

资阳东峰场须五段储层异常高压成因分析

缪祥禧, 李 萌

中石化经纬有限公司西南测控公司, 四川 成都

收稿日期: 2025年3月26日; 录用日期: 2025年5月29日; 发布日期: 2025年6月10日

摘 要

四川盆地须五段地层在盆地内广泛分布, 厚度自西向东逐渐减薄, 最厚可达750 m, 最薄处普遍小于50 m。盆地内部大部分区域须五段下部地层岩性整体以泥岩夹薄层状粉砂岩、砂岩为主。东峰场构造须家河组五段沉积4套叠置砂体, 多口井压恢测井解释发现地层压力系数变化较大, 总体在1.3左右, 但部分井压力系数达到1.6以上, 最高可达1.7, 异常高压是油气勘探与开发中的重要地质现象, 对油气藏的形成与保存、钻井作业安全及油气资源开发策略等方面具有重要影响, 其形成机理复杂多样, 包括欠压实作用、烃类生成、构造应力挤压等多种因素。可通过钻井液性能变化、工程参数变化及地层压力测试等方法可以判断地层压力状态。因此, 深入研究地层异常高压的形成机理及其特征, 对于指导油气勘探与开发具有重要意义。

关键词

四川盆地, 东峰场, 须五段, 异常高压

Analysis of High-Pressure Anomalies in the Xuwu Formation Reservoirs of Dongfeng Field Structure in the Ziyang Region

Xiangxi Miao, Meng Li

Xinan Geosteering & Logging company Sinopec Matrix Company, Chengdu Sichuan

Received: Mar. 26th, 2025; accepted: May 29th, 2025; published: Jun. 10th, 2025

Abstract

The Xuwu Formation in the Sichuan Basin is widely distributed within the basin, with its thickness gradually decreasing from west to east. The maximum thickness can reach up to 750 meters, while the minimum thickness is generally less than 50 meters. In most areas of the basin, the lithology of

the lower part of the Xuwu Formation is predominantly composed of shale interbedded with thin layers of siltstone and sandstone. In the Dongfeng Field structure, the Xuwu Formation consists of five sedimentary packages of stacked sandbodies. Well logging and pressure recovery tests have revealed significant variations in formation pressure coefficients, with an overall average of around 1.3. However, in some wells, the pressure coefficient exceeds 1.6, with the highest value reaching 1.7. Abnormal high pressure is an important geological phenomenon in oil and gas exploration and development. It has significant impacts on the formation and preservation of hydrocarbon reservoirs, drilling operation safety, and the development strategies for oil and gas resources. The formation mechanisms of abnormal high pressure are complex and diverse, including undercompaction, hydrocarbon generation, and tectonic stress compression, among other factors. The formation pressure state can be determined through methods such as changes in drilling fluid properties, variations in engineering parameters, and formation pressure testing. Therefore, in-depth research on the formation mechanisms and characteristics of abnormal high pressure in formations is of great significance for guiding oil and gas exploration and development.

Keywords

Sichuan Basin, Dongfeng Field, Xuwu Formation, Abnormal High-Pressure

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

地层压力是指地层孔隙流体对井壁所产生的压力[1], 是油气勘探与开发中的基础数据之一。当孔隙流体压力明显高于同深度静水压力时, 称为异常高压。异常高压的存在不仅影响钻井作业的安全与效率, 还与油气藏的形成、保存及流体运移密切相关[2][3]。资阳东峰场须五段在埋深、物性等地质因素差异较小的井测试产量差异较大[4][5], 分析认为储层压力可能为高产主控因素之一, 因此, 深入研究地层异常高压的形成机理及其特征, 对于指导油气勘探与开发具有重要意义[6]-[8]。

2. 东峰场须五段区域地质特征

2.1. 沉积特征

四川盆地须家河组经历了多期次构造变形。受盆缘山系的褶皱冲断以及川东高陡构造变形影响, 区域构造特征总体表现为“西部坳陷、北部坳陷、川中单斜、川西南隆起与川东高陡构造带”。须五段地层在四川盆地内广泛分布, 厚度自西向东逐渐减薄, 在川西地区最厚可达 750 m, 在川东地区、川南地区厚度最薄处普遍小于 50 m。在西北、东部、东南等方向靠近盆缘区域须五段地层整体以厚层砂岩夹泥岩为主, 须五段沉积早期, 随着湖平面的上升, 盆地内部大部分区域须五段下部地层岩性整体以泥岩夹薄层状粉砂岩、砂岩为主。

东峰场位于四川盆地川西南隆起区的北斜坡, 须家河组从浅至深均为南西高北东低的单斜构造, 构造圈闭不发育。须家河组五段平均厚度 246 m, 岩性为灰黑色泥页岩夹浅灰色粉砂岩, 灰色中粒-细粒砂岩及少量黑色碳质页岩、偶夹黑色煤线, 中上部见灰白色细粒岩屑砂岩。根据申报区须五段地层岩性特征, 可进一步划分为上、下两个亚段, 上亚段岩性以砂岩、泥岩、粉砂岩互层为主, 底部发育一套分布较广的砂岩, 厚度 7 m~37 m, 平均厚度 27.2 m, 是本次申报储量层段。下亚段岩性以泥页岩为主, 夹少量的砂岩、粉砂岩, 局部发育有 10 m~20 m 的砂岩。

根据岩芯观察及描述结果，须五上亚段砂体主要发育块状层理、平行层理等，反映较强水动力环境，为典型的河道沉积特征，结合区内钻井实钻情况，须五段整体以三角洲前缘沉积为主，主要发育水下分流河道、河口坝、水下分流间湾、席状砂等沉积微相。须五上亚段主要以三角洲前缘水下分流河道、水下分流间湾沉积为主；须五下亚段以三角洲前缘水下分流间湾沉积为主，局部发育河口坝及席状砂沉积。

2.2. 物性特征

东峰场须五上亚段 724 块岩芯柱塞样物性分析统计结果表明，须五上亚段砂岩孔隙度在 0.647%~10.9%之间，主要分布在 4.0%~8.0%之间(占总样品数的 70.4%)，孔隙度中值为 5.7%(图 1)；其中有效储层孔隙度范围 4.0%~10.9%，孔隙度中值为 6.1%。砂岩空气渗透率在 0.0124 mD~1.560 mD 之间，主要分布在 0.070 mD~0.300 mD 之间(占总样品数 61.9%)、渗透率中值为 0.121 mD；其中有效储层渗透率 0.070 mD~1.560 mD (图 2)、渗透率中值为 0.145 mD。须五上亚段储层为特低孔、特低渗储层。

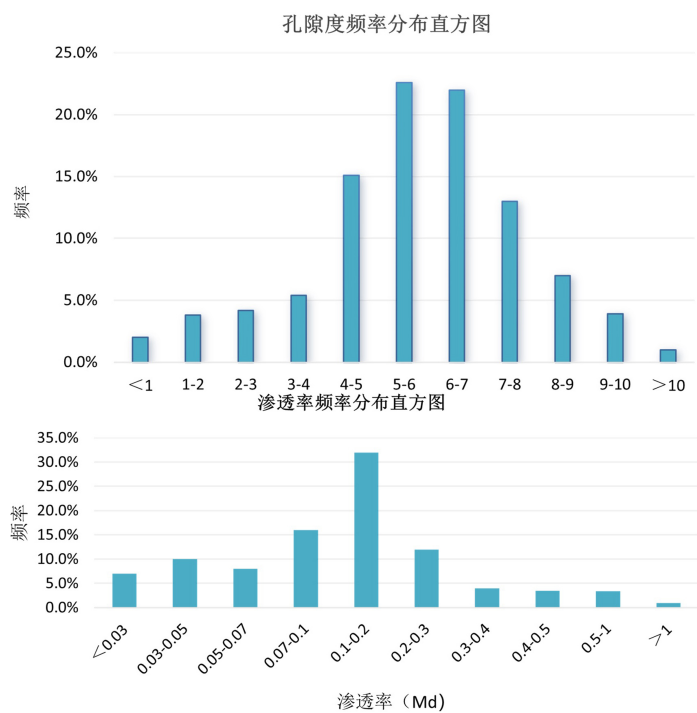
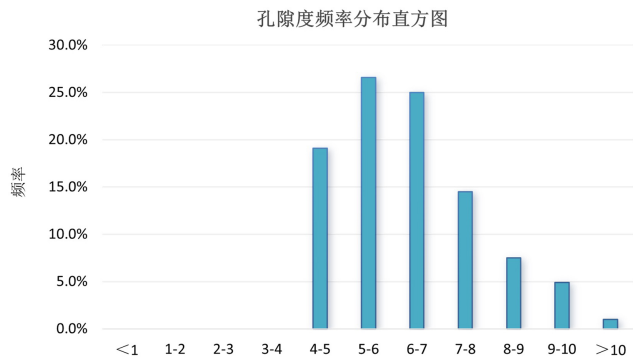


Figure 1. Frequency distribution histograms of porosity and permeability for sandstone in the Xuwu Formation of Dongfeng Field
图 1. 东峰场须五段砂岩孔隙度、渗透率频率分布直方图



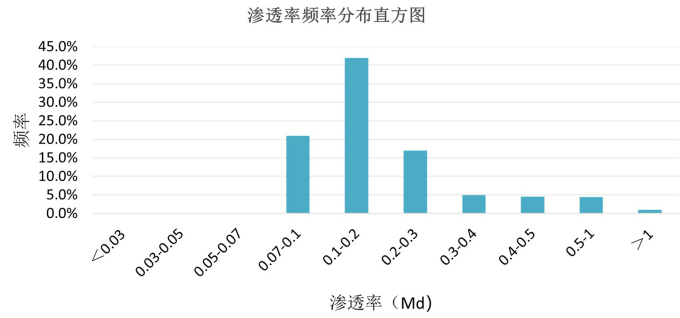
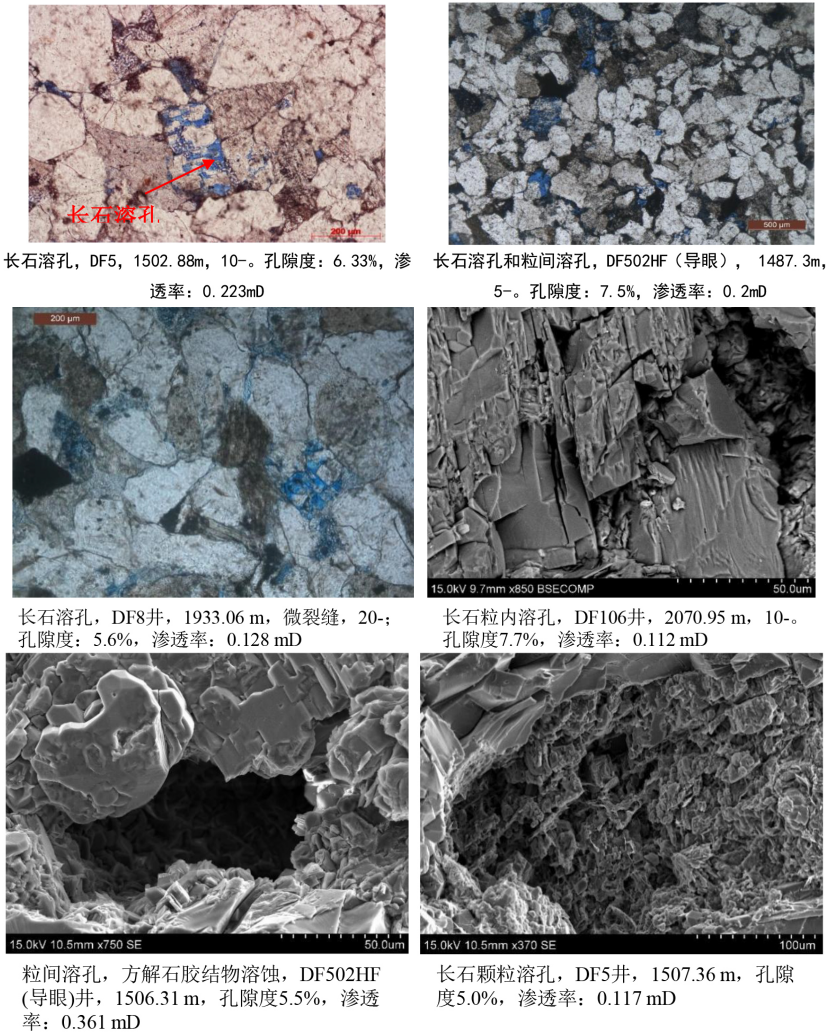


Figure 2. Frequency distribution histograms of porosity and permeability for effective reservoir sandstone in the Dongfeng Field Xuwu Formation
图 2. 东峰场须五段有效储层孔隙度、渗透率频率分布直方图

须五段储层孔隙类型主要为次生孔隙，少量的原生孔隙(图 3)。次生孔隙的溶蚀组分主要为长石及胶结物溶蚀，长石溶蚀一般沿着解理进行；原生粒间孔的孔隙周缘颗粒边界完整(未发生明显溶蚀作用)，易与次生溶孔区分。粒间溶孔中多充填自生石英，高岭石晶间孔是自生高岭石晶体之间的微小孔隙，薄片镜下观察可见极少量微裂缝。



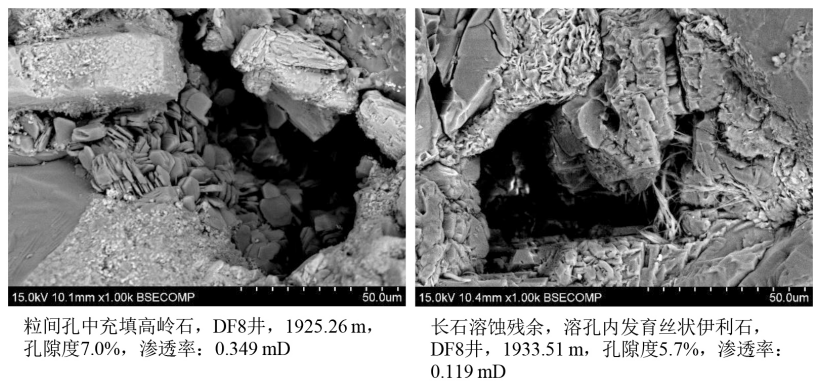


Figure 3. Characteristics of reservoir space for the reservoir of the Dongfeng Field Xuwu Formation
图 3. 东峰场须五段储层储集空间特征

2.3. 电性特征

(1) 常规测井响应特征

资阳气田须五段储层测井响应特征表现为“两高三低一负”，即高声波、高电阻，低自然伽马、低密度、低中子，自然电位相对负异常。DF5 井、DF106 井产层段常规测井响应特征见图 4。

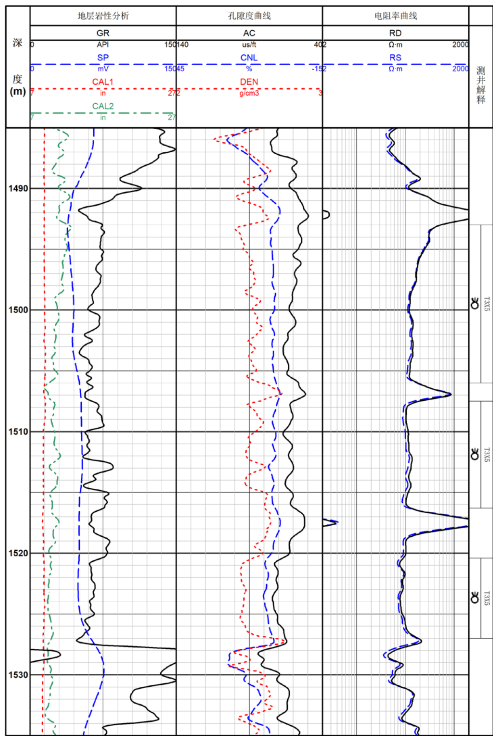


Figure 4. Conventional logging response characteristics of the reservoir interval of the Xuwu Formation
图 4. 须五段储层段常规测井响应特征

① 岩性特征：4 自然伽马曲线反映了泥质含量和粒度的变化，自然伽马测值一般在 45~75 API，平均为 61.8API。须五段储层岩性相对较纯，以中粒岩屑砂岩为主，自然伽马为相对低值、起伏较小；井径平直与钻头相等或略有扩径；自然电位相对负异常，储层渗透性较好。

② 孔隙度特征: 表现为高声波、低密度、低中子特征。声波时差一般在 $60\sim 75\ \mu\text{s}/\text{ft}$, 平均为 $65.5\ \mu\text{s}/\text{ft}$; 补偿中子一般在 $4.5\sim 12\%$, 平均为 6.2% ; 密度一般在 $2.40\sim 2.55\ \text{g}/\text{cm}^3$, 平均为 $2.50\ \text{g}/\text{cm}^3$ 。当地层含气性较好时, 声波时差增大, 中子、密度测值降低, 在测井曲线图上表现出中子与密度、声波曲线反向变化, 即气层的“挖掘”效应。

③ 电阻率特征: 深、浅侧向电阻率一般呈正差异, 电阻率值相对较高, 深侧向电阻率一般在 $25\sim 150\ \Omega\text{m}$, 平均为 $63.5\ \Omega\text{m}$, 含水特征不明显。当同时出现电阻率异常增高, 声波、中子明显降低时, 说明地层致密, 钙含量增加, 须五上亚段砂体中发育 2~3 套钙质砂岩夹层。

3. 储层高压异常分析

东峰场须五气藏原始地层压力 $17.510\ \text{MPa}\sim 31.60\ \text{MPa}$ (表 1), 平均压力系数 1.289, 整体属常压气藏, 压力系数呈现高低两种特征, 有 5 口井压力系数小于 1.35, 利用 5 口常压井建立了气藏原始地层压力与埋藏深度关系 (图 5): $P = 0.0144H - 3.1775$, $R = 0.8949$, 地层压力与埋深相关性好。有 2 口井 (DF103-1HF 与 DF109H 井) 呈现相对高压特征, 压力系数高于 1.65。

Table 1. Original stratigraphic pressure data of the Dongfeng Field Xuwu Sub-Formation

表 1. 东峰场须五上亚段气藏原始地层压力数据表

序号	井号	层位	测压方式	测点深度	地层压力	压力系数
				m	MPa	
1	DF8	T ₃ x ⁵ 上亚段	压恢测井	1810.8	22.452	1.264
2	DF5	T ₃ x ⁵ 上亚段	压恢测井	1500	18.378	1.249
3	DF102	T ₃ x ⁵ 上亚段	压恢测井	1490.99	17.51	1.198
4	DF501-1HF	T ₃ x ⁵ 上亚段	压恢测井	1465.57	18.49	1.286
5	DF106-1HF	T ₃ x ⁵ 上亚段	压恢测井	1676.7	22.01	1.338
6	DF103-1HF	T ₃ x ⁵ 上亚段	压恢测井	1739	28.92	1.696
7	DF109H	T ₃ x ⁵ 上亚段	压恢测井	1924	31.6	1.675

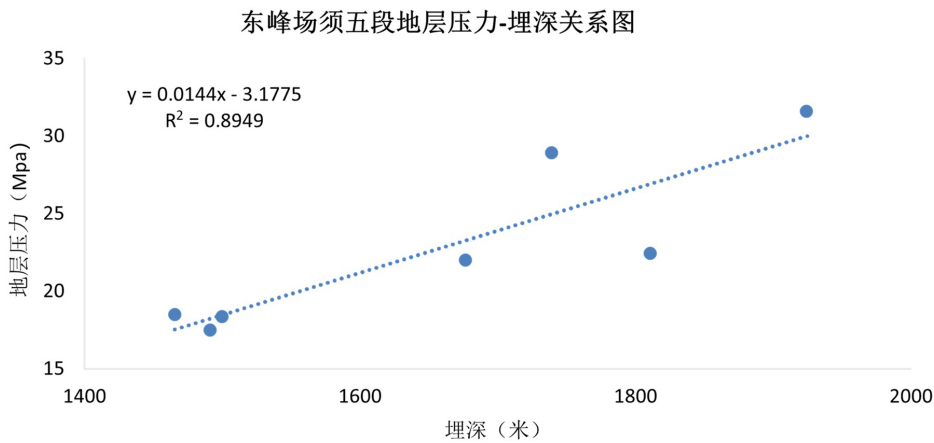


Figure 5. Relationship between pressure and burial depth of Dongfeng Field
图 5. 东峰场须五地层压力与埋深关系图

地层异常高压是油气勘探与开发中的重要地质现象, 其形成机理复杂多样, 包括欠压实作用、烃类生成、构造应力挤压等多种因素。欠压实作用是形成地层异常高压的主要原因之一。在沉积过程中, 若沉积速率过快, 泥质岩等软岩因压实不完全而保留较高孔隙度, 导致孔隙流体压力升高, 这种因压实不

足而形成的异常高压称为欠压实高压。

烃类生成也是地层异常高压的重要成因，在沉积压实完成后，随着干酪根的成熟，生成的油气体积大大超过原干酪根本身的体积。这些新生的流体进入孔隙中，当流体不能及时排出或生成速率大于排出速率时，会导致孔隙压力的增大，烃类生成形成的异常高压通常与油气藏的形成密切相关。

此外，粘土成岩作用、密度差作用、流体运移作用、水热增压作用以及盐丘与盐层等因素也可能导致地层异常高压的形成。这些因素往往相互交织，共同作用于地层压力的演化过程。

3.1. 构造位置的影响

局部和区域断层、褶皱、侧向滑动等构造运动产生的水平挤压应力，会导致孔隙体积的降低和流体压力的升高，这种因构造挤压而形成的异常高压称为构造挤压高压。在构造活动强烈的盆地中，构造挤压是形成异常高压的重要机制之一。资阳东峰场北部埋藏较深，构造位置较低，总体压力系数(表 2)普遍高于南部地区(表 3)，但总体高于前述建立的压力与埋深相关关系计算的压力。说明地层除了与埋深相关与单井所处构造位置相关，位于构造北部的井压力系数更高。

Table 2. Statistics of the stratigraphic pressure and burial depth in the southern part of the northern in Dongfeng Field Structure
表 2. 东峰场构造北部地层压力埋藏深度统计表

序号	井号	层位	砂体	产层中深(m)	地层压力(MPa)	预测压力(MPa)	实测压力系数
1	DF109H	T ₃ X ⁵	T ₃ X ⁵ 上亚段	1924	31.6	24.53	1.675
2	DF103-1H	T ₃ X ⁵	T ₃ X ⁵ 上亚段	1739	28.92	21.86	1.696
3	DF8	T ₃ X ⁵	T ₃ X ⁵ 上亚段	1933.8	23.707	22.9	1.25
4	DF106	T ₃ X ⁵	T ₃ X ⁵ 上亚段	1837.9	25.553	25.43	1.418

Table 3. Statistics of the stratigraphic pressure and burial depth in the southern part of the East in Dongfeng Field Structure
表 3. 东峰场构造南部地层压力与埋藏深度统计表

序号	井号	层位	砂体	产层中深(m)	地层压力(MPa)	预测压力(MPa)	压力系数
1	DF5	T ₃ X ⁵	T ₃ X ⁵ 上亚段	1513.19	18.39	18.42	1.249
2	DF102	T ₃ X ⁵	T ₃ X ⁵ 上亚段	1661.34	19.24	18.29	1.19
3	DF501-1HF	T ₃ X ⁵	T ₃ X ⁵ 上亚段	1465.57	18.49	17.93	1.286

3.2. 河道分期的影响

资阳 - 东峰场须五段发育 4 期河道，不同期次河道砂岩含气性存在一定差异。储层物性参数显示含气性 4 期 > 3 期 > 2 期 > 1 期，通过对比构造北部的 DF8、DF106 和 DF103-1HF 井发现：DF8 井主要钻遇第 1、第 2 期河道，DF106 井主要钻遇第 4 期河道。DF8 井物性比 DF106 井差；压力系数也较 DF106 井低，DF103-1H 主要钻遇第 2、第 3、第 4 期河道。DF8 井储层物性、含气丰度均较 DF103-1H 井差，压力系数也较 DF103-1HF 井低，河道分期差异，可能导致地层压力系统不一致。

3.3. 钙质夹层对区域连通性的影响

致密夹层往往是多期河道沉积过程中的沉积间歇面，它们的存在可以反映沉积环境的变化和沉积作用的间断。致密夹层由于其致密的特性，可以有效地阻隔油气的运移，在烃源岩与储层之间，致密夹层可以作为一道屏障，阻止油气从烃源岩向储层的进一步运移。这种阻隔作用可以影响油气的富集程度和分布范围。东峰场多口井在须五段均钻遇有钙质致密夹层，且夹层数量、厚度无明显规律(如表 4)，部分

井部分井发育两套(如图 6 DF106 井), 也有井发育 3 套钙质夹层(如图 6 DF5 井), 也有部分井不发育或只发育 1 套钙质夹层, 分析认为由于钙层对油气运移的封隔, 油气会在夹层上下形成不同的富集区域, 而夹层数量和厚度导致不同区域具有不同的油气储量丰度和压力特征, 使得不同区域压力存在较大差异。

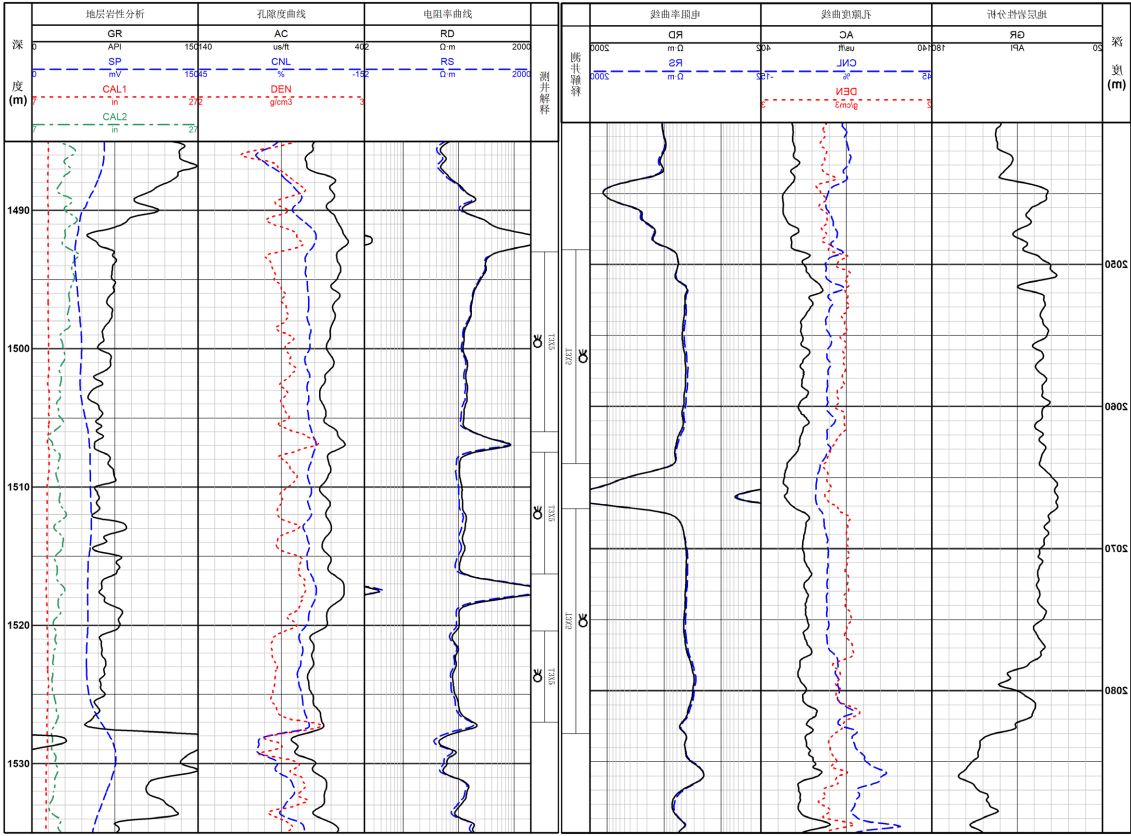


Figure 6. Calcium interlayer response characteristics of DF5 and DF 106
图 6. DF5 井、DF106 井钙质夹层响应特征

Table 4. Calcium interlayer thickness statistics table
表 4. 钙质夹层厚度统计表

井号	井段(m)	厚度(m)	垂深(m)	垂厚(m)
DF5	1905.1~1907.0	1.9	1905.1~1907.0	1.9
	1922.4~1924.2	1.8	1922.4~1924.2	1.8
	1940.0~1942.2	2.2	1940.0~1942.1	2.1
	累计	5.9	累计	5.8
DF106	2043.4~2048.7	5.3	1824.1~1827.3	3.2
	2064.0~2067.7	3.7	1836.5~1838.8	2.3
	累计	9	累计	5.5

4. 结论

- (1) 东峰场须五气藏原始地层压力 17.510 MPa~31.60 MPa, 平均压力系数 1.289, 整体属常压气藏, 地层压力与埋深相关性好。目前完钻井中有 2 口井呈现相对高压特征, 压力系数高于 1.65。
- (2) 构造位置的差异对地层压力有一定影响, 其中北部构造位置较低, 埋藏较深, 地层压力系数普遍

偏高。南部地层压力系数相对较低。

(3) 河道分期差异也是造成地层压力系统不一致的因素。地层压力系数: 4 期 > 3 期 > 2 期 > 1 期。

(4) 工区钙质夹层数量及厚度导致不同区域具有不同的油气丰度和压力特征, 使得不同区域压力存在较大差异。

参考文献

- [1] 周云秋, 贺锡雷, 等. 基于动态有效应力系数的地层压力估算方法[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(2): 245-251.
- [2] 徐宝荣, 许海涛, 于宝利, 等. 异常地层压力预测技术在准噶尔盆地的应用[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(5): 597-601.
- [3] 郝乐伟, 王琪, 唐俊. 储层岩石微观孔隙结构研究方法 with 理论综述[J]. 岩性油气藏, 2013, 25(5): 124-128.
- [4] 鲁雪松, 张凤奇, 赵孟军, 等. 准噶尔盆地南缘高探 1 井超压成因与盖层封闭能力[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6): 666-675.
- [5] 谭廷栋, 刘宗诚. 用声波时差测井估计异常地层压力[J]. 地球物理学报, 1980, 23(3): 328-332.
- [6] 贺锡雷, 林凯, 张祖豪, 等. 孔隙度和孔隙结构对储层特性影响的定量比较[J]. 石油物探, 2018, 57(2): 179-185.
- [7] 佐白科·马克. 储层地质力学[M]. 石林, 陈朝伟, 刘玉石, 等, 译. 北京: 石油工业出版社, 2012.
- [8] 吴松涛, 朱如凯, 李勋, 等. 致密储层孔隙结构表征技术有效性评价与应用[J]. 地学前缘, 2018, 25(2): 192-203.