAPG Bulletin, 51(1): 1240-1254.
- QIU Guiqiang, LING Yun, FAN Honghai, 2003. The characteristics and distribution abnormal pressure in the Paleogene source rocks in Dongying Sag[J]. Petroleum Exploration and Development, 30(3): 71-75(in Chinese with English abstract).

- English abstract).
- QU Jiangxiu, ZHA Ming, 2003. Origin and characteristics of abnormal pressure in the Junggar Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 25(4): 333-336(in Chinese with English abstract).
- SU Yang, 2019. Processes and controlling factors of oil migration and accumulation in the tight reservoirs of the Lucaogou Formation in the Jimsar Sag, Junggar Basin[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China)(in Chinese with English abstract).
- TERZAGHI K, PECK R B, 1948. Soil mechanics in engineering practice[M]. New York: John Wiley: 566-729.
- UNGERER P, BEHAR E, DISCAMPS D, 1981. Tentative calculation of the overall volume expansion of organic matter during hydrocarbon genesis from geochemistry data. Implications for primary migration[J]. *Advances in Organic Geochemistry*, 56(10): 2068-2071.
- WALLACE W E, 1965. Abnormal Subsurface Pressures Measured from Conductivity or Resistivity Logs[C]//SPWLA 6th Annual Logging Symposium. Dallas: SPWLA-1965-21.
- WANG Bingjie, HE Sheng, SONG Guoqi, et al., 2012. Effective stress characteristics of different overpressured origins in Dongying Depression of the Bohai Bay Basin, China[J]. *Geological Science and Technology Information*, 31(2): 72-79(in Chinese with English abstract).
- WANG Xueke, LI Wei, ZHANG Benjian, et al., 2019. The formation mechanisms of ultra-tight and overpressured gas reservoir in the third Member of Upper Triassic Xujiahe Formation in the northwestern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 39(11): 25-35(in Chinese with English abstract).
- WANG Zian, 2020. Study on Prediction Method and Distribution Law of Formation Pressure of Baikouquan Formation in Mahu Sag[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing)(in Chinese with English abstract).
- XIA Xinyu, SONG Yan, 2001. Temperature effects on geopressure during deposition and erosion[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 28(3): 8-11(in Chinese with English abstract).
- YANG Zhi, HE Sheng, HE Zhiliang, et al., 2008. Distribution of overpressure stratum and its relationship with hydrocarbon accumulation in the central part of Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 29(2): 199-205, 212(in Chinese with English abstract).
- ZHANG Jincai, 2011. Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches[J]. *Earth-Science Reviews*, 108(1-2): 50-63.
- ZHANG Lisheng, ZHANG Xiangtao, PENG Guangrong, et al., 2023. Simulation of Overpressure and Study of Hydrocarbon Accumulation in Baiyun Sag[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition)*, 38(4): 30-37(in Chinese with English abstract).
- ZHAO Jingzhou, LI Jun, XU Zeyang, 2017. Advances in the origin of overpressures in sedimentary basins[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 38(9): 973-998(in Chinese with English abstract).
- ZHENG Menglin, TIAN Aijun, YANG Tongyuan, et al., 2018. Structural evolution and hydrocarbon accumulation in the eastern Junggar Basin[J]. *Oil and Gas Geology*, 39(5): 907-917(in Chinese with English abstract).
- ZHI Dongming, LI Jianzhong, ZHANG Wei, et al., 2022. Exploration breakthrough and its significance of Jingjingzigou Formation in Shuangji tectonic zone of Jimsar Sag in Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 43(10): 1383-1394(in Chinese with English abstract).
- ZHI Dongming, TANG Yong, YANG Zhifeng, et al., 2019. Geological characteristics and accumulation mechanism of continental shale oil in Jimusaer Sag, Junggar Basin[J]. *Oil and Gas Geology*, 40(3): 524-534(in Chinese with English abstract).