

胡文亮, 罗健, 张国栋, 等. 低孔低渗储层各向异性研究在增产中的作用——以东海 A 凹陷为例[J]. 海洋地质前沿, 2023, 39(4): 76-84.

HU Wenliang, LUO Jian, ZHANG Guodong, et al. The roles of anisotropy in production increasing in low porosity and low permeability reservoir: an example in Sag A, East China Sea[J]. Marine Geology Frontiers, 2023, 39(4): 76-84.

低孔低渗储层各向异性研究在增产中的作用

——以东海 A 凹陷为例

胡文亮, 罗健*, 张国栋, 魏晓晗, 蔡军, 张武

(中海石油(中国)有限公司上海分公司, 上海 200335)

摘要: 东海盆地 A 凹陷主要以低孔低渗储层发育为主, 经生产实践证实, 该类储层运用常规直井或低角度定向井(产能低)难以实现商业产能, 因此, 渗透率各向异性和储层“甜点”攻关显得尤为重要。碎屑岩储层各向异性特征普遍存在, 基于全直径岩芯 360°分扇区各向异性实验(渗透率、声波时差)结果表明: 6 个扇区的水平渗透率分布范围为 $(3.7 \sim 17.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 轴向 90°渗透率为 $0.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 渗透率各向异性分布范围为 62~288, 其中水平优势方向的渗透率是非优势方向的 3~5 倍, 且渗透率高值与纵波时差、横波时差低值存在较小夹角。进一步利用成像测井资料与区域地应力分析证实, 最大水平主应力方向与构造裂缝发育方向(渗透率优势方向)存在较小夹角, 结合“甜点”储层展布形态, 并垂直于最大水平主应力方向布井有利于产能释放, 助力低渗储层的经济有效开发。

关键词: 低孔低渗; 各向异性; “甜点”储层; 大斜度定向井; 水平分支井; 东海

中图分类号: P744.4; P618.13

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2022.282

0 引言

储层在形成过程中受到沉积环境引起的储层纵向结构变化、水动力条件引起的颗粒定向排列、油气充注动力强弱引起的油气非均质聚集、构造作用引起的挤压与拉伸等因素的影响, 从而具有储层纵向、横向渗透率各向异性、声学各向异性等特征^[1-3]。如何利用储层的各向异性特征是目前低孔低渗油气藏增产研究的方向之一。东海盆地 A 凹陷主要以低孔低渗储层发育为主, 该类储层的油气资源量占东海总油气资源量的 2/3^[4], 其孔隙度分布范围为 7%~15%, 渗透率分布范围为 $(0.1 \sim 10) \times$

$10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属于特低-低渗透储层, 其生产产能低, 经济有效开发难度大。

国外学者洛根^[5]在 20 世纪 90 年代提出了渗透率各向异性与煤层气水平井产能刺激技术; 2008 年 MARICIC 等^[6]在煤层气开发中对比单一水平井与四分支井产能差别, 两者产能相差近 17 倍。国内学者随后也投入各向异性研究, 唐晓明等^[7]、李思亦等^[8]、许松等^[9-10]、古锐瑶等^[11]通过四分量偶极横波研究了储层的各向异性特征和井旁裂缝有效性。笔者在前人研究的基础上, 通过全直径岩芯 360°分扇区各向异性实验, 结合成像测井资料建立渗透率优势方向与地应力方向之间的内在联系, 从定向井/水平分支井井身轨迹设计着手, 利用区域应力场分析得到渗透率优势方向, 结合“甜点”储层展布形态, 并在垂直于地层最大渗透率方向布井, 以提高低孔低渗储层的产能。

1 区域概况

A 凹陷位于东海盆地东部坳陷带, 是在近 EW 向应力挤压下形成的狭长型、走向为 NE 向的新生

收稿日期: 2022-10-22

资助项目: 中海石油(中国)有限公司上海分公司七年行动计划科技项目“西湖凹陷西部地区勘探开发关键技术研究”(CNOOC-KJ 135 ZDXM 39 SH01)

作者简介: 胡文亮(1988—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事测井处理与解释方面的研究工作。E-mail: huwl5@cnooc.com.cn

* 通讯作者: 罗健(1987—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事岩石物理综合评价方面的研究工作。E-mail: luojian4@cnooc.com.cn

代沉积凹陷(图 1)。研究区主要目的层分布于始新统平湖组和渐新统花港组, 埋深>4 000 m。在上覆地层压力及胶结、溶蚀等成岩作用影响下, 形成以次生溶孔、残余粒间孔为主的低孔低渗储层^[12-13], 通常孔隙度<15%, 渗透率< $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

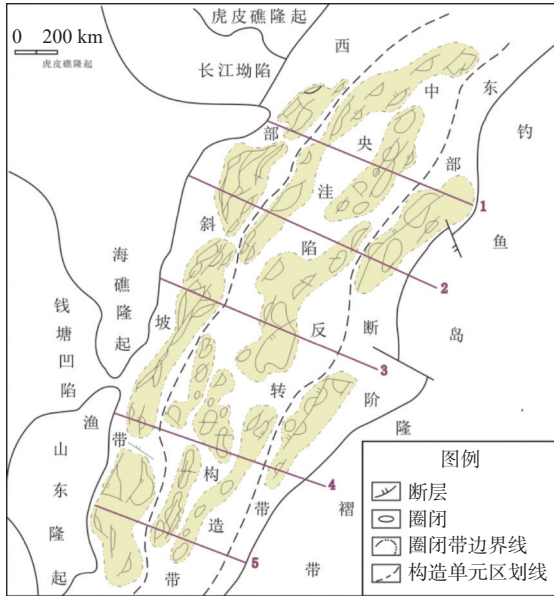


图 1 A 凹陷构造区划示意图

Fig.1 Schematic tectonic map of Sag A

A 凹陷发育辫状河三角洲体系, 岩性以碎屑岩为主, 沉积时期受到水动力强弱以及迁引流方向影响, 导致碎屑颗粒的垂向沉积以及平面定向排列存

在差异, 该差异是储层渗透率各向异性影响因素之一; 盆地断陷晚期, 构造应力的挤压与拉伸形成了复杂多变的断裂系统, 其中, 裂缝系统作为断裂系统的分支, 也是影响储层渗透率各向异性的因素之一^[14-16]。渗透率各向异性是碎屑岩储层的固有特征^[17-19], 在一定压差条件下, 渗透率值的大小与方向具有内在联系, 但是现有的物性测井手段(中子、密度、声波、核磁等)无法直接测量渗透率的大小及方向信息, 常规渗透率评价方式主要是利用岩芯、壁芯建立孔隙度与渗透率的相关关系来计算, 该渗透率(无方向性)无法全面表征地层渗透率各向异性特征以及地层渗透率的优势方向, 对于低孔低渗储层定向井/水平分支井井身轨迹设计参考意义有限, 为此, 渗透率各向异性研究十分必要。

2 全直径岩芯各向异性实验

全直径岩芯直径为 100 mm, 长度为 10~20 cm (图 2), 本文涉及的全直径岩芯以细砂岩、含砾砂岩为主。实验采用 SCAR-II 型高温高压全直径岩芯分析仪, 可以测量孔隙度、渗透率、声波时差、相对渗透率等参数。本文仅探讨岩芯渗透率、声波时差各向异性特征, 其中, 渗透率各向异性程度 λ_K 为水平渗透率 K_h 与垂直渗透率 K_v 比值。



图 2 全直径岩芯与 SCAR-II 型高温高压全直径岩芯分析仪

Fig.2 A full-diameter core and the SCAR-II high temperature and high pressure full-diameter core analyzer

$$\lambda_K = \frac{K_h}{K_v} \quad (1)$$

式中: λ_K 为渗透率各向异性程度;

K_h 为水平渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;

K_v 为垂向渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

为方便分析全直径岩芯渗透率各向异性特征, 对岩芯开展轴向 90°和平面分扇区测量(图 3), 均采用常温常压下液测法(温度 10 °C, 围压 5 Mpa)。轴向 90°为岩芯端面测量, 模拟地层垂向渗透率; 平面

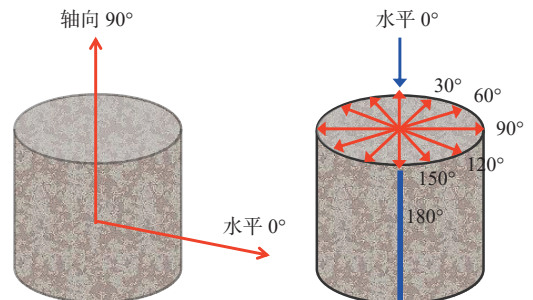


图 3 全直径岩芯实验示意图

Fig.3 Schematic diagram of full-diameter core experiment

扇区为岩芯侧面测量(水平 0°为人为规定 0°,非真北 0°),从 0°开始,以 30°为间隔划分 6 个扇区,模拟地层不同方向的水平渗透率。具体实验流程如图 4 所示。

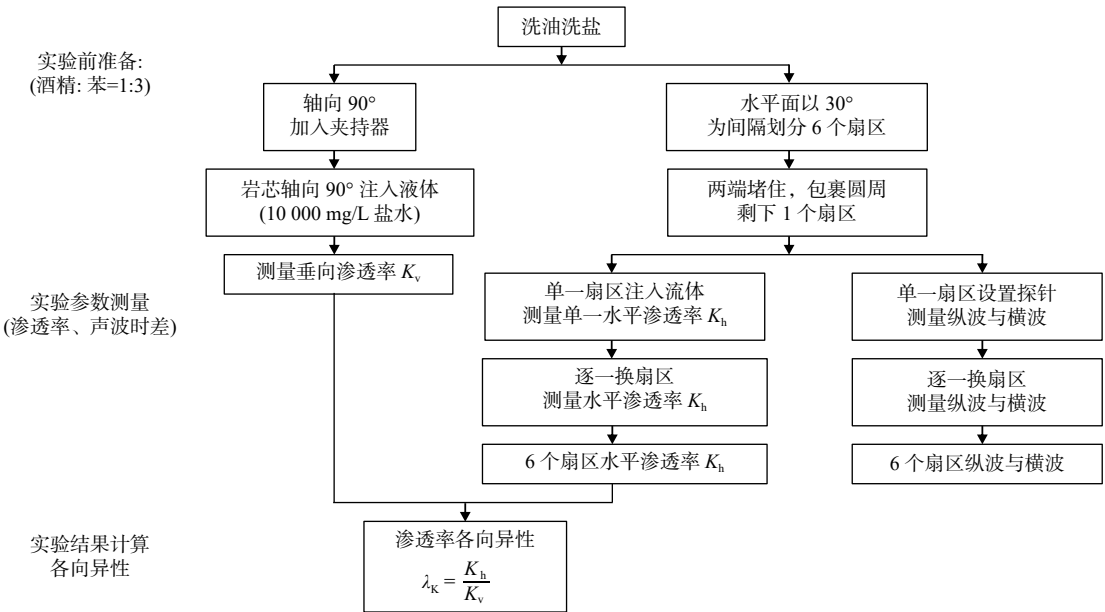


图 4 全直径岩芯各向异性实验流程

Fig.4 Flow chart of full-diameter core anisotropy experiment

本文首次以分扇区的形式对全直径岩芯进行测量,有效利用各扇区测量参数的差异来表征储层渗透率、声波时差各向异性,更加真切的模拟地层水平方向上各向异性特征,实验过程中需要注意岩芯包裹方式与计量,准确的测量结果有助于分析区域地层各向异性特征。

全直径岩芯 6 扇区渗透率测量过程中,将岩芯

2 个圆端面堵住,使流体径向流出,同时对岩芯的圆周进行包裹,仅允许所测量的扇区有流体流动,通过计算扇区的流量和压力,得到该扇区的渗透率。

全直径岩芯声波时差测量,与渗透率测量类似,每 30°选取一个测点,通过呈 180°对称分布的发射探针和接收探针进行纵波速度、横波速度测量,测量结果如下(表 1、图 5):

表 1 全直径岩芯不同角度渗透率、声波时差对比表

Table 1 Comparison of permeability and acoustic transit time difference of full-diameter core at different angles

样号	长度/cm	直径/cm	角度/(°)	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	纵波时差/($\mu\text{s}/\text{ft}$)	横波时差/($\mu\text{s}/\text{ft}$)
样品1	9.502	9.986	轴向	0.419	118.71	169.30
			0	1.513	104.64	137.55
			30	2.393	108.74	141.01
			60	2.588	109.64	139.22
			90	2.763	110.60	141.59
			120	2.682	109.45	137.80
			150	2.039	105.02	133.70
样品2	9.508	10.018	轴向	0.060	75.33	110.21
			0	4.636	86.52	128.87
			30	17.317	135.06	185.68
			60	14.876	121.40	160.90
			90	7.183	100.72	146.60
			120	4.735	85.50	125.22
			150	3.759	83.44	122.30

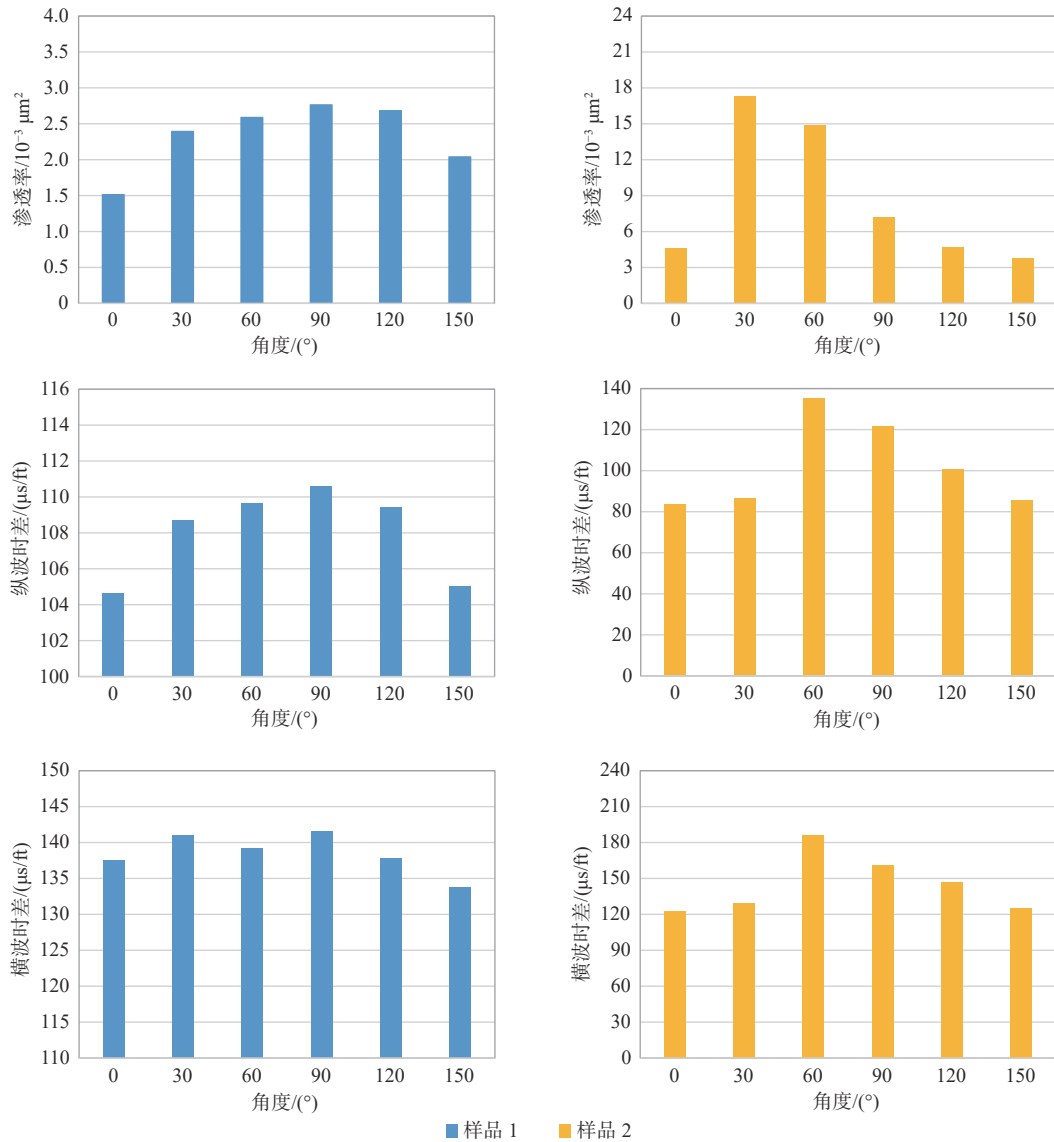


图 5 全直径岩芯不同角度渗透率、声波时差对比图

Fig.5 Comparison in permeability and acoustic transit time difference of full-diameter core at different angles

样品 1 岩性为细砂岩, 孔隙度为 11.13%, 垂向渗透率(轴向测量渗透率)为 $0.419 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 6 个扇区水平渗透率分布范围为 $(1.5 \sim 2.7) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其中 $60^\circ \sim 120^\circ$ 方向渗透率 $> 2.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 0° 、 30° 、 150° 方向渗透率 $< 2.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其渗透率各向异性分布范围为 3.61~6.59; 样品 2 岩芯为含砾砂岩, 孔隙度为 4.85%, 垂向渗透率(轴向测量渗透率)为 $0.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 岩芯侧面有裂缝存在, 6 个扇区水平渗透率分布范围为 $(3.7 \sim 17.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其中 $30^\circ \sim 60^\circ$ 方向渗透率 $> 14 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其他各方向渗透率 $< 8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其渗透率各向异性分布范围为 62~288, 水平渗透率优势方向的渗透率是非优势方向的 3~5 倍。

样品 1 和样品 2 测量的纵波时差与横波时差

显示, 纵波时差、横波时差随角度变化呈现相似的变化趋势, 渗透率高值与纵波时差、横波时差低值存在较小夹角, 说明在地应力影响下最大水平主应力方向与水平渗透率优势方向之间存在较小夹角。

渗透率最大值即为渗透率优势方向, 并且样品 2 受裂缝影响, 水平渗透率在不同方向上呈现较大差异, 沿裂缝走向渗透率值高达 $17.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 垂直裂缝走向渗透率值为 $4.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 因此, 可通过研究地应力方向与渗透率优势方向之间内在联系来寻找水平渗透率优势方向。

3 低渗储层地应力与渗透率关系

一般情况下, 地层处于应力平衡状态, 仅保持

天然应力状态,假设地层为一个受力均匀的球体模型(图 6),钻井扰动地层时,地层应力场被打破,地层的球体模型受到地层最大主应力、最小主应力挤压而变形成为椭圆状(俗称椭圆井眼)^[20-22]。最大主应力方向为椭圆短轴方向,井壁周围易形成诱导缝;最小主应力方向为长轴方向,井壁周围易形成崩落。

A 凹陷 XX-3 井 H6 层是典型的低孔低渗储层,该层的钻井取芯(图 7,样品 2 为岩芯的一部分)分析化验资料显示,孔隙度分布范围为 5.9%~10.5%,平均 8.2%;渗透率分布范围为 $(0.2\sim 6.4)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.66\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。取芯段顶部发育局部“甜点”,渗透率分布范围 $(1\sim 3)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。样品 2 全直径岩芯分布于取芯段顶部,侧面发育低角度裂缝,但是无法判断裂缝走向。根据成像 FMI 资料显示, H6 砂体交错层理呈近 SN 向,诱导缝呈近 EW 向,综合判断 H6 层最大主应力方向为近 EW 向,并且样品 2 侧面存在低角度裂缝(并非高角度裂缝),故

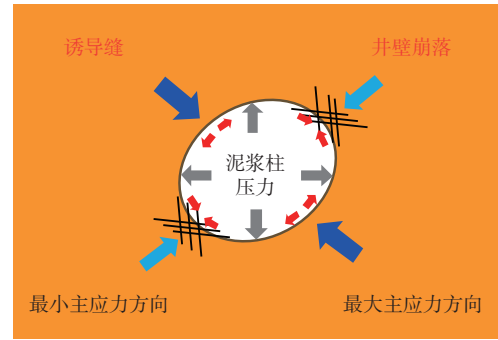


图 6 地层地应力模型示意图

Fig.6 Schematic diagram of stress model in stratigraphic formation

推测全直径岩芯样品 2 侧面的裂缝走向与最大水平主应力方向之间存较小夹角,沿裂缝走向渗透率高达 $17.3\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,是“甜点”储层的渗透率优势方向。为此认为低渗储层水平渗透率优势方向与最大主应力方向之间存在紧密的内在联系。

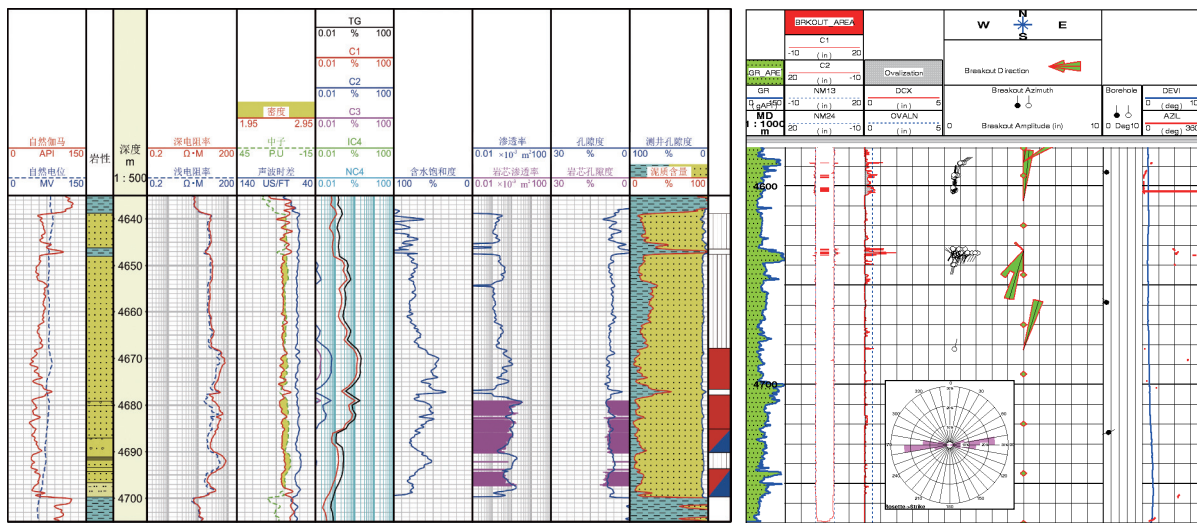


图 7 XX-3 井 H6 层测井综合图

Fig.7 Comprehensive logging diagram of layer H6 of Well XX-3

高伟中等^[12]、张建培等^[13]通过地应力场模拟认为, A 凹陷现今最大主应力方向大致为 270° (即近 EW 向),并且在后期近 EW 向应力挤压下形成东西分带式洼隆相间格局,隆升反转形成的背斜、断背斜圈闭为油气聚集的主要场所。通过处理 A 凹陷 4 个含油气构造 12 口井成像测井资料,共识别裂缝 1 770 条,其中,应力作用下形成的构造缝 647 条,成岩作用下形成的层理缝 1 123 条(表 2)。经统计发现,构造缝走向呈 NE—SW 向至 NW—SE 向分布(图 8),与 A 凹陷最大水平主应力方向存在较小夹角,因此,地层裂缝发育以及裂缝走向与

最大水平主应力方向息息相关,并且沿裂缝方向即为地层水平渗透率优势方向。渗透率优势方向的确定有利于低渗背景下“甜点”储层产能的进一步提升。

表 2 A 凹陷 4 个含油气构造裂缝识别数量统计

Table 2 Statistics of identification number of 4 hydrocarbon-bearing structural fractures in Sag A

裂缝类型	XX-1	XX-2	XX-3	XX-4	合计
构造缝	328	225	41	53	647
层理缝	491	327	103	202	1 123
合计	819	552	144	255	1 770

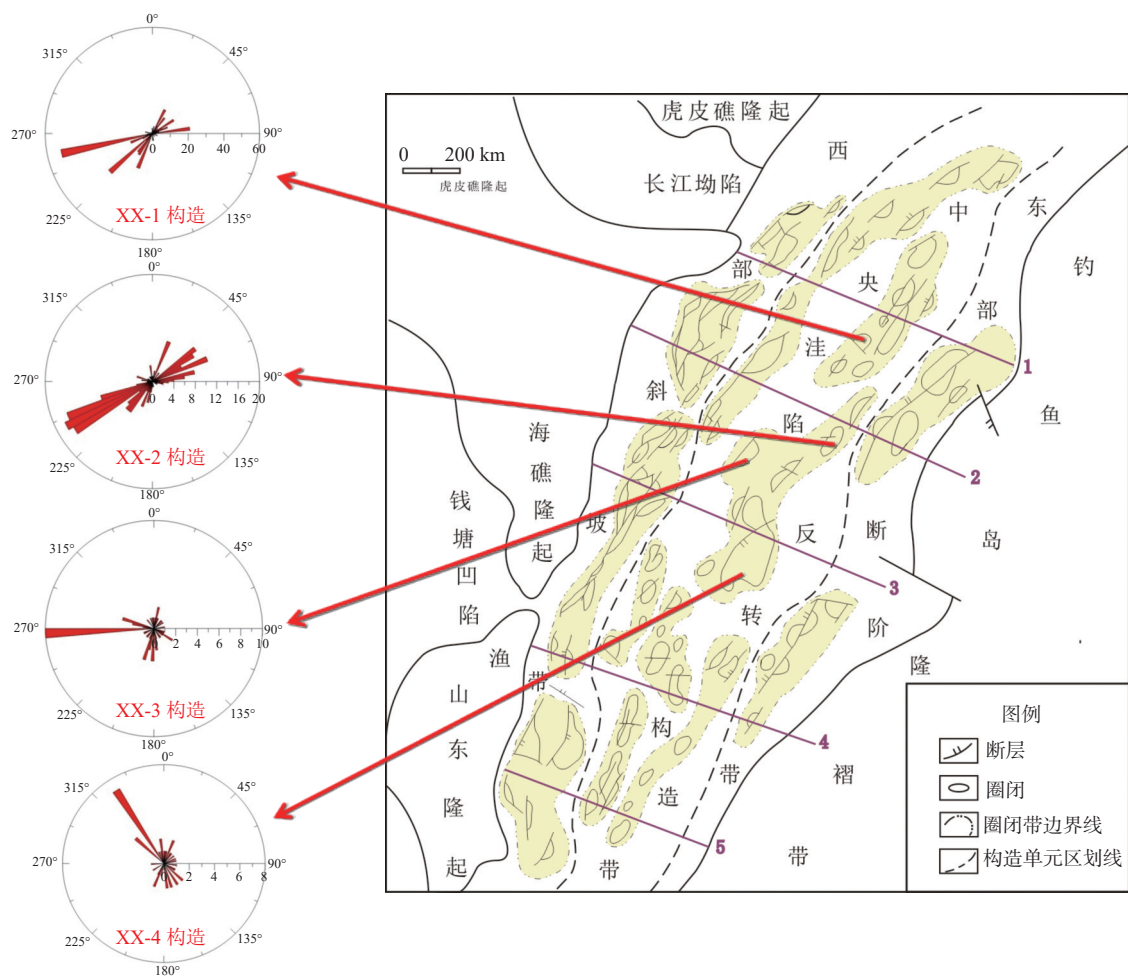


图 8 A 凹陷构造裂缝走向及分布规律

Fig.8 Trend and distribution of structural fractures in Sag A

4 低渗储层各向异性特征与“甜点”开发的关系

XX-3 井 H6 层录井气测异常明显, 结合测井资料, 地层含气性无疑, 经过常规 DST 测试, 日产气 $1\,290\text{ m}^3$, 难以达到海上天然气工业开采门槛(天然气单井日产下限为 $3.5 \times 10^4\text{ m}^3$), 因此, 依赖常规低角度定向井开发此类储层难以实现商业产能。

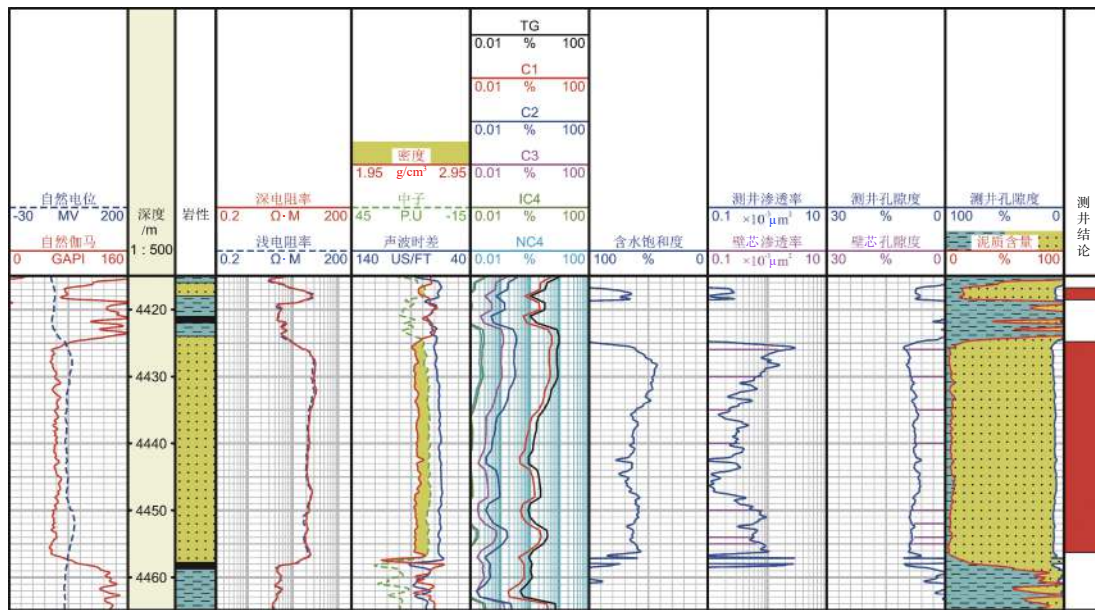
东海采用“甜点”储层预测并结合大角度定向井/水平分支井的方式开发此类低孔低渗油气藏取得了阶段性成果。“甜点”储层预测方法多样, 行业内主要采用沉积相带分析、岩石物理响应、地球物理响应相结合的方式。此类方法虽能有效预测“甜点”储层分布规律, 但未考虑地应力。为此, 结合本文地应力方向与构造裂缝发育关系以及水平渗透率优势方向与裂缝发育内在联系的研究成果认为, 区域地应力大小和方向研究以及区域地层渗透率

各向异性研究可为低渗“甜点”储层定向开发布置井身轨迹提供帮助。

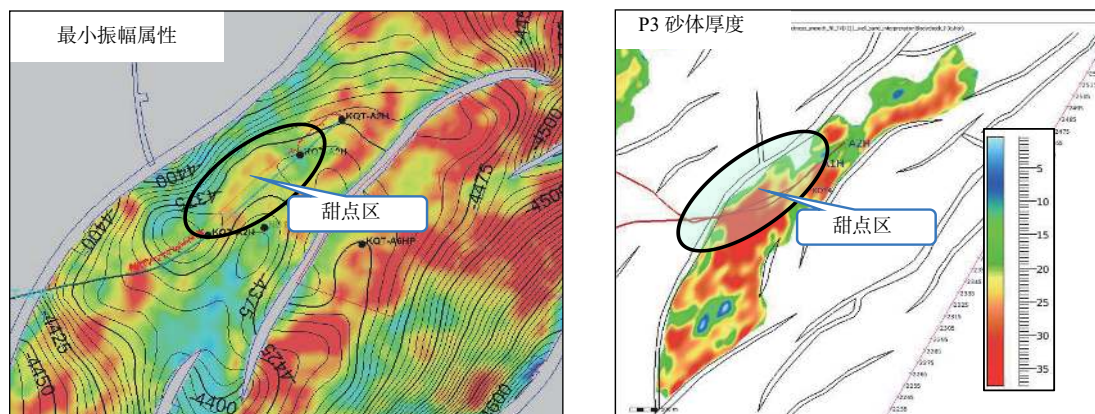
海上钻井取芯成本高, 井网分布稀疏且取芯资料少, 因此, 主要目的层全直径岩芯各向异性实验资料十分宝贵。通过全直径岩芯进行区域地层渗透率各向异性研究可以定量认识低渗储层水平渗透率优势方向及其大小, 对低渗储层的产能增长十分关键。

图 9 为研究区低孔低渗储层有效开发实例。X 圈闭为近 EW 向地应力挤压下形成的 NE 向长条状断背斜构造圈闭, 主要目的层为 P3 层。XX-4 井资料显示, P3 层为低孔低渗气层, 含气饱和度约 50%, 壁芯孔隙度为 5.7%~10.2%, 平均约 8.3%, 渗透率为 $(0.2 \sim 1) \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$, 平均 $0.6 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$, 常规手段生产难以达到商业产能。

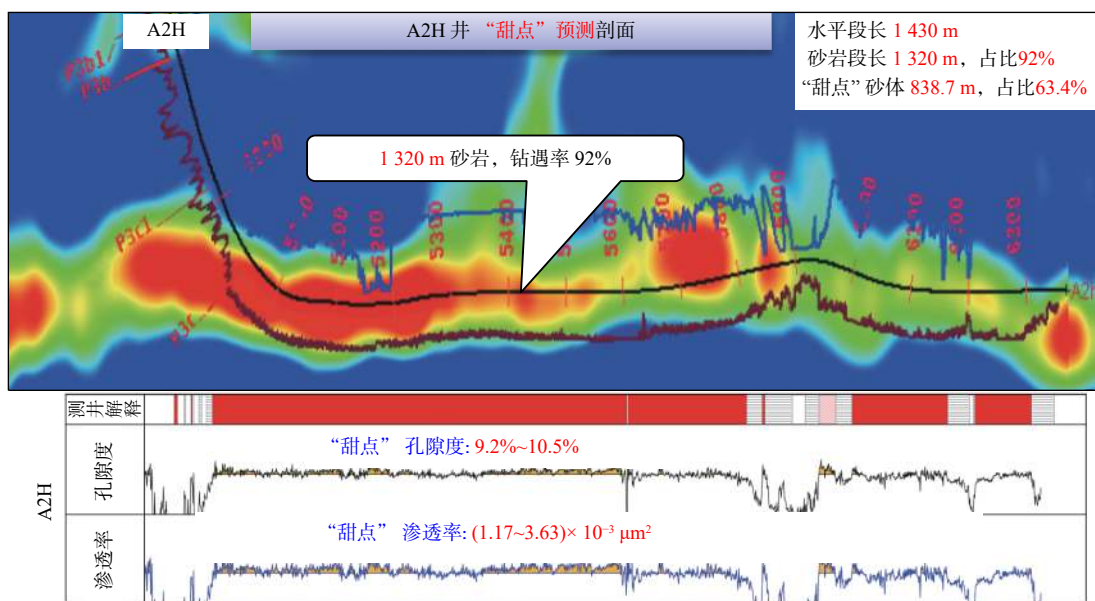
探井证实了砂体含气性, 难点在于储层物性条件限制了常规开发方式。本文利用测井相、平面沉积相约束地震相进行精细砂体反演^[23-25], 从而得到



(a) XX-4 井测井综合解释成果图



(b) P3 层“甜点”展布



(c) A2H 井 P3 层水平段轨迹图

图 9 P3 层“甜点”展布与 A2H 井井身轨迹图

Fig.9 "Sweet spot" distribution of layer P3 and trajectory of Well A2H

地震体资料最小振幅属性提取的P3层“甜点”展布形态(图9b)。“甜点”区沿NE向展布,预测砂厚约35 m。研究区地应力方向为近EW向,结合“甜点”储层展布形态,设计的A2H井轨迹沿NE走向能有效穿过裂缝发育带以及“甜点”砂体分布区。经过实钻,A2H井P3层水平段长1430 m,砂岩段长1320 m,“甜点”砂岩长838.7 m,“甜点”占比63.4%(图9c)。测井评价储层孔隙度分布范围为9.2%~10.5%,储层孔隙度变化不大,但是测井评价渗透率分布范围为 $(1.17\sim 3.63)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,相比探井,该层渗透率提升6倍。裸眼生产P3层,初期日产气 $15\times 10^4\text{ m}^3$,日产油 40 m^3 ,日产水 4 m^3 ,达到商业产能目标。

A2H井的水平轨迹设计,考虑了“甜点”储层分布以及“甜点”储层与地应力场的匹配关系。大斜度定向井/水平井/分支井身轨迹与“甜点”储层、地应力场研究、储层各向异性研究密不可分,优势方向渗透率相比于非“甜点”储层渗透率提升了3~5倍。结合大斜度井/水平分支井开发,其产能也能达到商业产能门槛,能实现海上低孔低渗储层的有效开发。

5 结论

(1)随着东海油气资源开发聚焦于低孔低渗油气藏,大斜度井、水平井/分支井或者压裂改造等措施成为常态,以“甜点”储层为突破口,综合分析地层各向异性特征以及地应力场,通过精准布井,定向开发“甜点”油气资源,取得了阶段性成果。

(2)东海低渗储层渗透率各向异性特征普遍存在,360°分扇区渗透率实验显示不同方向渗透率存在较大差异,说明渗透率是矢量参数,具有方向性,其优势方向渗透率是非优势方向渗透率3~5倍。

(3)地应力场分析及成像测井资料证实,最大水平主应力方向与构造裂缝发育方向(渗透率优势方向)存在较小夹角,结合“甜点”储层展布形态,并垂直于最大水平主应力方向布井有利于产能释放,助力低渗储层的经济有效开发。

参考文献:

- [1] 李潮流,袁超,李霞,等.致密砂岩电学各向异性测井评价与声电各向异性一致性分析[J].石油勘探与开发,2020,47(2):427-434.
- [2] 李道品.低渗透砂岩油田开发[M].北京:石油工业出版社,1977:28-31.
- [3] 丁云宏,陈作,曾斌,等.渗透率各向异性的低渗透油藏开发井网研究[J].石油学报,2002,23(2):64-67.
- [4] 罗健,胡文亮,何玉春,等.不同泥浆体系下东海低渗储层测录井评价[J].海洋地质与第四纪地质,2019,39(6):216-227.
- [5] LOGAN T L. Horizontal drainhole drilling techniques used, for coal seam resource exploitation[C]/SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1988.
- [6] MARICIC N, MOHAGHEGH S D, ARTUN E. A parametric study on the benefits of drilling horizontal and multilateral wells in coalbed methane reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2008, 11(6): 976-983.
- [7] 唐晓明,李盛清,许松,等.页岩气藏水平测井裂缝识别及声学成像研究[J].测井技术,2017,41(5):501-505.
- [8] 李思亦,唐晓明,何娟,等.基于声波远探测和岩石力学分析的井旁裂缝有效性评价方法[J].石油学报,2020,41(11):1388-1395.
- [9] 许松,唐晓明,苏远大,等.斯通利波和弯曲波联合反演地层VTI各向异性的阵列声波处理方法[J].地球物理学报,2018,61(12):5105-5114.
- [10] 许松,苏远大,唐晓明.含定向裂缝横向各向同性介质的弹性特征及其在各向异性测量中的应用(英文)[J].Applied Geophysics, 2020, 17(2): 182-191.
- [11] 古锐瑶,许松,唐晓明,等.VTI各向异性地层偶极横波测井及其应用[J].测井技术,2017,41(3):364-368.
- [12] 高伟中,孙鹏,田超,等.东海盆地西湖凹陷地应力场与油气运移关系探讨[J].油气藏评价与开发,2015,5(1):1-6.
- [13] 张建培,徐发,钟韬,等.东海陆架盆地西湖凹陷平湖组-花港组层序地层模式及沉积演化[J].海洋地质与第四纪地质,2012,32(1):35-41.
- [14] 叶素娟,杨映涛,张玲.四川盆地川西坳陷上三叠统须家河组三段和五段“甜点”储层特征及分布[J].石油与天然气地质,2021,42(4):829-840.
- [15] 宋婷.X73油区长3油藏储层非均质性与水淹特征研究[D].西安:西安石油大学,2021.
- [16] 刘君龙,胡宗全,刘忠群,等.四川盆地川西坳陷新场须家河组二段气藏甜点模式及形成机理[J].石油与天然气地质,2021,42(4):852-862.
- [17] 冯强.下寺湾区山西组致密砂岩储层微观非均质性与含气性研究[D].西安:西安石油大学,2021.
- [18] 李庆昌,薛连达,裴亦楠.裂缝性低渗透率储层的开发地质研究问题:以克拉玛依油田八区乌尔禾组油层为例[J].石油勘探与开发,1988,15(5):46-52,60.
- [19] 陈建军,翁定为.中石油非常规储层水平井压裂技术进展[J].天然气工业,2017,37(9):79-84.
- [20] 姜瑞忠,黄磊,崔永正,等.考虑应力敏感效应的裂缝性复合油藏水平井压力动态分析[J].东北石油大学学报,2018,42(3):84-91,128-129.
- [21] 刘忠华,宋连腾,王长胜,等.各向异性快地层最小水平主应力测井计算方法[J].石油勘探与开发,2017,44(5):745-752.
- [22] 李潮流,周灿灿,张莉,等.一种定量评价碎屑岩储层各向异性的新方法[J].地球物理学进展,2012,27(5):2043-2050.
- [23] 张旭东.高密度各向异性速度分析在琼东南海域的应用[J].海洋地质前沿,2014,30(9):64-69.
- [24] 崔刚,李秀容,王津津,等.叠前方位各向异性技术在潜山储

层裂缝预测中的应用[J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(10): 59-68.
[25] 吴志强, 曾天玖, 肖国林, 等. 各向异性叠前时间偏移在南黄

海相油气勘探中的应用[J]. 海洋地质前沿, 2013, 29(1): 61-65, 70.

The roles of anisotropy in production increasing in low porosity and low permeability reservoir: an example in Sag A, East China Sea

HU Wenliang, LUO Jian*, ZHANG Guodong, WEI Xiaohan, CAI Jun, ZHANG Wu

(Shanghai Branch of CNOOC (China) Co., Ltd., Shanghai 200335, China)

Abstract: The Sag A of the East China Sea Basin is dominated by low porosity and low permeability reservoirs. Production practice has proved that such reservoirs cannot be economically and effectively developed in conventional vertical wells or low-angle directional wells (low productivity). Therefore, it is particularly important to tackle permeability anisotropy and reservoir "sweet spot". The anisotropy characteristics of clastic rock reservoir are common in the Sag A. The results of the anisotropy experiment of 360° sub-sector of full-diameter core (permeability and sonic time difference) show that: the horizontal permeability distribution range of six sectors is $(3.7 \sim 17.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, the axial permeability of 90° is $0.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, and the permeability anisotropy distribution range is 62~288. The permeability in the horizontal dominant direction is 3~5 times of that in non-dominant direction. Moreover, the high permeability has a small angle between the P-wave time difference and the low S-wave time difference. Further imaging logging data and regional stress analysis confirm that the direction of maximum horizontal principal stress has a small angle with the development direction of structural fracture (permeability predominant direction). Combined with the distribution pattern of the "sweet spot" reservoir, the well distribution perpendicular to the direction of maximum horizontal principal stress is conducive to productivity release, which facilitate the economical and effective development of low permeability reservoir.

Key words: low porosity and low permeability; anisotropy; "sweet spot" reservoirs; high angle directional wells; horizontal lateral wells; East China Sea