SandRidge Energy

SD · Revisión v2 · Análisis propio TLT

Fecha del informe: 26/10/2026

Precio de referencia / reference_price: 14.80 USD

Publicación en la web: 30/10/2026 · Referencia del documento, no cotización actual.

Empresa:	6.20/10
Oportunidad:	6.50/10
NOTA FINAL:	6.30/10

Vigilar

Riesgo: Alto

Balance sin deuda bancaria y costes contenidos aportan flexibilidad; reservas agotables, gas regional y adquisición comprometida impiden confundir toda caja con excedente distribuible.

Horizonte de 5-10 años. Las tres notas son juicios separados; Nota Final no es una media. Fuentes, supuestos y límites se distinguen en el texto.

Negocio, novedades y caja

SandRidge produce hidrocarburos en Mid-Continent. Infraestructura de agua y electricidad y control de costes reducen costes, pero no fijan el precio ni sustituyen reservas. NYSE:SD,26/10/2026,14,80 USD. El PER pequeño no convierte un productor regional en franquicia permanente.

Q 2 del original: producción 19,7 Mboe/d, ingresos 51,1 millones USD, beneficio 26,7 y BPA 0,72 frente a 0,57 ajustado. El EPS Actual 1,48 de portada no es el LTM 2,24 de tabla;14,8/2,24=6,61 frente al PER 6,58, mientras 2,11 futuro implica 7,01. Un único analista prevé 1,49 para 2027: no adopto un pico como renta perpetua.

Primaria H 1: CFO 62,195 millones USD menos capex 40,059 deja 22,136. Menos SBC 1,473 y principal lease 0,424 deja 20,239 como puente económico observado, no sostenible; sin duplicar la misma remuneración por dilución. La compra de activos 5,132 deja 15,107 antes de desinversiones y dividendos. Derivados realizados/no realizados y circulante están dentro del CFO publicado; no vuelvo a sumar EBITDA o amortización. La tabla FCF 0 del proveedor no demuestra caja cero.

Caja junio 114,692 incluye 1,347 restringida; libre de esa restricción 113,345 no equivale toda a excedente. Sin deuda bancaria no significa sin obligaciones: cierre de pozos, leases y capex comprometen caja. El acuerdo Cherokee 29/06 exige 65 millones antes de ajustes; descontarlos de 113,345 deja 48,345 ilustrativos, no saldo octubre ni prueba de cierre. No verifico ejecución sólo porque se esperaba enQ 3.

Valoración y exigencias del precio

A 14,80 USD el LTM 2,24 puede ser cíclico;2,11/1,49 son previsiones no homogéneas con BPA ajustado. No se capitaliza el beneficio por intereses y se suma además la misma caja. Capitalizar BPA económico que excluya renta financiera exige separar primero esa renta y reconocer sólo caja realmente disponible.

Sensibilidad contemporánea propia del BPA económico atribuible, después de reposición de reservas, impuestos y remuneración, sin añadir caja:0,80 a 7 veces=5,60 USD;1,30 a 9=11,70;1,80 a 10=18,00. No son valores certificados. El precio 14,80 exige 1,64 a 9 veces, superior a la base propia central; el balance limita el daño, pero el precio exige continuidad de renta petrolera.

Puente 26/10/2026–26/10/2031: BPA 1,30 creciendo 2%, terminal 9 y dividendos hipotéticos 0,52/año da precio 12,92 y riqueza 15,52, cerca de 1,0% anual sin reinversión. Favorable 1,80 creciendo 5% a 10 más 2,60 de dividendos da 25,57,11,5%; adverso 0,80 cayendo 5% a 7 sin dividendo deja 4,33,-21,8%. Son riqueza terminal y supuestos, no TIR de pagos ni pronóstico. Reposición y obligaciones ambientales se financian antes de distribuir; nuevas adquisiciones no son crecimiento gratuito.

EQT y SM del proveedor difieren en escala, mezcla de gas/petróleo y deuda; un descuento de EV/EBITDA no es automáticamente oportunidad. La propia secuencia de CFO 164,7 en 2022 a 73,9 en 2024 ilustra ciclo. NOL 1.500 millones nominales no son caja ni ahorro por ese importe: uso, límites y agotamiento importan para el valor después de impuestos.

Riesgos, contraargumentos y seguimiento

El gas realizado 1,36 USD/MCF frente a 3,13 enQ 1 muestra riesgo de diferencial local. Nuevos pozos y adquisiciones requieren capital para reemplazar declive; sumar toda amortización ignoraría agotamiento real. El programa 76–97 millones y distribución deben contrastarse con caja tras precios adversos, no financiarse dos veces con el mismo saldo.

La objeción más fuerte a esperar es el balance, costes e infraestructura, un recurso Cherokee más productivo y potencial de gas. Pueden sostener caja y dividendos mayores. Sin curva de declive, reservas y retorno después de reposición, ni un buen pozo ni la guía prueban cinco años de crecimiento rentable.

Conclusión y justificación de las notas

Empresa 6,2 refleja operación eficiente y balance, limitada por precio aceptante, concentración y reservas agotables. Oportunidad 6,5 reconoce múltiplos contenidos y flexibilidad, sin certificar que el beneficio cíclico sea sostenible. Final 6,3 es Vigilar, juicio propio sin media; una nueva compra necesita mejor prueba de reposición/caja o margen de precio.

Podemos estar equivocados si Cherokee repone reservas con menos capital y diferenciales de gas mejoran. Cambiaría el juicio comprobar producción por cohorte, costes completos, caja tras reposición, compra ejecutada y saldo disponible. El dato más frágil es BPA económico a cinco años, no la ausencia de deuda bancaria de junio.

Mantener con condiciones: balance y caja observada permiten atravesar el ciclo, pero conservar depende de reponer reservas con retorno y financiar compromisos sin agotar el margen financiero.

Mantener mientras caja tras reposición y obligaciones soporte el programa y una reserva razonable de liquidez.

Considerar reducir si adquisiciones o perforación consumen persistentemente caja sin reponer producción rentable.

Considerar vender si se acredita pérdida duradera de reservas rentables o financiación que haga inviable conservar valor por acción.

Una salida puede perder la mejora de Cherokee y del gas apoyada por costes bajos; el declive natural no invalida la tesis si la reposición es rentable.

No se ha certificado ejecución de la compra ni caja disponible de octubre o retorno por cohorte.

Qué vigilamos

• Probar producción rentable y reservas después del capex de reposición.

• Conciliar efectivo disponible después de compra, restricciones y abandono sin doble reparto.

Fuentes y alcance

investors.sandridgeenergy.com · default.aspx | New targeted release and H 1 cash,balance,SBC tables; original full 10 page text,p 1/p 4 visual.

investors.sandridgeenergy.com · default.aspx | Primary acquisition terms web extraction; execution not confirmed.

SandRidge Energy

SD · v2 · Report 26/10/2026 · Reference 14.80 USD

Company 6.20/10 | Opportunity 6.50/10 | Overall 6.30/10

Watch

Risk: High

No bank debt and contained costs provide flexibility; depleting reserves, regional gas and a committed acquisition prevent treating all cash as distributable excess.

Business, developments and cash

SandRidge produces hydrocarbons in the Mid-Continent. Water/electricity infrastructure and cost control lower costs without setting commodity prices or replacing reserves. NYSE:SD,26 October 2026,USD 14.80. A low P/E does not make a regional producer a permanent franchise.

Original Q 2 production is 19.7 Mboe/day, revenue USD 51.1 million, net 26.7 and EPS 0.72 versus adjusted 0.57. Cover EPS Actual 1.48 differs from LTM 2.24 in the table;14.8/2.24=6.61 versus stated 6.58, while future 2.11 implies 7.01. One analyst projects 1.49 for 2027: a peak is not perpetual rent.

Primary H 1 CFO USD 62.195 million less capex 40.059 leaves 22.136. Less SBC 1.473 and lease principal 0.424 leaves 20.239 as an observed economic bridge, not sustainable cash; the same remuneration is not charged again through dilution. Asset purchases 5.132 leave 15.107 before disposals/dividends. Derivative settlements/marks and working capital are already in reported CFO; EBITDA and depletion are not added again. Provider zeroFCF does not establish zero cash.

June cash 114.692 includes restricted 1.347; unrestricted 113.345 is not all excess. No bank debt does not remove well-abandonment, lease and investment obligations. The 29 June Cherokee agreement requires 65 million before adjustments; subtracting it from 113.345 leaves an illustrative 48.345, neither October cash nor proof of closing. An expectedQ 3 close is not verified execution.

Valuation and price expectations

At USD 14.80 LTM 2.24 may be cyclical;2.11/1.49 are forecasts with a different basis from adjusted EPS. Financial income must not be capitalised and its capital added again. Capitalising economic EPS excluding financial income first requires separating that income and recognising only truly available cash.

Own contemporary attributable economic EPS sensitivity after reserve replacement, tax and remuneration, with no cash add-on:0.80 at 7 x=USD 5.60;1.30 at 9 x=11.70;1.80 at 10 x=18.00. These are not certified values. The price requires 1.64 at 9 x, above the own central basis; the balance sheet limits damage but the price requires continued resource earnings.

Own 26 October 2026–26 October 2031 bridge: EPS 1.30 growing 2%, terminal 9 x and hypothetical annual dividends 0.52 gives price 12.92 and wealth 15.52, about 1.0% annualised without reinvestment. Favourable 1.80 growing 5% at 10 x plus 2.60 dividends gives 25.57,11.5%; adverse 0.80 declining 5% at 7 x without dividends gives 4.33,minus 21.8%. These are terminal wealth assumptions rather than payment IRRs or forecasts. Replacement and environmental obligations are funded before distribution; acquisitions do not provide free growth.

Provider EQT/SM differ in scale, gas/oil mix and leverage; an EV/EBITDA discount is not automatic opportunity. Own CFO from 164.7 in 2022 to 73.9 in 2024 illustrates cyclicality. Nominal NOLs of 1,500 million are neither cash nor savings of that amount: utilisation, limits and depletion affect after-tax value.

Risks and monitoring

Realised gas USD 1.36/MCF versus 3.13 inQ 1 demonstrates local-basis risk. Wells/acquisitions require capital to replace decline; adding back all depletion ignores economic exhaustion. The 76–97 million programme and distribution require cash after adverse prices rather than spending the same cash twice.

The strongest case against waiting is the balance sheet, costs/infrastructure, more productive Cherokee resources and improving gas. They could sustain greater cash/dividends. Without decline curves, reserves and returns after replacement, one good well or guidance cannot prove five years of profitable growth.

Conclusion and independent score judgments

Company 6.2 reflects efficient operations and balance sheet, bounded by price-taking, concentration and depleting reserves. Opportunity 6.5 recognises low multiples and flexibility without certifying sustainable cycle earnings. Overall 6.3 Watch is a separate judgment, not an average; new entry needs better replacement/cash evidence or more price margin.

We may be wrong if Cherokee replaces reserves with less capital and gas differentials improve. Cohort production, full costs, cash after replacement, executed acquisition and available cash would change the view. Five-year economic EPS is weakest, rather than June's absence of bank debt.

Hold with conditions: the balance sheet and observed cash support navigating the cycle, but retention depends on profitable reserve replacement and funding commitments without exhausting financial headroom.

Hold while cash after replacement and obligations supports the programme and a reasonable liquidity reserve.

Consider reducing if acquisitions or drilling persistently consume cash without replacing profitable production.

Consider selling if lasting loss of profitable reserves or funding makes preservation of per-share value unviable.

Selling could miss Cherokee and gas improvement supported by low costs; natural decline does not invalidate the thesis if replacement earns adequate returns.

Acquisition execution, October available cash and cohort returns are not certified.

The original ProResearch is retained in the private case file; this PDF is TLT's own editorial analysis. Internal review by the same system is not an independent audit and does not guarantee returns. This is not personalized advice.