

塔里木盆地超深油气藏流体相行为变化特征

胡伟^{1,2},徐婷²,杨阳^{1,2},伦增珉^{1,2},李宗宇³,康志江²,赵瑞明³,梅胜文³

(1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,北京 102206;2. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 102206;
3. 中国石化西北油田分公司,新疆乌鲁木齐 830011)

摘要:超深储层复杂的地质条件导致流体相态特征呈现多样性和多变性,为勘探开发带来了极大挑战。以塔里木盆地顺北地区为例,通过建立超深油气藏流体相态研究方法,采用等时间间隔井下取样方法,在获取不同生产阶段地层流体样品的基础上,研究了典型油气井地层流体的相行为变化特征,并通过开展两期充注流体混合开发沥青质沉积实验,揭示了凝析气井发生沥青质沉积的原因,从流体相变角度提出了合理开采建议。研究表明,顺北4号断裂带D1井钻遇的断溶体存在深部原油供给,垂向上呈现上气下油的组分梯度变化,开采过程中地层流体类型由凝析气向近临界态凝析气、再向挥发油转变。反凝析后的凝析油来源于两期充注流体,一是凝析气中自含的凝析油,另一小部分来自于深部原油被凝析气抽提出的轻质组分。而D2井钻遇断溶体为单一封闭凝析气藏,其相态变化规律与常规凝析气相近。D1井出现的沥青质沉积与上部凝析气和深部原油被同时动用有关,当凝析气与深部原油混合开采时,会导致沥青质沉积起始压力和沉积量大幅增加,加剧沥青质在储层和井筒中沉积。建议采用先油藏后气藏、保压方式开采上气下油型断溶体油气藏。取得的成果为超深油气藏高效勘探开发提供了参考和借鉴。

关键词: 沥青质;两期充注;相行为;断溶体;凝析气;超深层;塔里木盆地

中图分类号:TE372

文献标识码:A

Fluid phases and behaviors in ultra-deep oil and gas reservoirs, Tarim Basin

HU Wei^{1,2}, XU Ting², YANG Yang^{1,2}, LUN Zengmin^{1,2}, LI Zongyu³, KANG Zhijiang², ZHAO Ruiming³, MEI Shengwen³

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing, 102206, China; 2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 3. Northwest Oil Field Company, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: The complex geological conditions of ultra-deep reservoirs lead to the diversity and variability of fluid phase characteristics, imposing great challenges to oil and gas exploration and development. This study established a method for studying the fluid phase behaviors of ultra-deep oil and gas reservoirs in the Shunbei area of Tarim Basin through the equal-time-interval downhole sampling to obtain formation fluid samples at different production stages. During the process, the causes of asphaltene deposition in gas condensate wells were revealed by experiments of asphaltene deposition during commingled recovery of hydrocarbon fluids charged in two stages, and suggestions for optimal recovery scheme were put forward from the point of view of fluid phase change. The results show that the fault-karst bodies encountered by Well D1 in the Shunbei No. 4 fault zone are receivers of deep oil supply, showing a vertical composition gradient with gas upon oil. The hydrocarbon fluid phase changes first from condensate gas to gas of near critical condensate saturation and finally to gas condensate (volatile oil), with the latter being the result of mixing of hydrocarbon fluids charged in two stages: the crude contained in condensate gas and the light components extracted by gas from deep crude. The fault-karst body penetrated by Well D2 contains only a closed gas reservoir with hydrocarbon fluid phase changing in a way similar to that of a conventional condensate gas reservoir. The asphaltene deposition in Well D1 is suggested to be related to its commingled production with deep crude, which could lead to the significant increase in initiation pressure and volume of asphaltene deposition within the reservoir and the wellbore. A production scheme that extracts oil before gas with reservoir pressure

收稿日期:2022-12-05;修回日期:2023-05-26。

第一作者简介:胡伟(1988—),男,博士、副研究员,非常规油气流体相态表征。E-mail: huwei_syky@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金企业创新发展联合基金项目(U19B6003-02-06);中国石化科技部攻关项目(P22030)。

well controlled is therefore recommended for such gas-over-oil fault-karst reservoirs. The results are of great reference value for the exploration and production of ultra-deep oil and gas reservoirs.

Key words: asphaltene, two-stage charging, phase behavior, fault-karst body, condensate gas, ultra-deep layer, Tarim Basin

引用格式: 胡伟, 徐婷, 杨阳, 等. 塔里木盆地超深油气藏流体相行为变化特征[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 1044–1053. DOI: 10. 11743/ogg20230419.

HU Wei, XU Ting, YANG Yang, et al. Fluid phases and behaviors in ultra-deep oil and gas reservoirs, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 1044–1053. DOI: 10. 11743/ogg20230419.

埋深超过 6 000 m 的陆地超深新层系逐渐成为石油工业发展最具战略性的领域之一, 也是中国引领未来油气勘探与开发最重要的战略现实领域^[1]。超深油气藏具有温度高、埋藏深、岩石类型多、次生孔隙发育和压力异常等特征。由于异常高压、断裂和深部热度活动等原因, 深层多期流体交互现象频发, 导致其蕴藏的流体相态类型多且复杂^[2–4]。以塔里木盆地的顺北地区为例, 该区位于顺托果勒低隆起中部, 属于奥陶系超深断溶体油气藏, 储层发育主要受走滑断裂带控制, 油气沿断裂带富集。该区油气藏类型涵盖了黑油、挥发油、凝析气和湿气气藏, 不同断裂带甚至同一断裂带不同区域的地层流体高压物性参数差异很大。中国石化西北油气分公司通过开展大量地层流体样品取样分析工作, 已基本明确了该地区平面流体相态分布整体呈“西油东气”的特点。但由于对地层成藏以及断溶体连通性方面缺乏有效认识, 开发过程中频繁出现地层流体组成与相行为不匹配的问题。以 4 号断裂带为例, 从北向南地层流体类型由高含凝析油的凝析气向低含凝析油的凝析气(或湿气)变化, 但在生产过程中却有沥青质堵塞现象。此外, 部分凝析气井在同一取样时间、不同取样深度(取样点压力均远高于露点压力)获取的井下样品的高压物性参数存在较大差异, 仅依赖一次稳定的取样无法真实反映实际油气藏流体相态特征, 这给油气藏类型定性、储量计算以及开发方案制定带了极大干扰。地层流体相态类型的多样性和多变性严重困扰着现场开发。

然而, 目前国内外对于超深储层流体相态的研究方法主要是沿用常规油气藏流体相态的研究方法, 而已经公开的关于超深储层流体相态的研究成果更是少之又少。Qi 等^[5]在开展富含气态地层水凝析气 PVT 相态实验的基础上, 建立了考虑储层变形和水影响下的露点压力预测模型和反凝析液量预测模型。Chen 等^[6]采用将 PVT 相态模拟与盆地建模相结合的方法, 研究了塔里木盆地两个轻质油藏在深部环境成藏过程中的相态演化历史。Murgich 等^[7]采用分子模拟研究了微量水存在下沥青质聚集的相行为, 认为水会加速沥青质的聚集速

度。Tharanivasan 等^[8]通过实验发现, 在沥青质沉积前, 乳化水对沥青质的溶解度没有明显影响。而当沥青质开始沉积时, 沥青质会被吸附在乳化液滴表面, 形成“水沉淀”。综上所述, 由于对(超)深层流体相态缺乏有效的实验研究方法, 加之实验仪器很难达到超高温高压的条件, 导致大部分研究方法以模拟计算为主, 由于缺乏有效的实验支撑, 导致模拟结果存在很大局限性。鉴于此, 笔者提出采用等时间间隔连续井下取样方法, 在获取不同生产阶段地层流体样品的基础上, 研究了多次取样样品的高压物性参数、相图及反凝析液量的变化特征, 明确了超深层流体相行为的变化特征, 并通过开展两期充注流体混合开发沥青质沉积实验, 揭示了凝析气井发生沥青质沉积的原因, 对开采方式提出了建议, 为超深层油气藏流体相态研究提供了方法和依据。

1 超深油气藏流体相态研究方法

1.1 等时间间隔井下取样

通常, 在开发过程中, 随着储层压力和开发时间的不断变化, 地层流体的相态参数也会随之发生变化。对于超深巨厚型断溶体储层, 储层厚度在百米以上, 地层流体组分重力分异明显, 开发过程中地层流体的物性参数更容易受到压力变化的影响。因此, 理论上而言, 根据井底流压的变化来进行等间隔压降取样更加客观和准确。然而在实际生产中, 取样井作为代表性油气井, 具有高产且背负油田增储上产的重任, 很难采用固定的生产制度持续生产若干年。现场开发中取样井的工作制度会被频繁调整(这是不可避免的问题), 导致流压和油压也在不断变化。而长期进行井底流压测量不但作业复杂、成本高昂、耗时, 更难以长期连续监测, 因而很难根据井底流压的变化来确定取样时机。此外, 由于超深油气井井筒垂深达到 6 000 m 以上, 井筒内流体会出现各种流态, 想要根据油压的变化来反算井底流压也是异常困难的。再者, 对于多期充注的超深油气储层, 油气井在开发过程中

流体组分及组成不停变化,导致饱和压力也随之变化,很难根据某一固定的饱和压力界限来判定取样时机。因此,在综合考虑井场可操作性和样品代表性基础上,提出采用等时间间隔连续取样方法,获取不同生产阶段代表性的地层流体样品,分析各批次样品的高压物性参数变化。

等时间间隔井下取样的基本原则:①选取的取样井必须具有代表性;②每次井下取样深度保持不变;③时间间隔不可太密或太疏,应根据实际工作制度及

油样的变化来确定;④取样井未发生作业堵塞等问题^[9]。以顺北地区4号断裂带的典型井D1和D2井为例,这两口井分别位于4号断裂带的北段和南段,垂直井深分别为7 883 m和8 112 m。D1井2021年投产初期以10 mm油嘴生产,日产油、气分别约为398 t和 $40\times 10^4\text{ m}^3$ 。D2井2021年投产初期以10 mm油嘴生产,日产油、气分别约为130 t和 $50\times 10^4\text{ m}^3$ 。根据现场油井工作制度及油压下降速度,确定按照4个月时间间隔进行井下取样,图1为D1和D2井生产动态以及

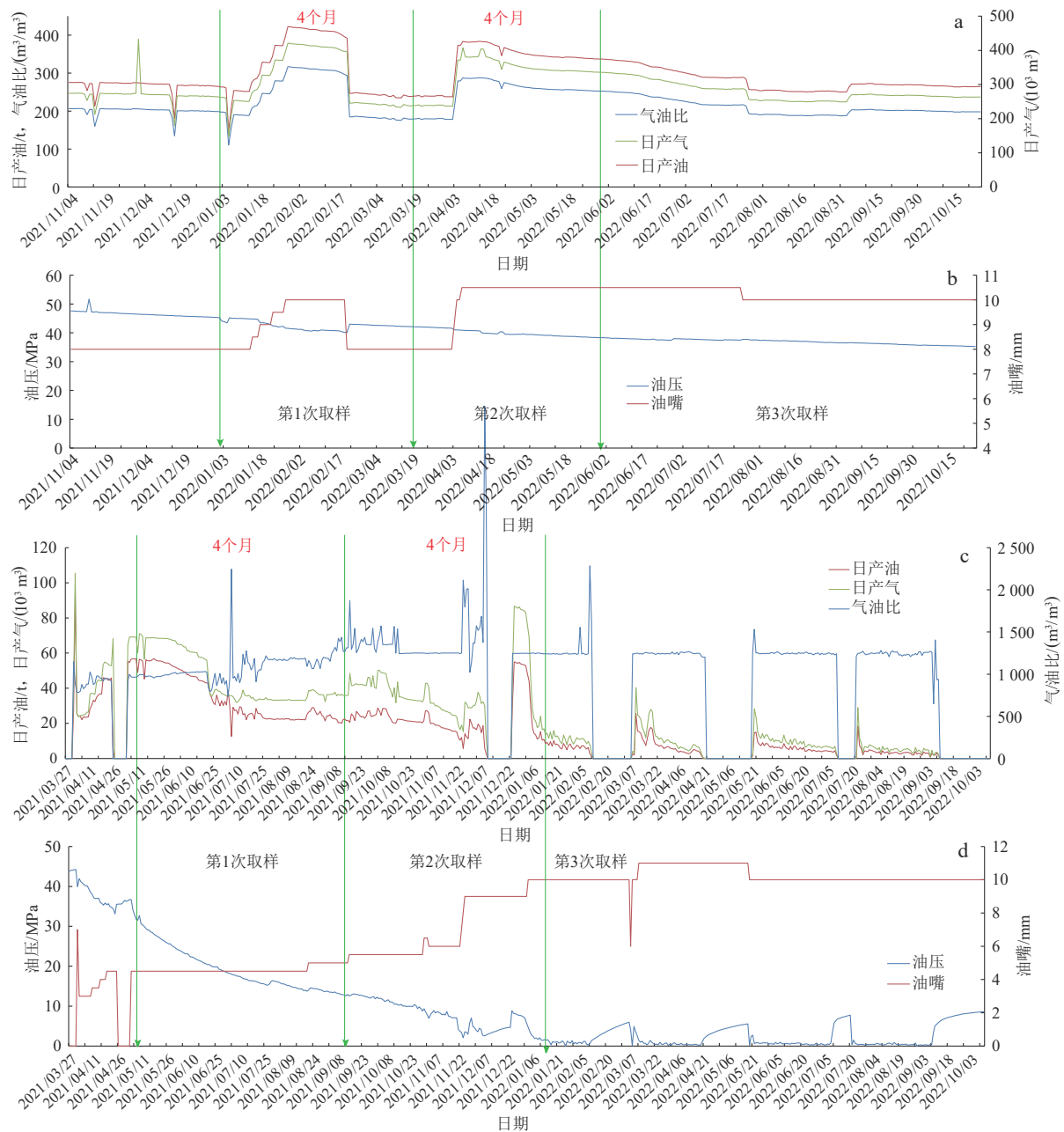


图1 塔里木盆地顺北地区4号带典型井D1井(a,b)和D2井(c,d)生产动态以及3次连续取样时间

Fig. 1 Performance of typical wells D1 (a,b) and D2 (c,d) in No. 4 fault zone, Shunbei area, Tarim Basin, with three consecutive sampling times being shown

每次取样时间。所有井下样品均采用相同的设备(地层流体相态分析仪, Vinci 200/250型,最高温度和最大压力分别为200℃和200 MPa,腔体最大体积250 mL,可耐76 g/m³ H₂S腐蚀)和操作人员进行检测,以避免人为和设备因素对实验结果的干扰。

1.2 两期充注流体混合开发沥青质沉积实验

1.2.1 凝析气中沥青质沉积验证实验

大量文献^[10-12]表明,沥青质被定义为原油中最重组分(沥青质碳数至少在C₄₀以上),不溶于正戊烷或正庚烷的轻质正构烷烃,但溶于甲苯等芳香烃,属于强极性分子,极易聚集缔合。因而,凝析气中通常不含沥青质(或含有少量沥青质),且沥青质无法以单分子形式稳定存在于凝析气中,也就是说凝析气衰竭开发中不会产生沥青质沉积。因此,为了验证这一结论,采用Vinci固相颗粒分析系统(型号RFP 1000,最大压力为20 000 psi(约138 MPa),温度范围为-30~200℃,颗粒探测尺寸粒径≥0.2 μm,激光探测器波长为近红外)对D1井样品衰竭降压过程中的沥青质沉积起始压力进行激光探测,并对沥青质团簇尺寸进行高压显微镜(HPM)观测。实验温度恒定在储层温度(165℃)下,从略低于地层压力的80 MPa开始降压,直至压力降至露点压力为止,记录压降过程中近红外光的透光率以及高压显微图像。

1.2.2 混合流体沥青质沉积起始压力及沉积量测定实验

顺北地区凝析气井开发过程中出现的沥青质沉积主要与深部储集体中原油被同时动用有关。因此,为了进一步验证这种推论,将凝析气与挥发油按照一定比例混合,模拟两期成藏流体混合开发中的沥青质沉积。实验中选取挥发油而非黑油作为混合相的原因,一是因为挥发油气油比大,原油组分轻,在垂向上能够

与上部凝析气稳定共存;二是因为挥发油中沥青质稳定性更容易受到伴生气组分及气油比的影响^[13-15]。

鉴于目前无法获取D1井深部原油样品,因此,本次实验中将D1井取样样品与临近5号断裂带的挥发油样品进行混合(表1),混合比例为7:3(该比例是按照2.3节中的上/下层凝析油之比,推算出凝析气与挥发油的动用比例)。然后分别开展以下实验:①用固相颗粒分析系统,测定恒定温度(165℃)下的挥发油和混合流体的沥青质沉积起始压力;②采用沥青质重量分析法,测定恒定温度(165℃)不同压力下挥发油和混合流体的沥青质含量。

2 超深油气藏流体相行为变化特征

2.1 高压物性参数变化特征

2.1.1 D1井高压物性参数变化

表2为4号断裂带北段典型井(D1)3次井下取样高压物性参数对比。从表中可以看出,取样深度均在4 500 m,取样点压力均在粗测露点压力37 MPa以上,且地层与露点压力之差均达到50 MPa,表明3次取样样品的代表性较高,均能代表取样时间下的地层流体性质。从表2可以进一步可以看出,随着开发时间的增加,露点压力上升,气油比降低,凝析气中凝析油含量也明显增加。这些参数的变化规律明显与常规认识相悖,因为对于常规凝析气藏而言,当取样点压力高于露点压力时,获取的流体样品的气油比是不会变化的(因为没有发生反凝析),露点压力也是恒定的^[16-17]。但是D1井3次取样样品的气油比降低,凝析气中凝析油含量增加,井流物中C₇₊含量也增大,且油罐油密度和平均分子量均在增大,所有这些参数的变化规律都表明D1井存在深部储集体供给,且深部原油被同时动用。

表1 塔里木盆地顺北地区挥发油及混合流体高压物性参数

Table 1 Physical property parameters of volatile oil and mixed fluids under high pressure, Shunbei area, Tarim Basin

流体类型	溶解气油比/(m ³ /m ³)	地层流体体积系数	地层流体		油罐油SARA族组分含量/%			AOP(沥青质沉积起始压力)/MPa	沥青质最大沉积量/%
			饱和压力/MPa	饱和烃	芳香烃	胶质	沥青质		
挥发油	193.6	1.474	32.0	55.2	12.3	6.8	2.7	38.9	4.5
凝析气(D1井)	962.3	2.763	40.0	71.5	5.7	2.4	1.3	—	—
混合流体	781.2	3.513	39.3	67.4	13.7	7.3	4.2	50.8	18.9

注:“—”表示无数据。

表2 塔里木盆地顺北地区4号带D1井3次井下取样高压物性参数对比

Table 2 Comparison of high-pressure physical property parameters of three samples from Well D1 in No. 4 fault zone, Shunbei area, Tarim Basin

取样 次序	取样点 压力/ MPa	取样点 温度/℃	取样深 度/m	露点压 力/MPa	气油比/ (m ³ /m ³)	地露压 差/MPa	油罐油分 子量/ (g/mol)	油罐油密 度(20℃)/ (g/cm ³)	凝析油 含量/ (g/cm ³)	最大反凝 析液量百 分数/%	井流体组分含量/%		
											C ₁ +N ₂	C ₂ -C ₆ + CO ₂	C ₇ +
1	56.56	148.3	4 500	37.17	1 119.0	53.38	119.0	0.749 6	634.7	16.96	76.24	13.21	7.14
2	60.17	148.3	4 500	38.40	1 012.0	52.15	148.0	0.786 6	696.1	17.68	76.30	13.79	9.90
3	58.27	148.3	4 500	40.00	962.3	50.55	151.6	0.787 8	865.1	19.24	77.68	9.55	12.77

2.1.2 D2井高压物性参数变化

表3为4号断裂带南段典型井(D2)3次井下取样高压物性参数对比。从表中可以看出,由于地层压力供给不足,第2次取样点压力仅略高于第1次取样露点压力0.3 MPa,而第3次取样点压力仅为37.6 MPa,说明第3次取样时井底已经发生反凝析。虽然第3次取样时井底已经发生反凝析,该样品不代表原始储层地层流体性质,但是却能代表该生产阶段下进入井筒的地层流体性质。通过对比3次样品高压物性参数的变化可以看出,D2井的高压物性参数变化规律与D1井完全相反,即随着开发时间的增加,露点压力降低,气油比快速增加,凝析气中凝析油含量大幅降低,这是因为D2井钻遇的断溶体空间有限,地层压力快速降低时,发生反凝析,重质组分因重力作用产生沉降,仅轻质组分被产出,导致油罐油密度、平均分子量和井流体C₇₊含量均明显降低。D2井的高压物性参数变化规律虽然与D1井相反,但与常规凝析气藏衰竭开发中高压物性参数的变化规律一致^[18-19]。

2.2 相图变化特征

2.2.1 D1井相图变化

图2为D1井3次井下取样流体相图的变化特征。其中图2a显示的三角相图的变化,三角相图主要代

表流体样品中组分的变化,从左到右划定为3个区域,分别代表黑油油藏、挥发油藏和凝析气(干/湿气藏,越靠近最右边区域代表流体组分越轻)。从图2a可以看出,随着开发时间的增加,3次取样样品所属油气藏类型由凝析气藏向凝析气-挥发油过渡型气藏变化,说明流体样品中重质组分含量增加。从图2b可以看出,3次流体样品对应的*p-T*相图中临界点向右上移动,向储层温度等温线靠近,露点包络线向右外扩,露点压力增大,说明流体性质由凝析气藏向近临界态凝析气藏(临界点接近储层温度)变化。根据*p-T*相图的变化规律,可以推断如果后期持续进行井下取样,未来第*N*次取样流体的临界点会移动至储层温度等温线的右边,露点包络线会进一步向右外扩,流体性质由凝析气藏变为挥发油藏。D1井相图的变化规律与常规凝析气藏的变化相图相悖,这将在下一节中详细论述。

2.2.2 D2井相图变化

图3为D2井3次井下取样流体相图的变化规律。从图3a三角相图的变化规律可以看出,3次取样样品所属油气藏类型由凝析气藏向湿天然气藏变化,这是由于凝析气发生反凝析后,凝析气中凝析油的重质组分被滞留在储层,只有轻质组分被产出,导致产出流体中凝析油含量越来越少,流体性质逐渐变为湿气。从图3b可以看出,临界点向左下方移动,远离储层温度

表3 塔里木盆地顺北地区4号带D2井3次井下取样高压物性参数对比

Table 3 Comparison of high-pressure physical property parameters of three samples from Well D1 in No. 4 fault zone, Shunbei area, Tarim Basin

取样 次序	取样点 压力/ MPa	取样 点温 度/℃	取样 深度/ m	露点压力/ MPa	气油比/ (m ³ /m ³)	地露 压差/MPa	油罐油 分子量/ (g/mol)	油罐油密度 (20℃)/ (g/cm ³)	凝析油 含量/ (g/cm ³)	最大反凝 析液量百 分数/%	井流体组分含量/%		
											C ₁ +N ₂	C ₂ -C ₆ + CO ₂	C ₇ +
1	66.7	139	6100	47.19	1036.8	33.04	119.2	0.790 6	605.0	21.60	77.04	13.43	9.32
2	47.5	139	6100	45.50	1584.0	1.83	112.3	0.784 2	477.9	8.40	82.64	10.95	6.39
3	37.6	139	6100	29.25	1914.3	已反凝析	105.5	0.778 5	229.2	4.42	88.12	8.60	3.28

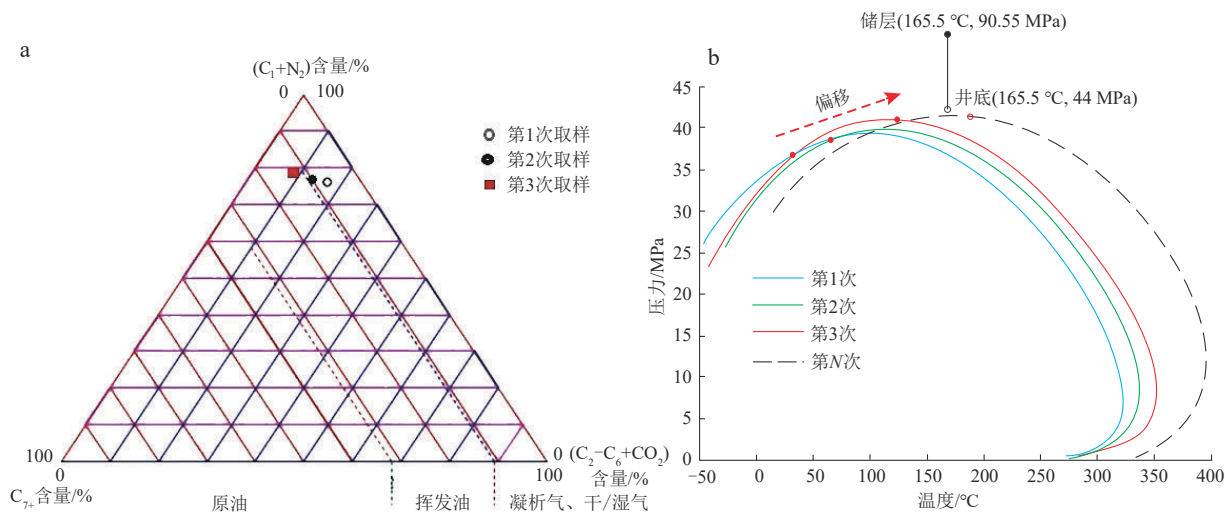


图2 塔里木盆地顺北地区4号带D1井3次流体样品对应的相图变化

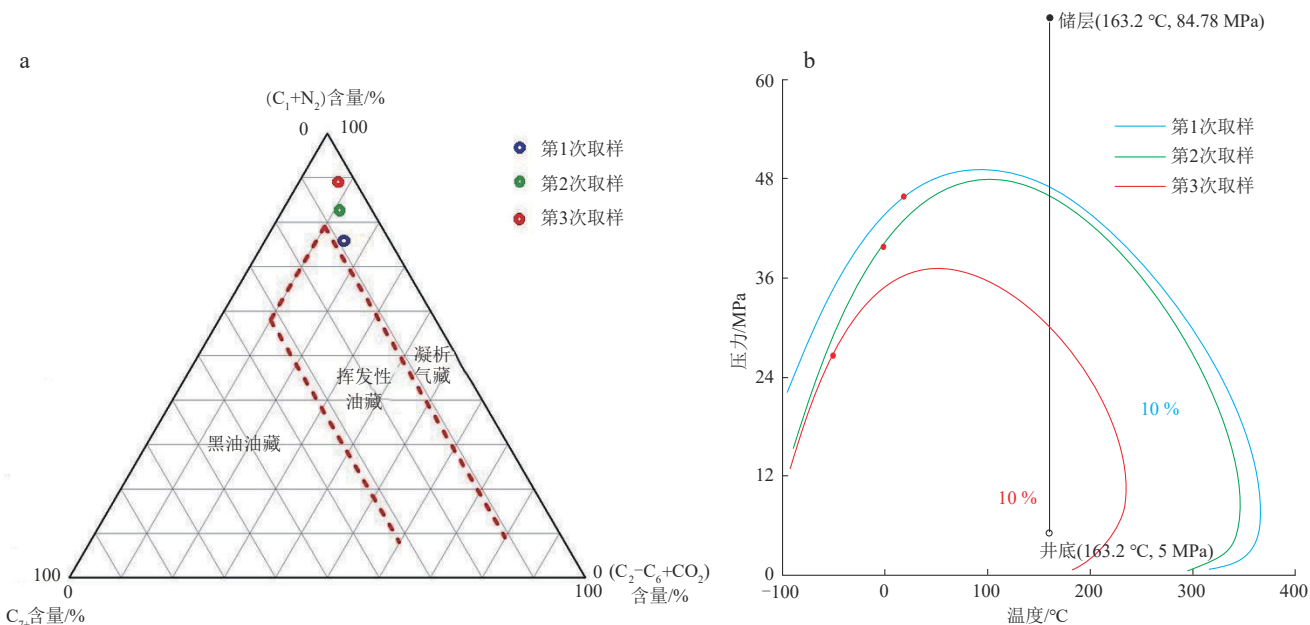
Fig. 2 Diagram showing phase changes corresponding to three fluid samples from Well D1 in No. 4 fault zone, Shunbei area, Tarim Basin
a. 流体组分三角相图;b. 流体 $p-T$ (压力-温度)相图

图3 塔里木盆地顺北地区4号带D2井3次流体样品对应的相图变化

Fig. 3 Diagram showing phase changes corresponding to three fluid samples from Well D2 in No. 4 fault zone, Shunbei area, Tarim Basin
a. 流体组分三角相图;b. 流体 $p-T$ (压力-温度)相图

等温线,露点线向内收缩,露点压力降低,流体样品性质由凝析气藏向湿气气藏变化。D2井的相图变化规律与常规凝析气藏相图的变化规律基本一致,说明D2井钻遇的断溶体为单一封闭凝析气藏,不存在深部原油供给。

2.3 反凝析变化特征

在对D1井第3次样品开展恒质膨胀实验中发现了3个与常规凝析气反凝析不同的现象:

1) 当压力降至露点压力(40 MPa)后,凝析油立即快速大量析出,反凝析液量百分数(图4a,蓝线)急剧增大。当压力降幅仅为1 MPa时(即压力降至39 MPa时),在PVT容器中即可观测到较高的液面(图5中39 MPa图片),说明该样品中凝析油含量很高,最大反凝析液量百分数能够达到20.8%。而常规凝析气反凝析过程中,当压力降至露点压力后,凝析油的析出相对缓慢。以D2井为例(2.1和2.2节中已经说明了D2井凝析气的高压物性参数及相图的变化规律与常规凝

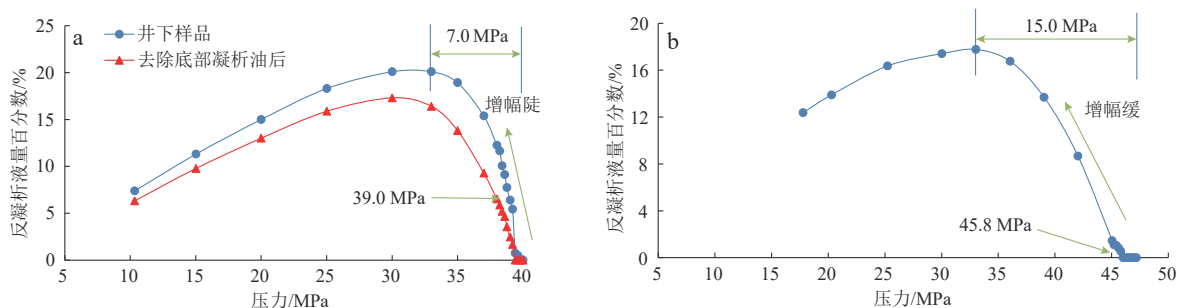


图4 塔里木盆地顺北地区4号带D1井和D2井反凝析液量百分数随压力的变化

Fig. 4 Percentage of retrograde condensate volume changing with pressure in wells D1 and D2 in No. 4 fault zone, Shunbei area, Tarim Basin

a. D1井 ; b. D2井

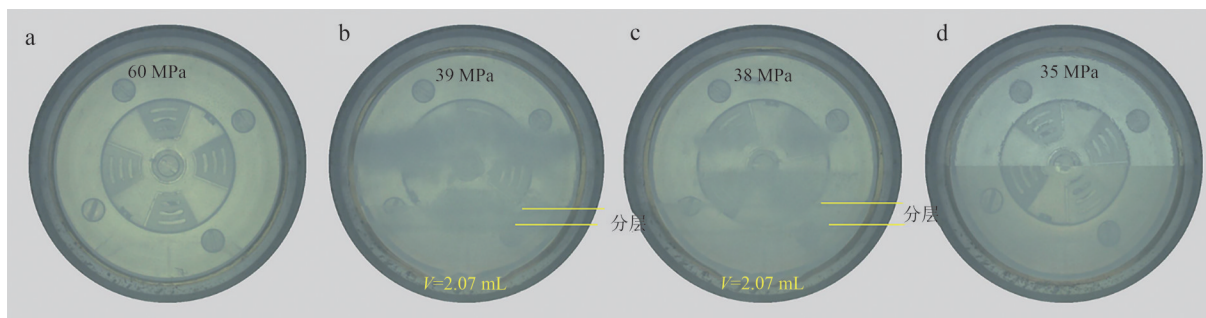


图5 塔里木盆地顺北地区4号带D1井第3次取样品恒质膨胀实验中凝析油分层现象

Fig. 5 Condensate layering in constant mass expansion test of the third sample taken from Well D1 in No. 4 fault zone, Shunbei area, Tarim Basin

V. 下部凝析油体积

析气相似),从D2井的反凝析液量百分数曲线的变化(图4b)可以看出,反凝析液量百分数的增幅相对缓慢,且当压力降幅为1.4 MPa(即从露点降至45.8 MPa)时,在PVT容器中仍观测不到液面。

2) 从露点压力至最大反凝析压力(最大反凝析液百分数对应的压力)的压力间隔非常小,仅为7 MPa(图4a,蓝线)。而根据统计,常规凝析气反凝析过程中露点压力至最大反凝析压力的压力间隔至少在13 MPa以上,例如D2井的压力间隔达到15 MPa(图4b)。说明D1样品中凝析油析出速度很快,能够在露点压力以下的较小压差内快速大量析出。

3) 压力下降过程中,凝析油中出现了明显的上下分层现象(图5)。下层凝析油在压力降至露点压力时,立即快速大量析出,体积很快稳定不变(最大体积为2.07 mL),而上层凝析油体积则随压力降低逐渐增大。当压力降至35 MPa时,上层和下层凝析油才混为单相。结合高压物性参数及反凝析特征变化推测,成藏时期至少有两期不同烃类流体充注,上层凝析油是凝析气中原始蕴含的凝析油,而下层凝析油是开发过程中深部流体被凝析气抽提出的轻质油。通过测定上层和下层凝析油体积随压力的变化后,可以获得去除

底部凝析油后的上层反凝析液量百分数随压力的变化(图4a,红线),即图4a中红线才是实际凝析气中原始蕴含的凝析油量的变化特征。

2.4 断溶体油气藏类型

根据压力与地层气体和地层水的密度采用静压试井测试方法,可以计算出D1和D2井的气-水界面深度大概在8 744 m和8 590 m,其中D1井在井底与气-水界面之间存在1 200 m左右的盲区(地质勘探认识不清)。因此,结合D1和D2井开发过程中的地层流体相行为变化特征,从流体相变角度可以将顺北4号断裂带的储层和连通类型归纳为以下4种类型,单一封闭型断溶体(图6中如D2井,断溶体内蕴含着单一类型流体,压力补给不足)、单一连通型断溶体(图6中如D4井,断溶体内虽然只含一种类型流体,但与附近其它断溶体相连通)、上气下油型断溶体(图6中如D1井,垂向上呈现上气下油的分布)、底水型断溶体(图6中如D3井,多个断溶体与底水相连通,压力补给充足)。因此,在衰竭开发中,D2井的地层流体相行为变化规律与常规单一凝析气藏相似,而D1井的地层流体相行为变化规律受到深部储集体中原油的影响。D3井的地层流体相行为变

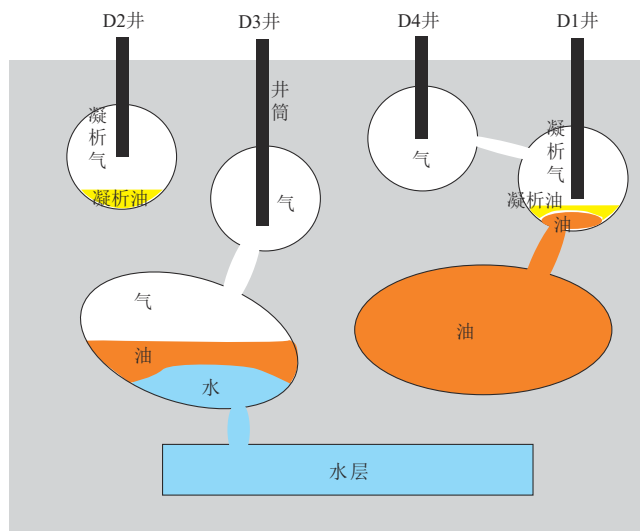


图6 塔里木盆地顺北地区4号断裂带流体垂向分布示意图

Fig. 6 Diagram showing the vertical distribution of fluids in No. 4 fault zone, Shunbei area, Tarim Basin

化规律受到油气和油水界面深度影响,当油水界面较浅(靠近井底深度)时,则会出现大底水油气藏的开发规律。D4井的地层流体相态变化规律受到临近D1井开发的影响,当断溶体整体压力下降较快时,D4井地层流体相行为变化规律与单一凝析气藏相似。

3 两期充注流体沥青质沉积特征

3.1 凝析气透光率变化特征

图7为D1井第3次取样样品在恒温(165℃)条件下透光率随压力的变化,从图中可以看出,从80 MPa

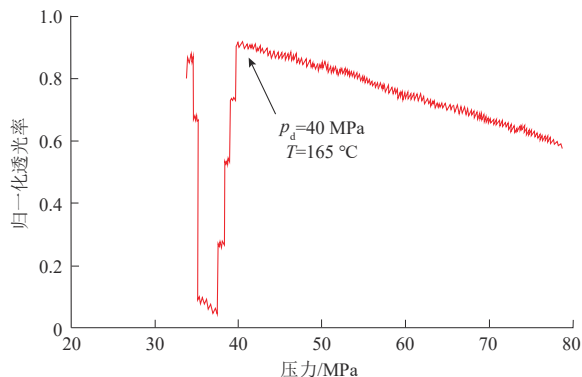


图7 塔里木盆地顺北地区4号带D1井第3次取样样品恒温条件下透光率随压力的变化

Fig. 7 Light transmittance changing with pressure under constant temperature for the third sample from Well D1 in No. 4 fault zone, Shunbei area, Tarim Basin

p_d : 露点压力; T : 温度

开始,随着压力的降低,透光率呈线性增大趋势,这是由于压力大于露点压力时,凝析气为单相状态,随着压力的降低,凝析气体积增大,密度减小,导致透光率不断增加。而当压力降至露点压力时,由于凝析气中出现雾状小液滴,导致样品的透光率开始大幅下降,随着析出液量的增多,透光率不断降低。当油、气两相达到相对稳定状态时,透光率又会快速回升。通常测定沥青质起始沉积压力主要是在饱和压力以上进行测定,当样品出现油、气两相分离时,则会对透光率产生较大影响。通过透光率实验验证了凝析气中不会发生沥青质沉积,进一步证实了凝析气井发生沥青质沉积是因为深部储集体中的原油被动用所致。

3.2 混合流体沥青质沉积特征

沥青质沉积起始压力(AOP)是指在恒温降压过程中,沥青质开始从地层原油中产生沉积时对应的压力,随着体系压力继续降低,沥青质沉积量增加,沥青质团簇尺寸也增大,当压力降至泡点压力(p_b)时,沥青质沉积量达到最大^[20-24]。图8为挥发油和混合流体在恒温降压过程中透光率随压力的变化,从图中可以看出,混合前,挥发油(蓝线)的透光率随着压力的降低而减小,并在2个压力点处出现了明显拐点,同时辅以高压显微镜图像(HPM),可以准确判定38.9 MPa和32.0 MPa分别对应着挥发油的AOP和 p_b 。而当两种流体混合后,AOP则大幅升至50.8 MPa,并在46.0 MPa压力下观察到大量黑色沥青质颗粒沉积,沥青质最大团簇尺寸约在3 μm 。此外,结合混合前后流体中沥青质含量

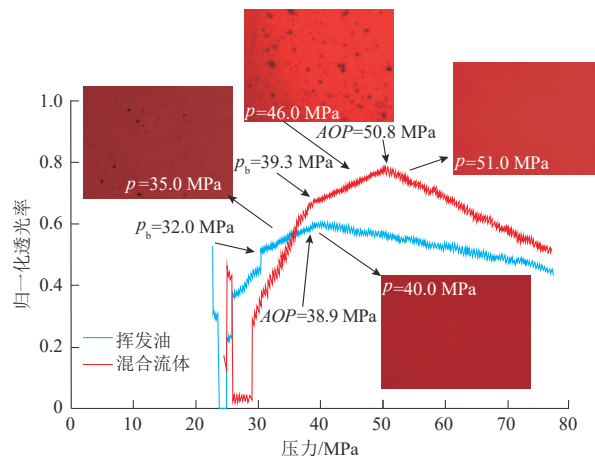


图8 塔里木盆地顺北地区4号带挥发油和混合流体透光率随压力的变化

Fig. 8 Light transmittance of volatile oil and mixed fluids changing with pressure, No. 4 fault zone, Shunbei area, Tarim Basin

p : 压力; p_b : 泡点压力; AOP: 沥青质沉积起始压力

的变化(图9)可以看出,混合后,不但AOP大幅提前,当压力降至饱和压力(39.3 MPa)时,沥青质含量也大幅增加,质量含量由混合前的4.5%增至18.9%,说明上部凝析气与下部挥发油混合开采会导致挥发油的AOP大幅提前,且沥青质沉积量也大幅增加。

3.3 沥青质沉积相图

基于实验数据,采用PVTsim软件可以计算出挥发油和混合流体的沥青质沉积起始线(由不同温度下的沥青质沉积起始压力所构成,图10中虚线)。从图10可以看出,混合流体的饱和压力线(红色实线)和沥青质沉积起始线(红色虚线)均明显向上大幅移动。如果

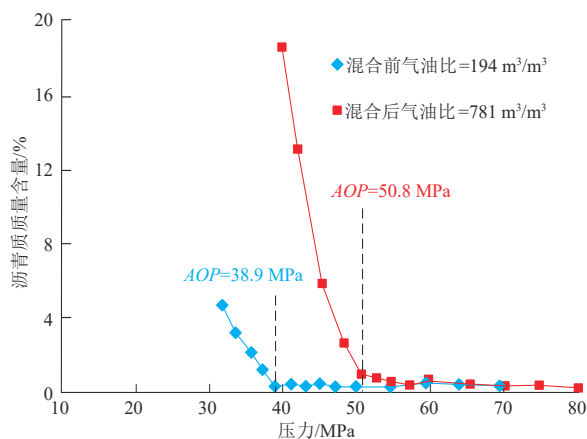


图9 塔里木盆地顺北地区4号带挥发油和混合流体中沥青质含量随压力的变化

Fig. 9 Variation of asphaltene content in volatile oil and mixed fluids with pressure in No. 4 fault zone, Shunbei area, Tarim Basin
AOP. 沥青质沉积起始压力

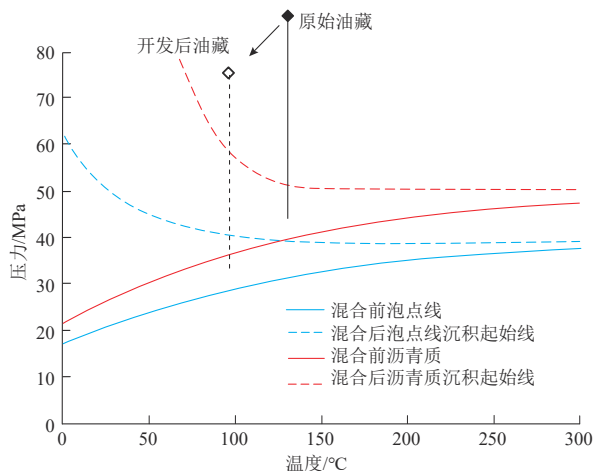


图10 塔里木盆地顺北地区4号带挥发油与混合流体的沥青质沉积相图变化

Fig. 10 Diagram showing asphaltene deposit phase changes in volatile oil and mixed fluids, No. 4 fault zone, Shunbei area, Tarim Basin

先开采下部挥发油藏,压力需降至38.9 MPa才开始出现沥青质沉积。但是如果混合开采凝析气与挥发油,当压力降至50.8 MPa时就已经开始出现沥青质沉积,当压力继续降低,会在井筒和储层中出现严重的沥青质沉积现象。如果先开采顶部凝析气再开采挥发油,将会造成原始储层温度和压力大幅降低,当再继续开采底部挥发油藏时,沥青质沉积起始压力将会进一步提高(黑色虚线与红色虚线交点对应的压力达到58 MPa),此时储层中已经发生了严重的沥青质沉积,将会造成井底流压和近井储层压力突降。这一现象已经在顺北1号和5号断裂带的开发中出现过,与实验描述的现象高度吻合。因此,在开发这种两期(或多期)成藏且易发生沥青质沉积的油气藏时,一定要注意保压开发,设定合理压力界限是能否高效持续开发的关键。

4 结 论

1) D1井钻遇的断溶体存在深部原油供给,垂向上呈现上气下油的组分梯度变化,开发过程中样品所属油气藏类型由凝析气向近临界态凝析气过渡,再向挥发油变化。D2井钻遇断溶体为单一封闭凝析气藏,不存在深部原油供给,相态变化规律与常规凝析气一致。

2) D1井反凝析后的凝析油来源于两期充注流体,一是凝析气中自身蕴含的凝析油,另一小部分来自于深部储层中被凝析气抽提出的轻质油。

3) 实验证明凝析气不会发生沥青质沉积,D1井出现的沥青质沉积与上部凝析气和深部原油被同时动用有关,当凝析气与挥发油混合开采时,会严重影响挥发油中沥青质的稳定性,导致沥青质沉积起始压力和沉积量大幅增加,加剧储层和井筒中沥青质沉积。

4) 对于易发生沥青质沉积的上气下油型连通断溶体,建议保压开发,并采用先油藏后气藏的开发顺序,以避免沥青质沉积起始压力和沉积量的大幅增加。

参 考 文 献

- [1] 何治亮, 马永生, 朱东亚, 等. 深层-超深层碳酸盐岩储层理论技术进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(3): 533-546.
HE Zhiliang, MA Yongsheng, ZHU Dongya, et al. Theoretical and technological progress and research direction of deep and ultra-deep carbonate reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(3): 533-546.
- [2] 马永生, 何治亮, 赵培荣, 等. 深层-超深层碳酸盐岩储层形成机理新进展[J]. 石油学报, 2019, 40(12): 1415-1425.
MA Yongsheng, HE Zhiliang, ZHAO Peirong, et al. A new progress in formation mechanism of deep and ultra-deep carbonate reservoir[J]. Acta Petroli Sinica, 2019, 40(12): 1415-1425.

- [3] 王奥,李菊花,郑斌.多孔介质中凝析气相态特征[J].大庆石油地质与开发,2021,40(1):61-67.
WANG Ao, LI Juhua, ZHENG Bin. Study on the phase behaviors of the condensate gas in porous media[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(1): 61-67.
- [4] 马永生,黎茂稳,蔡勋育,等.中国海相深层油气富集机理与勘探开发:研究现状、关键技术瓶颈与基础科学问题[J].石油与天然气地质,2020,41(4):655-672,683.
MA Yongsheng, LI Maowen, CAI Xunyu, et al. Mechanisms and exploitation of deep marine petroleum accumulations in China: Advances, technological bottlenecks and basic scientific problems [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 655-672, 683.
- [5] QI Zhilin, LIANG Baosheng, DENG Ruijian, et al. Phase behavior study in the deep gas-condensate reservoir with low permeability [C]//EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition. London: SPE, 2007: SPE-107315-MS.
- [6] CHEN Chengsheng, WANG Yunpeng, BEAGLE J R, et al. Reconstruction of the evolution of deep fluids in light oil reservoirs in the Central Tarim Basin by using PVT simulation and basin modeling[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 107: 116-126.
- [7] MURGICH J, MERINO-GARCIA D, ANDERSEN S I, et al. Molecular mechanics and microcalorimetric investigations of the effects of molecular water on the aggregation of asphaltenes in solutions[J]. Langmuir, 2002, 18(23): 9080-9086.
- [8] THARANIVASAN A K, YARRANTON H W, TAYLOR S D. Asphaltene precipitation from crude oils in the presence of emulsified water[J]. Energy & Fuels, 2012, 26(11): 6869-6875.
- [9] 国家能源局.油气藏流体取样方法:SY/T 5154-2014[S].北京:石油工业出版社,2015.
National Energy Administration. Sampling procedures for hydrocarbon reservoir fluids: SY/T 5154-2014 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.
- [10] STRUCHKOV I A, ROGACHEV M K, KALININ E S, et al. Laboratory investigation of asphaltene-induced formation damage [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2019, 9(2): 1443-1455.
- [11] LEI Hao, YANG Shenglai, QIAN Kun, et al. Experimental investigation and application of the asphaltene precipitation envelope[J]. Energy & Fuels, 2015, 29(11): 6920-6927.
- [12] MEHANA M, ABRAHAM J, FAHES M. The impact of asphaltene deposition on fluid flow in sandstone [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 174: 676-681.
- [13] 王志坚.深层-超深层异常高压油藏工艺技术对策[J].油气地质与采收率,2020,27(5):126-133.
WANG Zhijian. Technological strategies for deep and ultra-deep reservoirs with abnormally high pressure [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(5): 126-133.
- [14] PRAKOSO A, PUNASE A, ROGEL E, et al. Effect of asphaltene characteristics on its solubility and overall stability[J]. Energy & Fuels, 2018, 32(6): 6482-6487.
- [15] ZANGANEH P, DASHTI H, AYATOLLAHI S. Comparing the effects of CH₄, CO₂, and N₂ injection on asphaltene precipitation and deposition at reservoir condition: A visual and modeling study [J]. Fuel, 2018, 217: 633-641.
- [16] 汤勇,龙科吉,王皆明,等.凝析气藏型储气库多周期注采过程中流体相态变化特征[J].石油勘探与开发,2021,48(2):337-346.
TANG Yong, LONG Keji, WANG Jieming, et al. Change of phase state during multi-cycle injection and production process of condensate gas reservoir based underground gas storage [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 337-346.
- [17] 胡伟,吕成远,伦增珉,等.致密多孔介质中凝析气定容衰竭实验及相态特征[J].石油学报,2019,40(11):1388-1395.
HU Wei, LYU Chengyuan, LUN Zengmin, et al. Constant volume depletion experiment and phase characteristics of condensate gas in dense porous media [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(11): 1388-1395.
- [18] ABBASOV Z Y, FATALIYEV V M, HAMIDOV N N. The solubility of gas components and its importance in gas-condensate reservoir development [J]. Petroleum Science and Technology, 2017, 35(3): 249-256.
- [19] 朱忠谦.牙哈凝析气藏二次注气抑制反凝析机理及相态特征[J].天然气工业,2015,35(5):60-65.
ZHU Zhongqian. Mechanism and phase behavior of retrograde condensation inhibition by secondary gas injection in the Yaha condensate gas reservoir [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(5): 60-65.
- [20] SUBRAMANIAN S, SIMON S, SJÖBLOM J. Asphaltene precipitation models: A review [J]. Journal of Dispersion Science and Technology, 2016, 37(7): 1027-1049.
- [21] 雷浩.低渗储层CO₂驱油过程中沉淀规律及防治对策研究[D].北京:中国石油大学(北京),2017.
LEI Hao. Deposition mechanisms and reservoir protection countermeasures of a low-permeability formation in CO₂ flooding process [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017.
- [22] 刘建仪,杨雪,刘勇.低渗砂岩油藏CO₂驱相态及组分变化规律[J].特种油气藏,2022,29(6):91-96.
LIU Jianyi, YANG Xue, LIU Yong. Phase state and component change law of CO₂ flooding in low-permeability sandstone reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(6): 91-96.
- [23] 黄越义,廖玉宏,陈承声,等.塔里木盆地顺南1井和顺南4井油气相态演化的数值模拟与预测[J].石油与天然气地质,2023,44(1):138-149.
HUANG Yueyi, LIAO Yuhong, CHEN Chengsheng, et al. Numerical simulation and prediction of hydrocarbon phase evolution of wells Shunnan 1 and 4, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(1): 138-149.
- [24] 王启祥,梁宝兴,刘欢,等.呼探1井清水河组气藏流体相态特征及气藏类型[J].新疆石油地质,2021,42(6):709-713.
WANG Qixiang, LIANG Baoxing, LIU Huan, et al. Fluid phases and gas reservoirs of Qingshuihe formation in Well Hutan-1 [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6): 709-713.