

Deutsche Rohstoff



Capital Markets Day

November 2022



Deutsche Rohstoff

Etablierter deutscher O&G-Produzent

US Öl & Gas

- 4 US-Tochterunternehmen
- 3,5 Mio. BOE Jahresproduktion
- Erfolgreich seit Markteintritt 2012

RHEIN PETROLEUM
SÜDDEUTSCHLAND



FIRMENSITZ
MANNHEIM

- Sitz in Mannheim
- Scale-Segment Frankfurt (FRA: DRO)
- 120 bis 130 Mio. EUR EBITDA 2022
- 35 Mitarbeiter Deutschland & USA
- Fokus auf US-Öl- und Gasproduktion
- 350 Mio. EUR Bilanzsumme
- Engagement im Bereich Metalls

2022 - Wo stehen wir heute?



I. Starke Bilanz & Hohe Cash Flows

- Operativer CF über 100 Mio. USD p.a.
- Solide Finanzierungsbasis aus Anleihen und Kreditlinien
- Hohes Eigenkapital – 131 Mio. EUR

- 350 Mio. EUR Bilanzsumme
- 52,6 Mio. EUR Nettoergebnis nach 9 Monaten



II. Hohe Produktion aus drei Ölfeldern

- 4 US Töchter, 3 Ölfelder
- 87 Operated wells ~ 7.000 BOEPD
- 200+ non-op wells ~ 2.300 BOEPD
- Ø 9.000 BOEPD+ in 22-24 vs. 6.000 in 19-21

- 9.300 BOEPD 2022
- 70 Mio. USD avg Capex 22-24

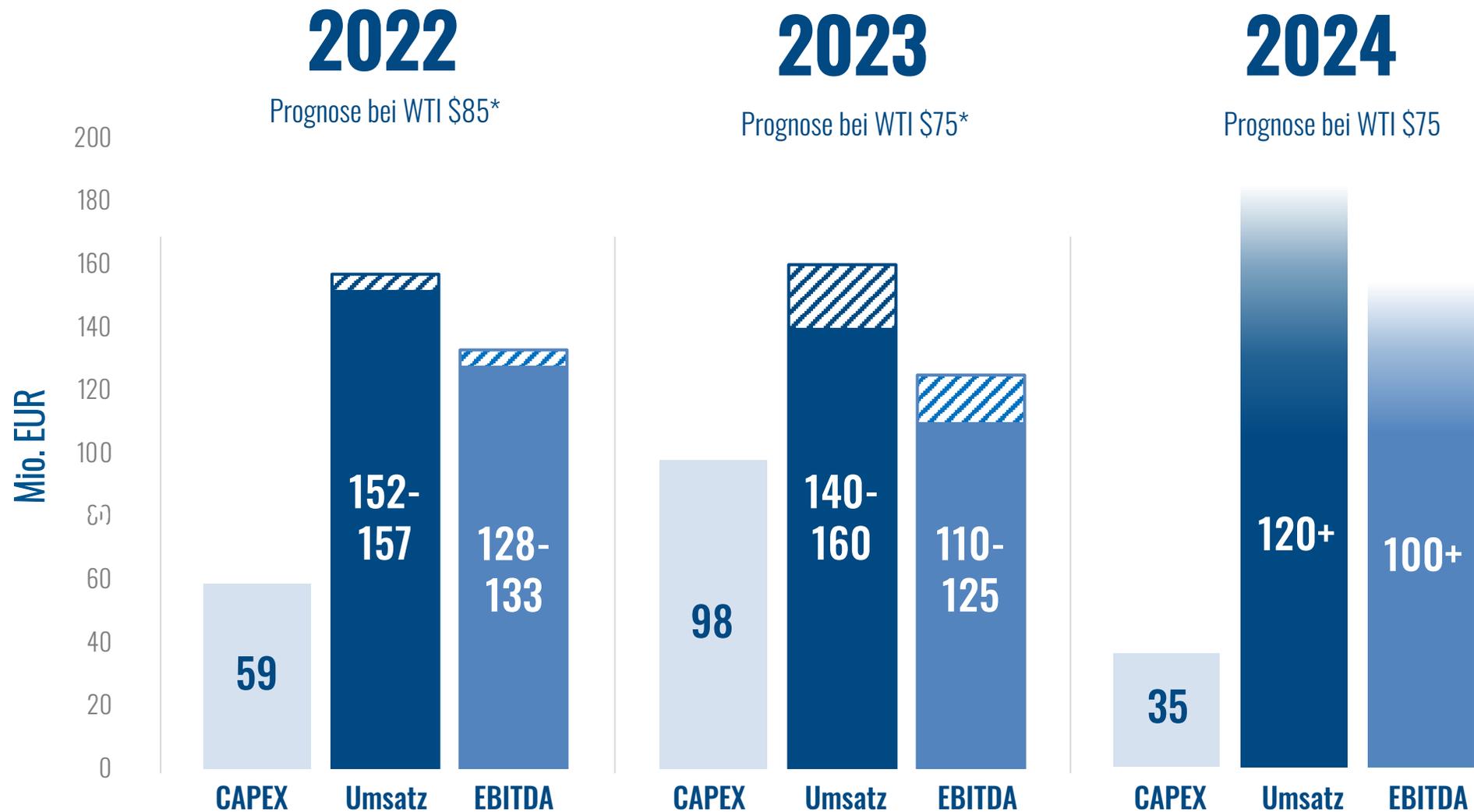


III. 60,000 acre Entwicklungsflächen*

- Umfassende Flächen in WY
- Weit über 100 Bohrungen möglich
- 1 Mrd. USD+ Investitionsgelegenheiten
- WY, USA, klares regulatorisches Umfeld, „#2 state to do business“

- Inventar für viele Jahre
- Powder River Basin im Aufschwung

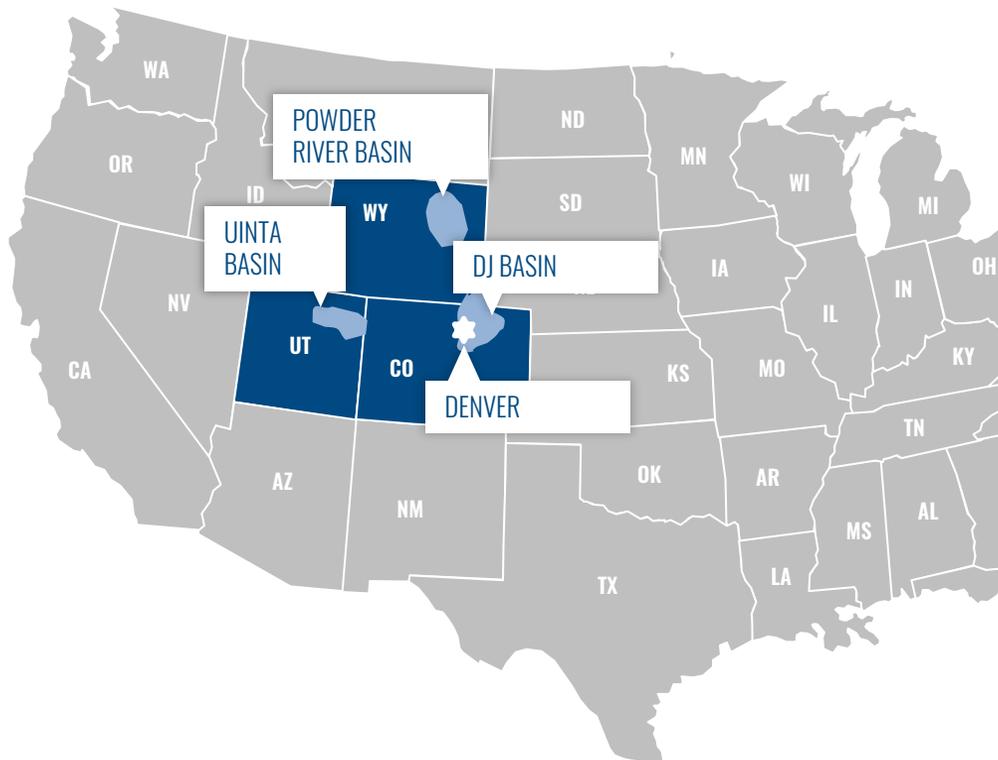
I. HOHE UMSÄTZE UND CASH FLOWS



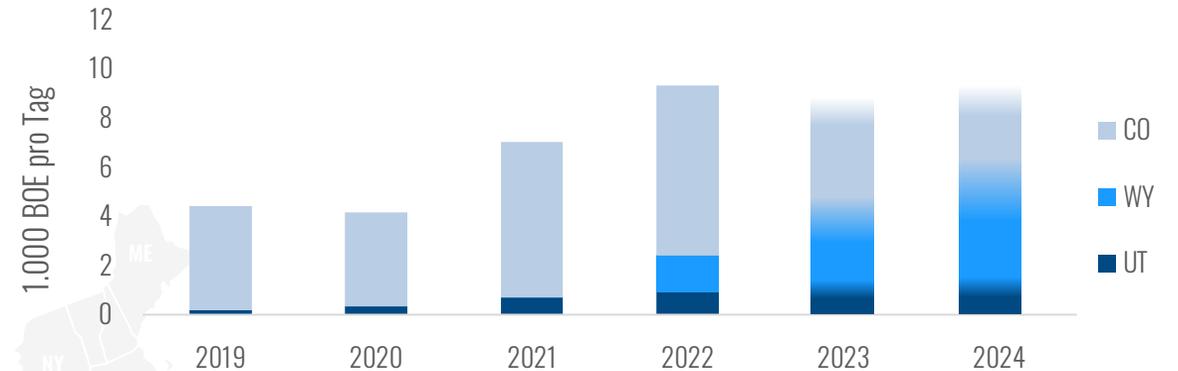
* Prognose entspricht Basisszenario: Öl: 85 USD/BBL (Q4 2022) / 75 USD/BBL (2023); Gas: 6,0 USD/mcf (Q4 2022) / 4,0 USD/mcf (2023); EUR/USD: 1,00 (Q4 2022) / 1,12 (2023)
(Weitere Informationen zur Guidance abrufbar unter www.rohstoff.de/guidance/)

II. Hohe Produktion – starkes Wachstum seit 2022

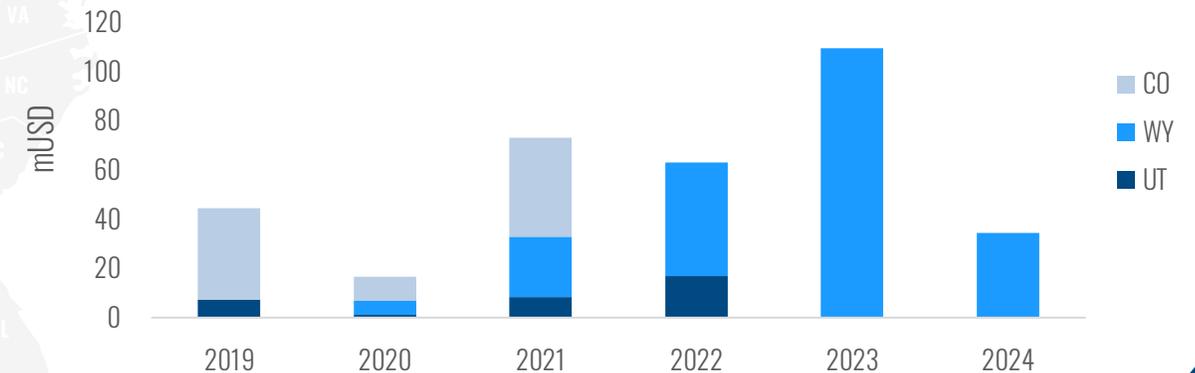
- Produktionsvolumen seit 2019 ca. verdoppelt
- Wyoming mit starkem Wachstum
- Capex rund 50 Mio. EUR p.a. 2019-2022



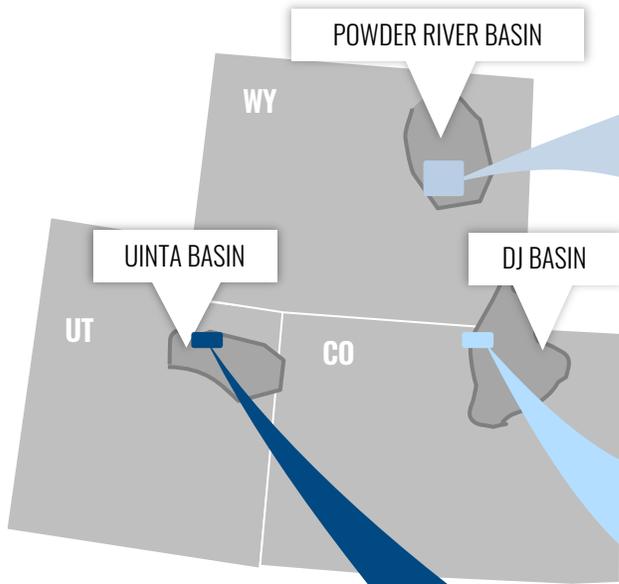
Aufteilung der Produktionsvolumina nach Region



Investition in Bohrungen und Akquisitionen



II. Hohe Produktion – aus 3 Bundesstaaten

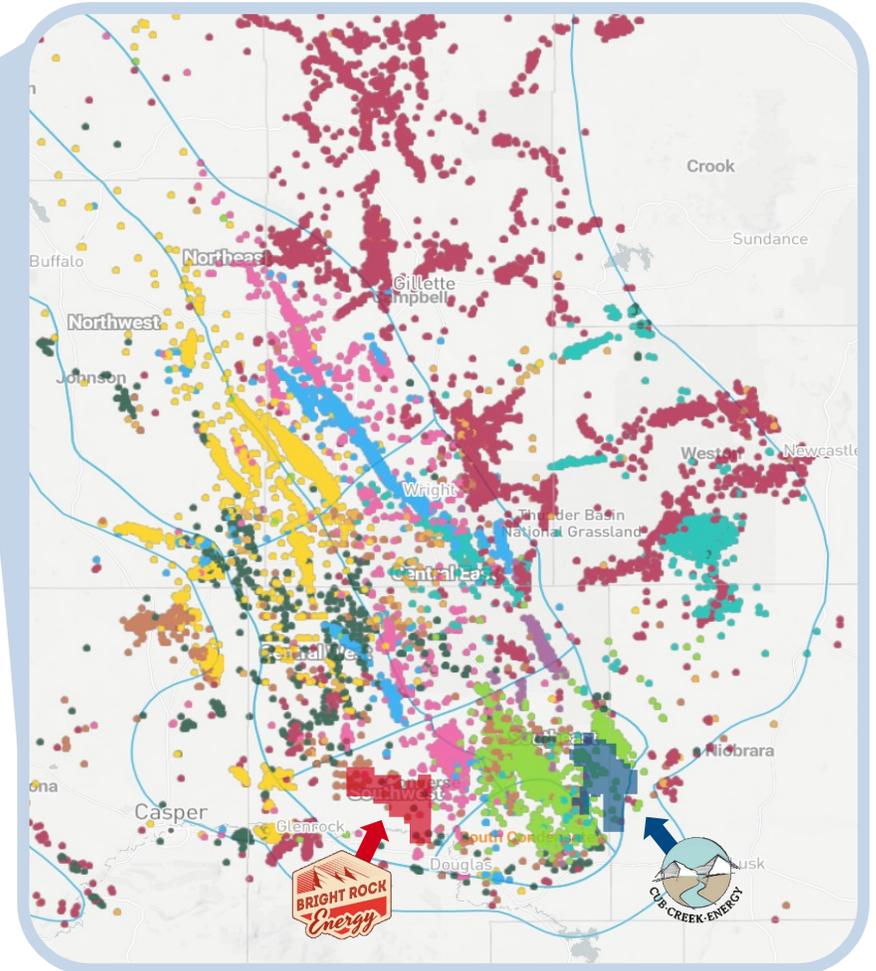


- ✓ 60.000 Acres
- ✓ Ca. 1.200 BOEPD 2022
- ✓ 29+ Bohrungen, WI** = 70%
- ✓ Future Locations*: 100+

- ✓ 6.000 Acres
- ✓ Ca. 7.000 BOEPD 2022
- ✓ 87 Bohrungen*, WI**= 60%
- ✓ Future Locations: 0

- ✓ 6.400 Acres
- ✓ Ca. 1.100 BOEPD 2022
- ✓ 180 Bohrungen, WI**= 5%
- ✓ Future Locations Netto: 4

PRB VERTIKALE BOHRUNGEN



- | | | | | |
|----------|-----------|----------|-----------|------------|
| ● Muddy | ● Shannon | ● Turner | ● Parkman | ● Niobrara |
| ● Teapot | ● Sussex | ● Mowry | ● Teckla | ● Frontier |

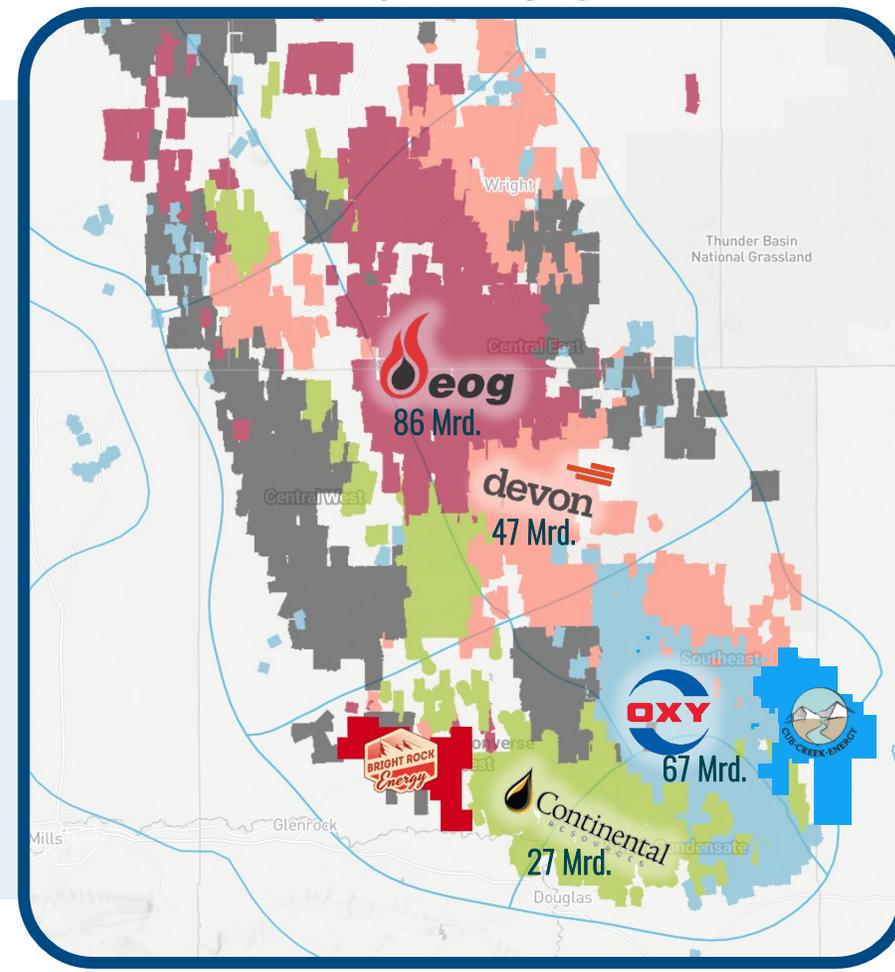
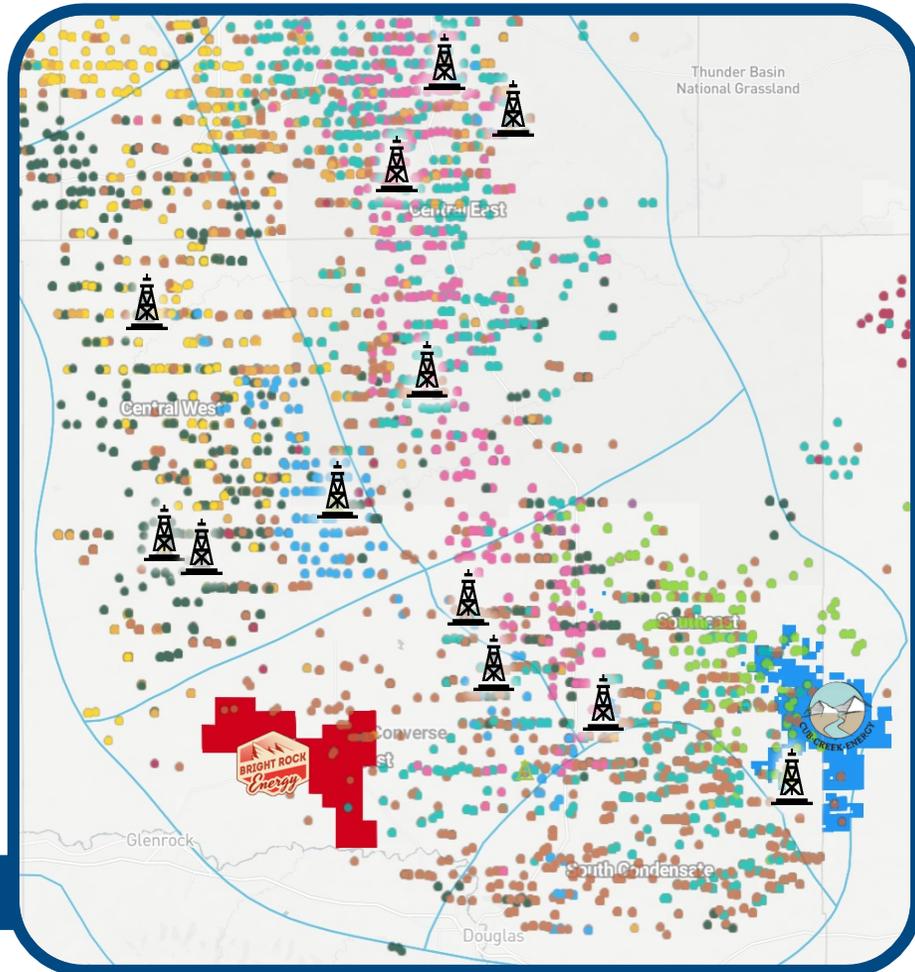
* Operated + non-operated Bohrungen

** WI= Working Interest , Anteil an den produzierenden Bohrungen, ungewichtet nach Länge

III. Entwicklungspotential in Wyoming – Powder River Basin

PRB HORIZONTAL WELLS

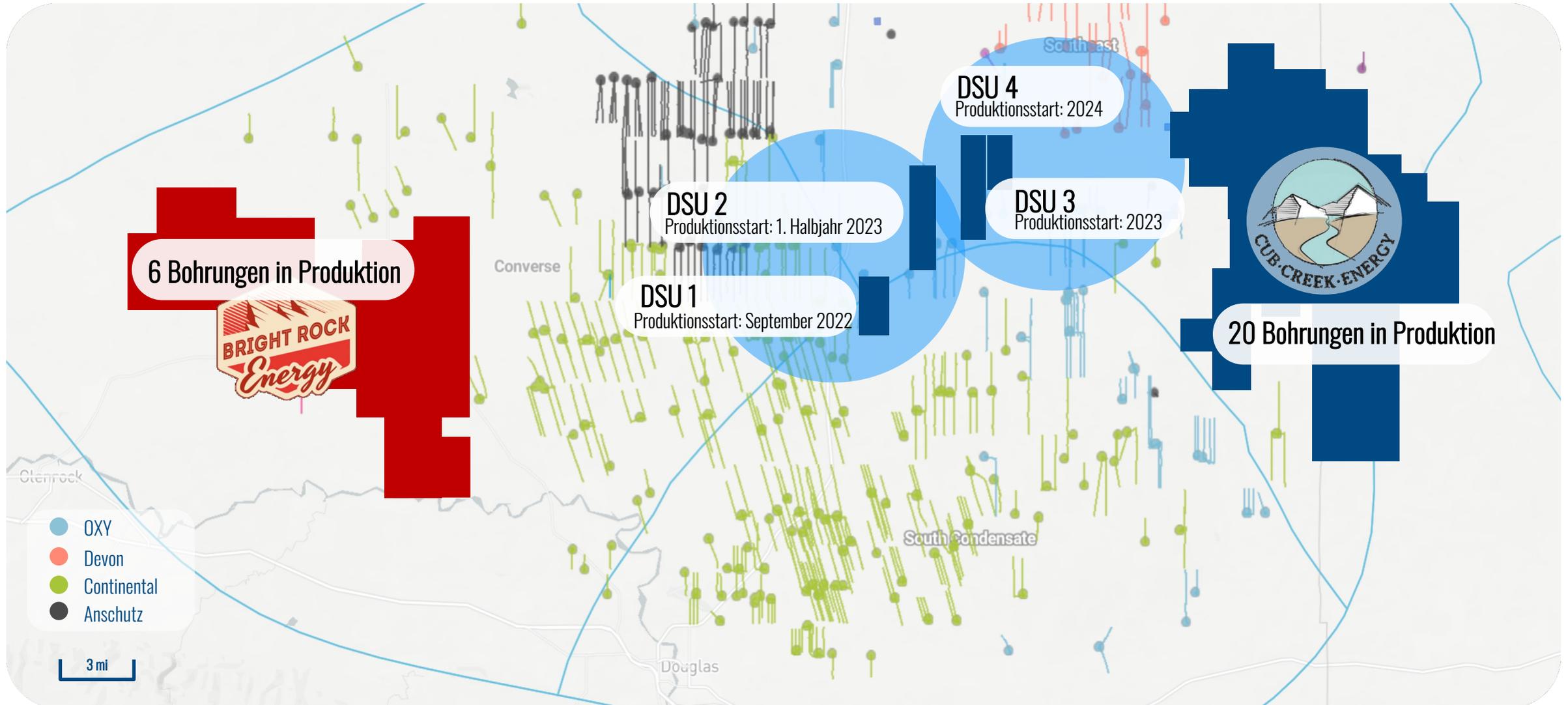
OPERATORS



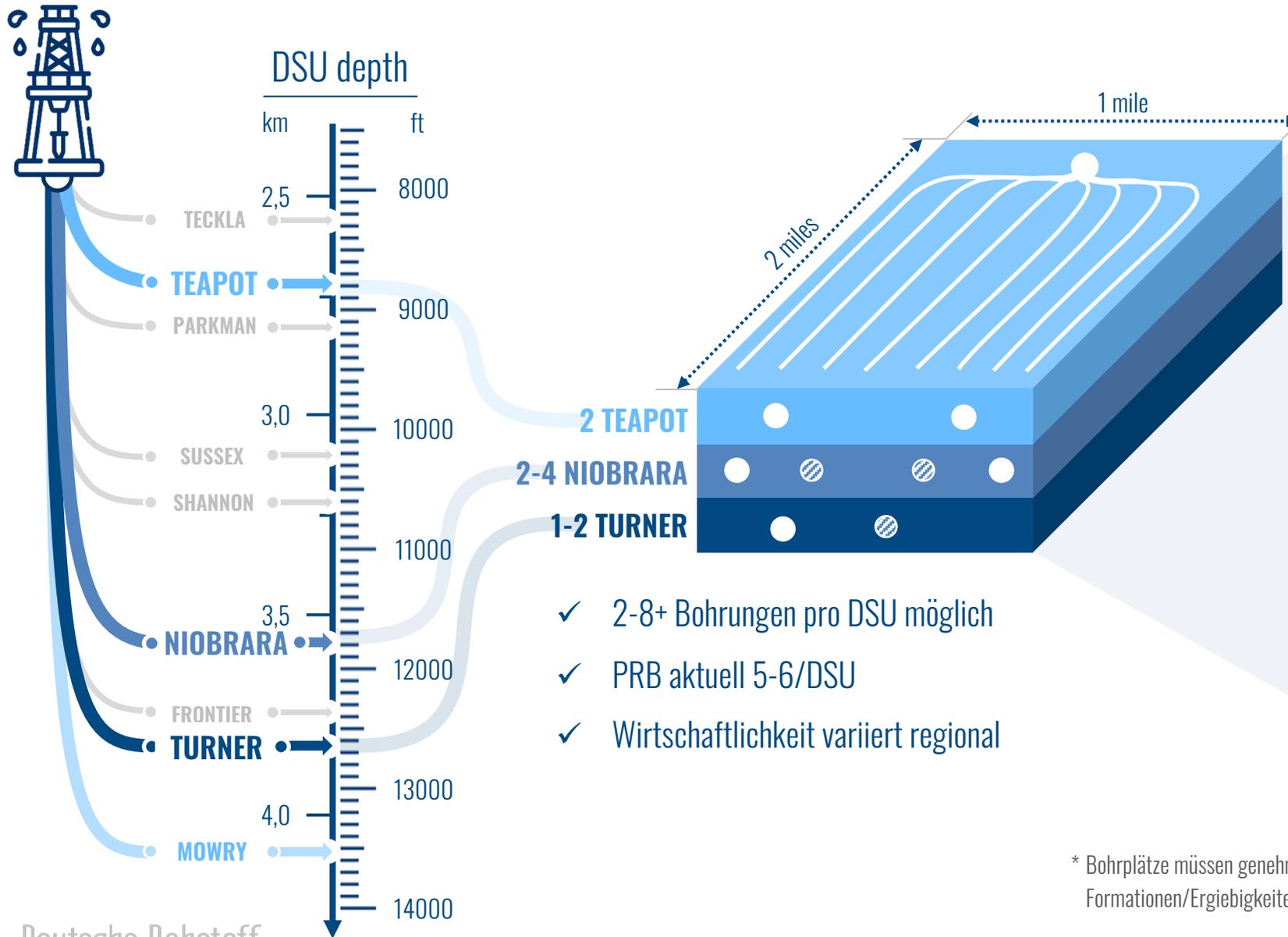
- Muddy
- Shannon
- Turner
- Parkman
- Niobrara
- Teapot
- Sussex
- Mowry
- Teckla
- Frontier

- EOG
- OXY
- Devon
- Continental
- Other
- Cub Creek
- Bright Rock

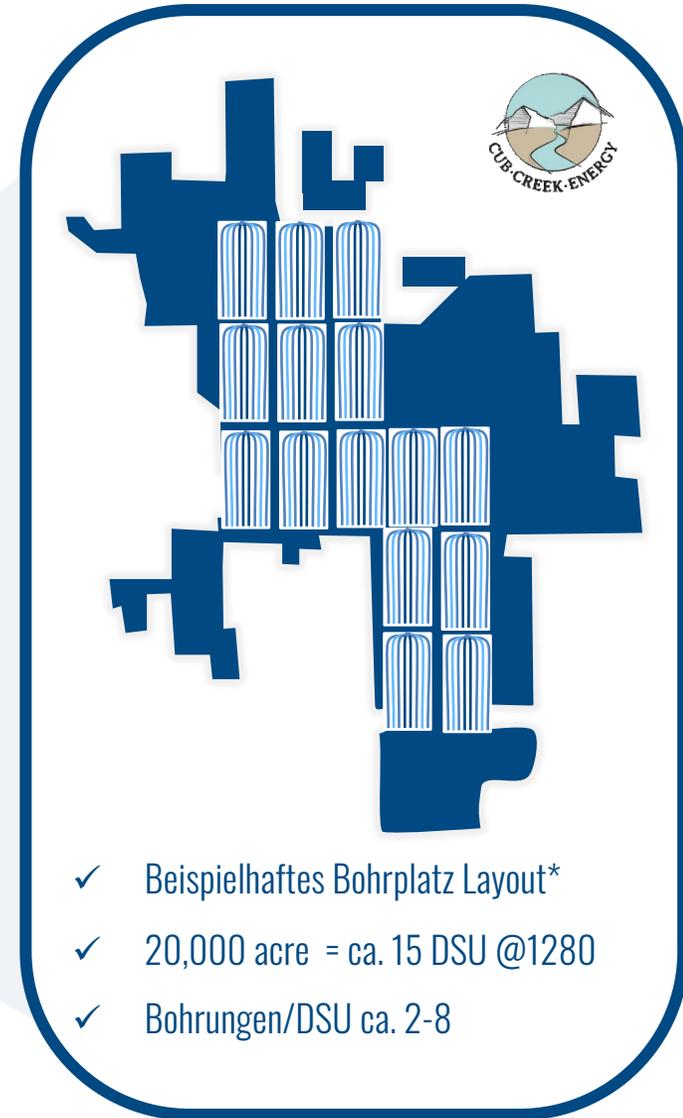
III – Umfassende Flächen in Wyoming



III. Wyoming - Beispiel möglicher Bohrungen*



- ✓ 2-8+ Bohrungen pro DSU möglich
- ✓ PRB aktuell 5-6/DSU
- ✓ Wirtschaftlichkeit variiert regional

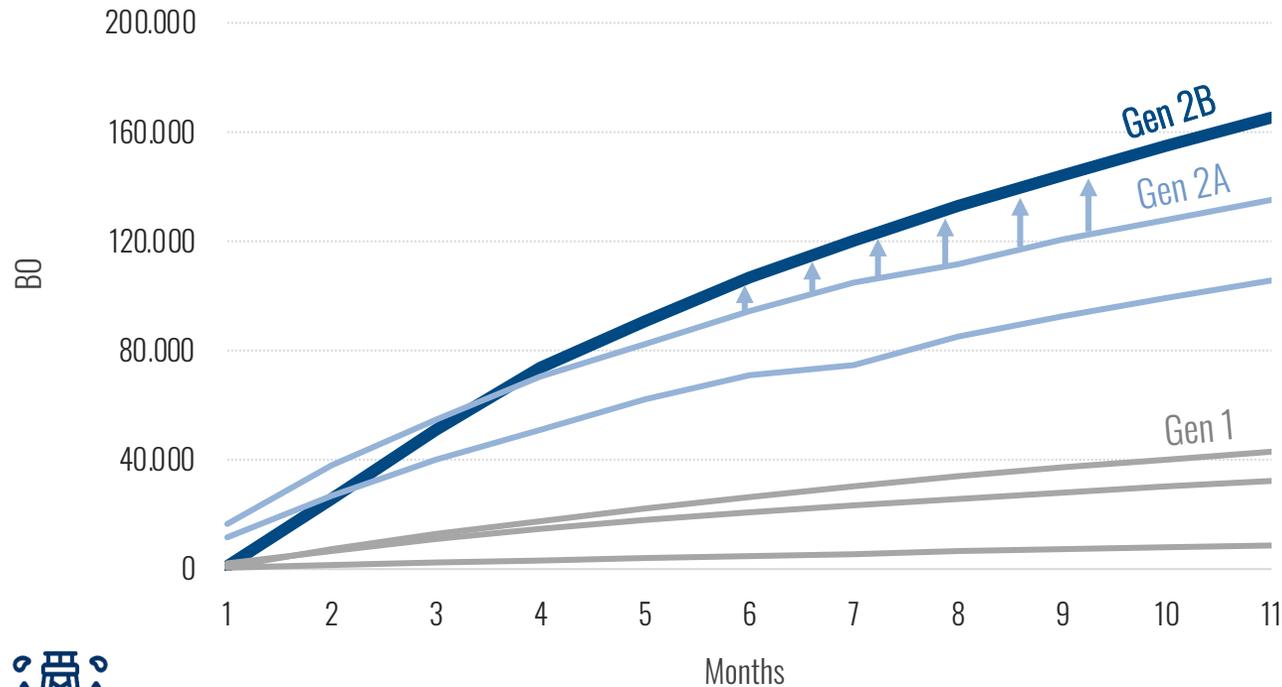


- ✓ Beispielhaftes Bohrplatz Layout*
- ✓ 20,000 acre = ca. 15 DSU @1280
- ✓ Bohrungen/DSU ca. 2-8

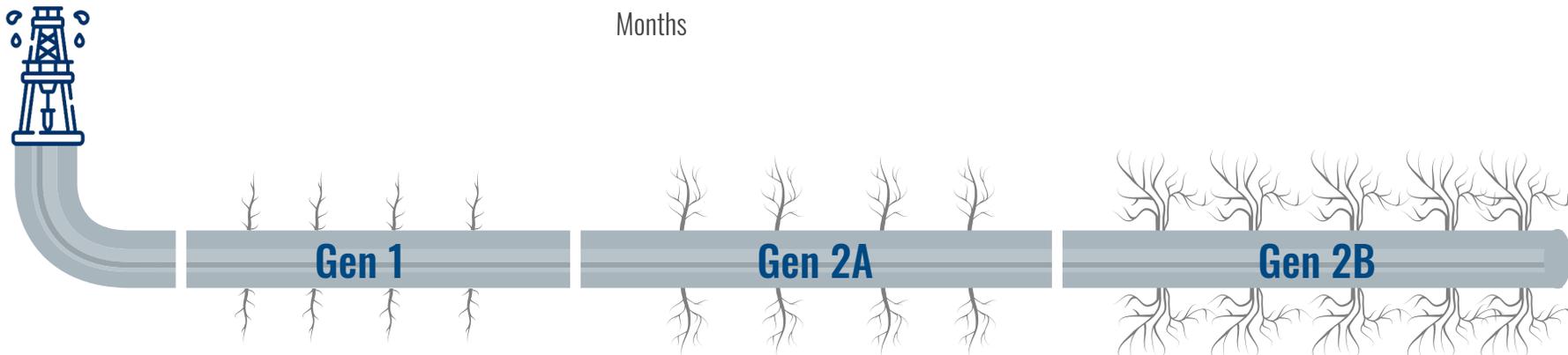
* Bohrplätze müssen genehmigt werden, weitere Analysen nötig, Anteil an Bohrungen rund 50-100%, Formationen/Ergiebigkeiten unterscheiden sich, nicht flächendeckend im PRB förderbar

III. Wyoming – Evolution der „Well Performance“

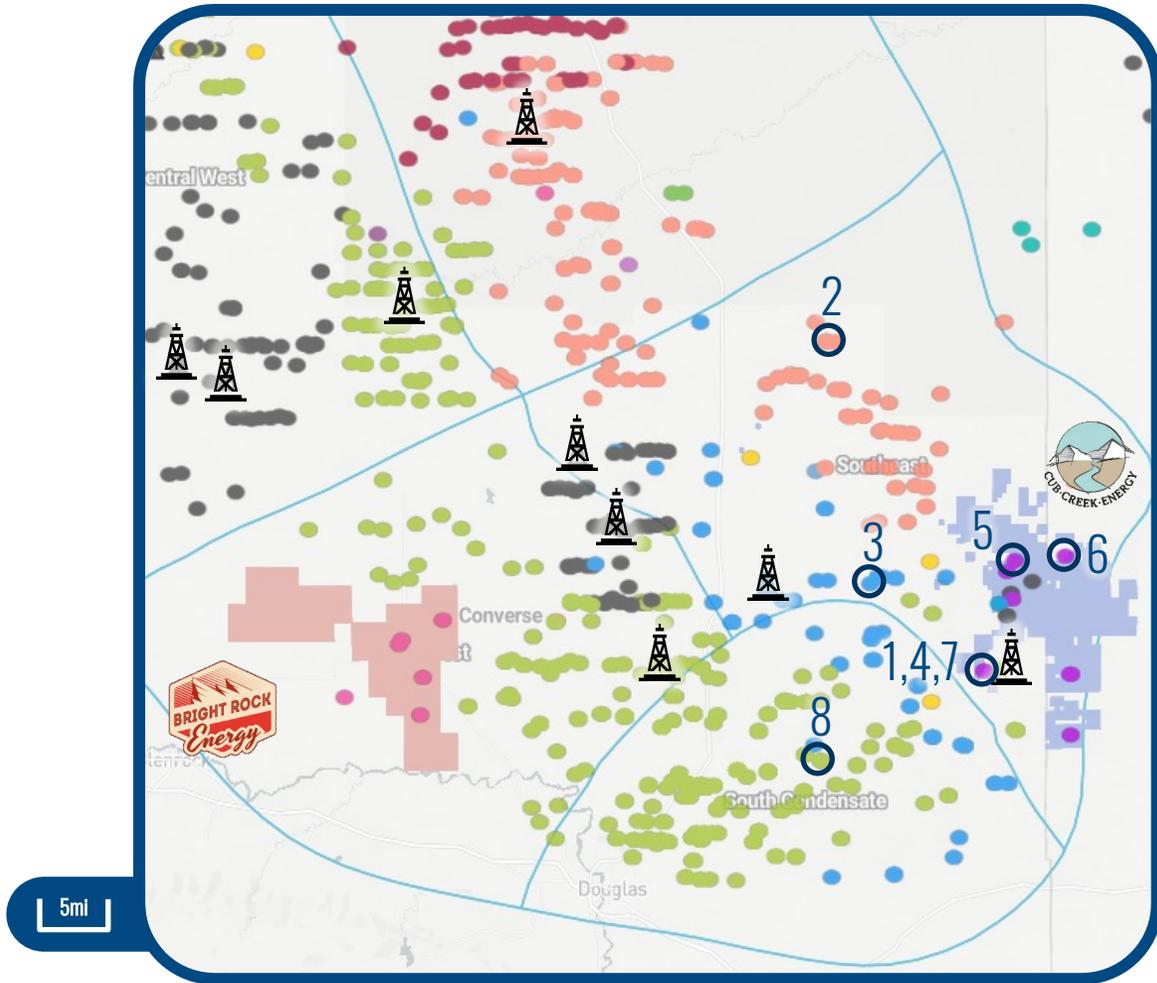
Kumulative Produktion



WELL NAME	FP Date	Comp. Gen
Buster 3502 35 73 N-DH	Nov-21	2B
Lucas Federal 1522 34-73 NDH	Nov-19	2A
Wil E Coyote Federal 2833-35-73 NDH	Oct-19	2A
Gilbert Ditch Unit 34-73 14-1H	Nov-11	1
South Hylton Ranch 34-74 24-1H	Aug-11	1
Gilbert Ditch Unit 34-73 4-2H	May-11	1



III. Wyoming



- EOG
- OXY
- Devon
- Continental
- Bright Rock
- Cub Creek
- Other

No.	Well Name	Operator	1st Prod. Date	Lat. Length (ft)	IP 30 BOEPD	% Oil
TEAPOT						
1	NETZ – 3468-12-1 2TXH	Cub Creek	Aug-18	9,284	1,202	81%
2	CU DOWNS FED 15-233769-4XTPH	Devon	Feb-20	9,158	849	88%
NIOBRARA						
3	EH FED UNIVERSE E 3569-25-N4H	OXY	Nov-21	9,802	987	77%
4	NETZ – 3468-12-1-2 NXH	Cub Creek	Dec-17	9,930	1,181	81%
5	LOST SPRINGS – 3567-8-20-2 NXH	Cub Creek	Oct-18	10,248	977	88%
6	FLAT TOP HILL – 3567-11-23-2 NXH	Cub Creek	Dec-18	9,930	1,004	82%
TURNER						
7	NETZ – 3468-12-1-2 TUXH	Cub Creek	Nov-17	6,018	1,139	74%
8	RANKIN 31-34-68 A TR 22H	Continental	Nov-18	10,126	1,161	27%

...und bietet sehr gute Bedingungen für die Öl- und Gasentwicklung



Signifikante Investitionen und umfassendes Entwicklungspotential



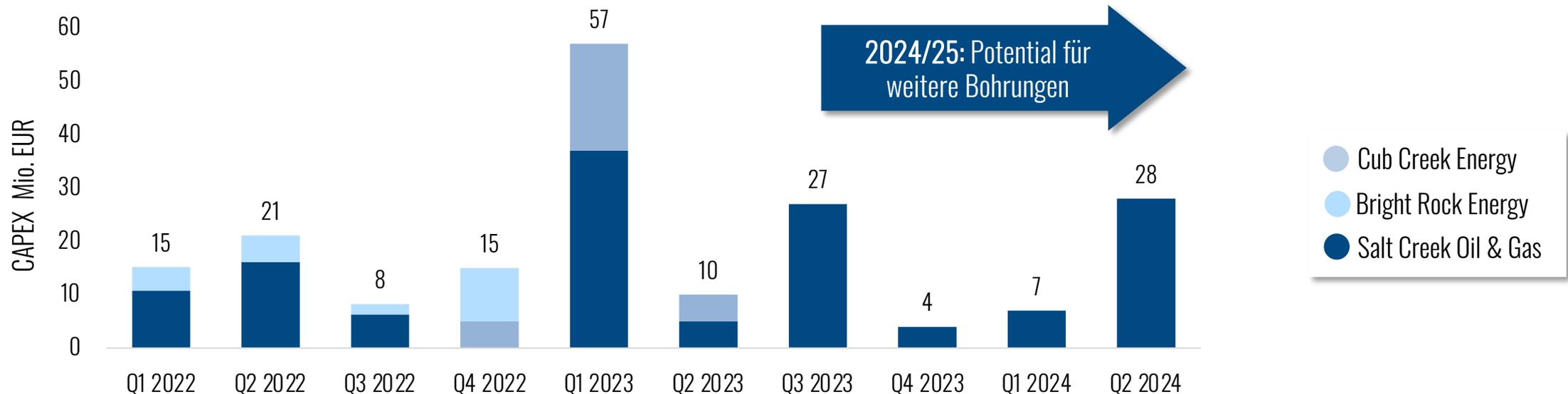
Eigene Flächen

- Weit über 100 Bohrungen möglich
- Aktuell ca. 20+ Permits
- Capex je Bohrung rund 8,5 bis 11,5 Mio. USD
- Payback bei WTI 75 USD ca. 2,5 bis 3,5 Jahre

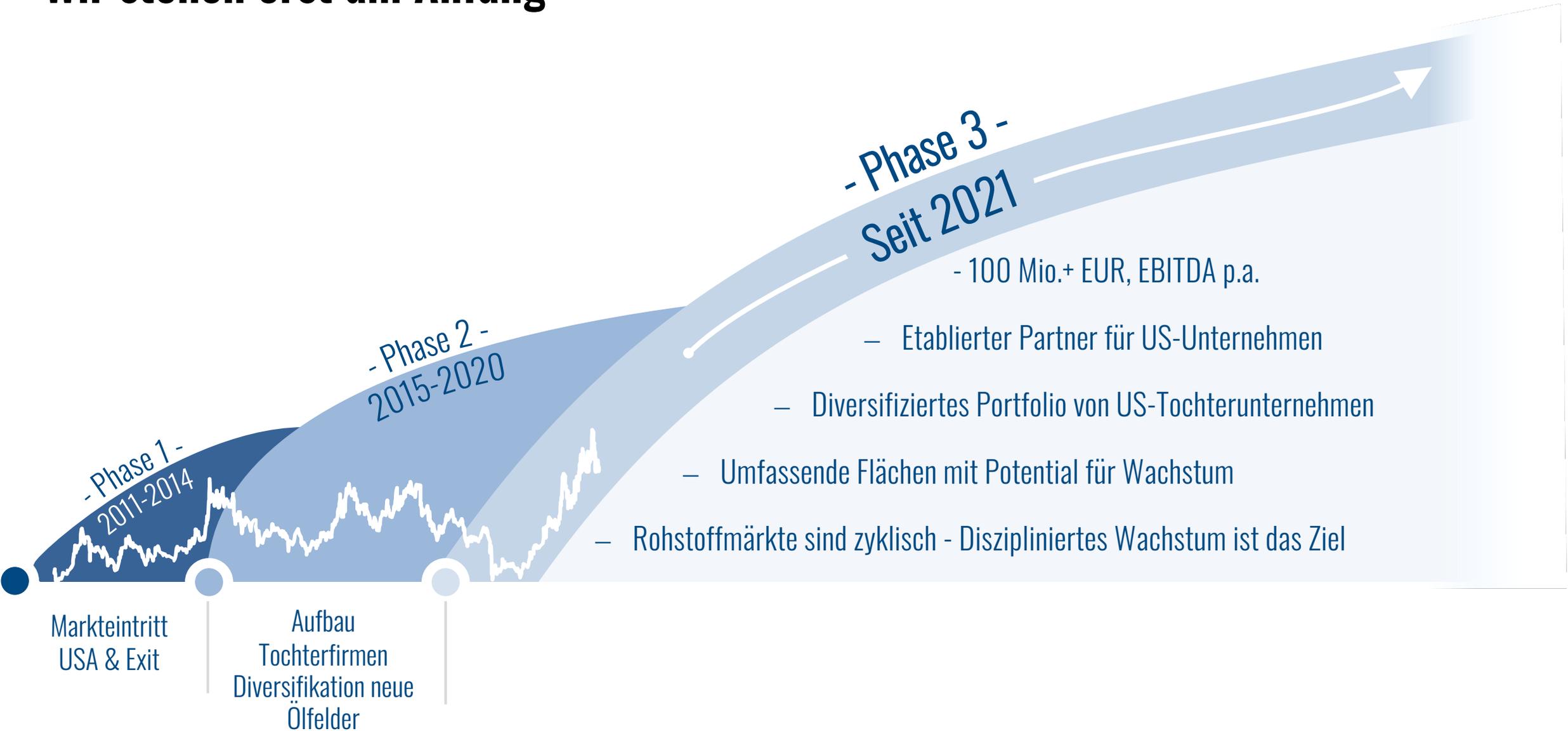


Bohrprogramm

- Bohrprogramm mit Oxy Petroleum, MCAP 67 Mrd. USD
- Investitionen von ca. 150 Mio. USD bis 2H24
- Deutsche Rohstoff etablierter Partner für US-Unternehmen



Wir stehen erst am Anfang



PART 2 - Wirtschaftlichkeit Ölbohrung in Wyoming

PART 1

Wirtschaftlichkeitstreiber
einer Öl- und Gasbohrung

PART 2

Wirtschaftlichkeit von
Ölbohrungen in Wyoming

PART 3

Vergleich der Bohrungen in
Colorado und Wyoming

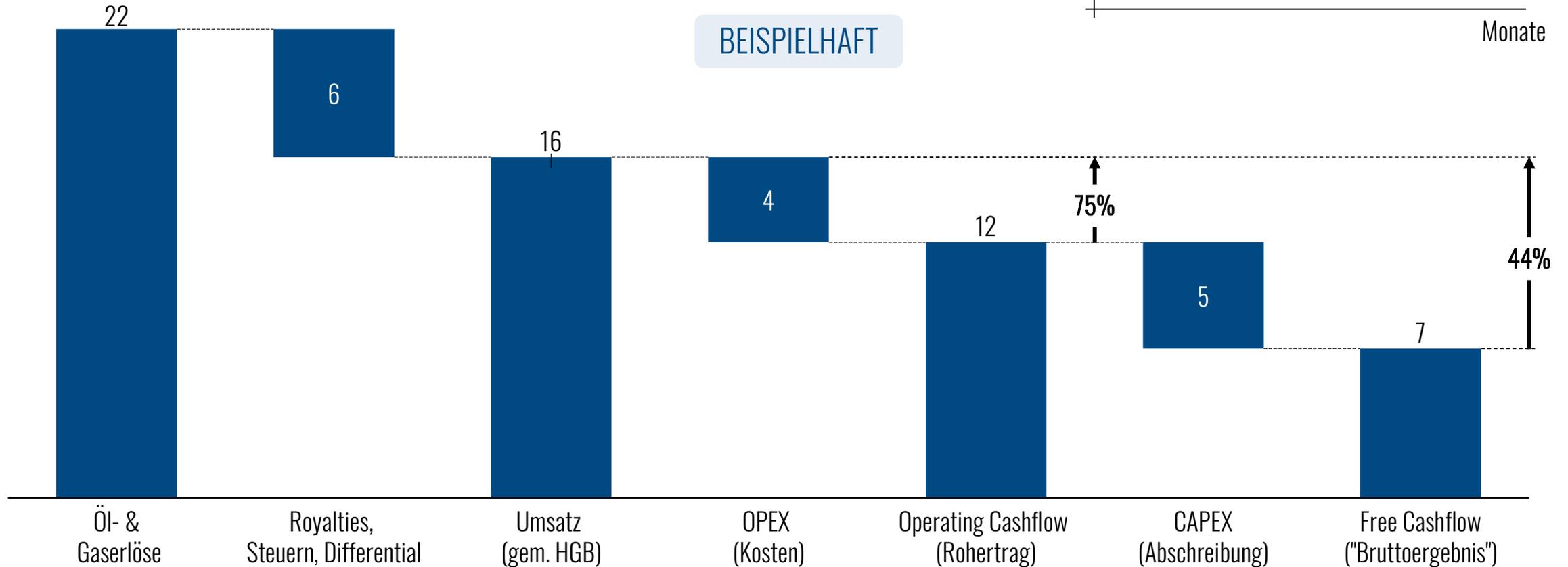
Cashflow und Rendite-Profil einer Bohrung (Colorado)

4 WESENTLICHE BAUSTEINE (in Mio. USD)

Annahme: Ölpreis 75 USD, Gaspreis 4 USD, Fördermenge 550 MBOE, Ölanteil 40%

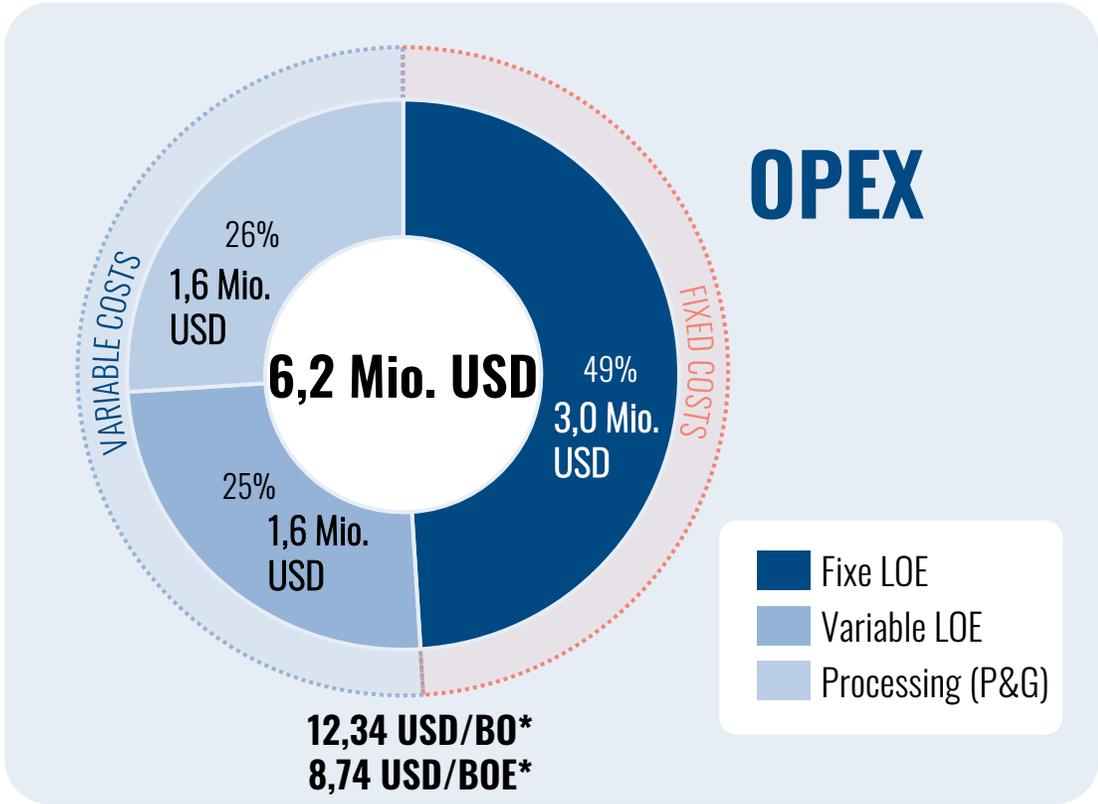
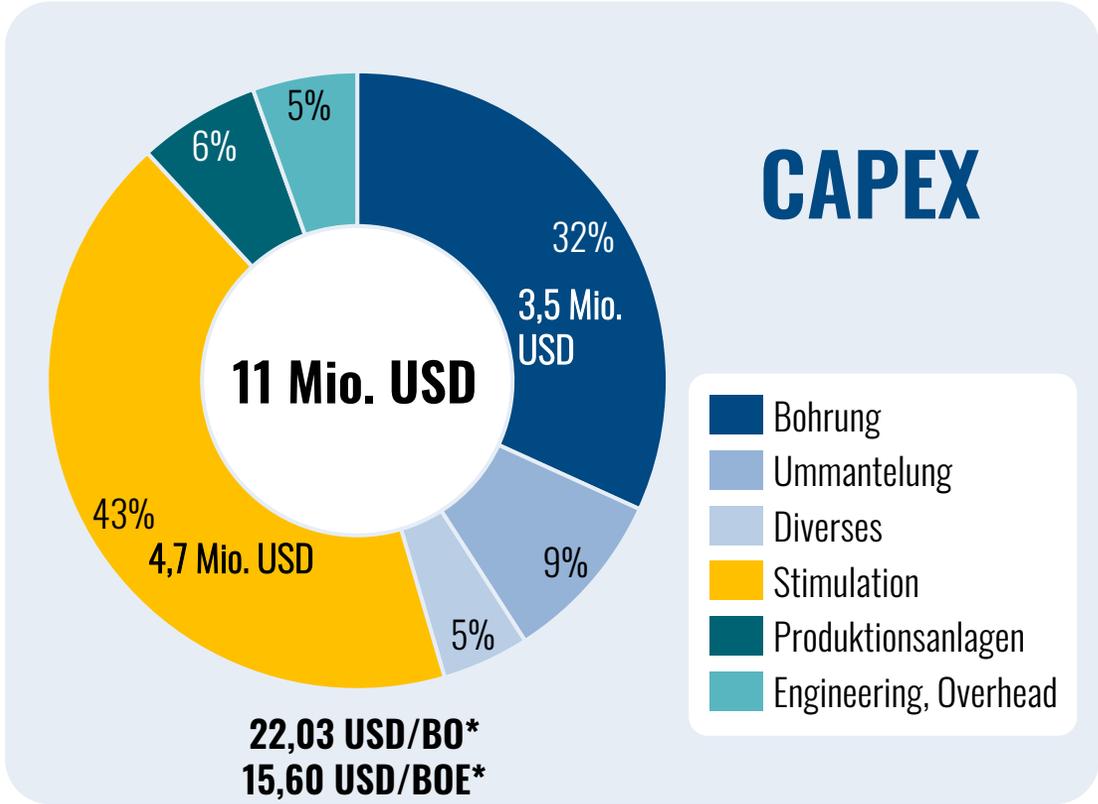


BEISPIELHAFT

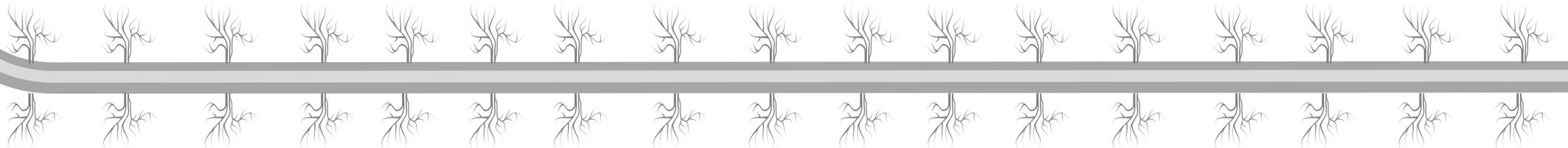


CAPEX und OPEX einer Bohrung (Wyoming)

BASE CASE
Annahmen

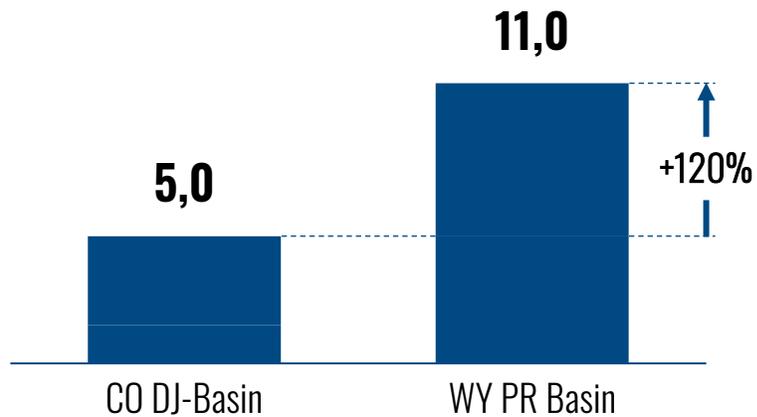


* 2,0 Meilen horizontale Niobrara-Bohrung, Powder River Basin, Wyoming, Fördermenge von 500.000 BO / 700.000 BOE

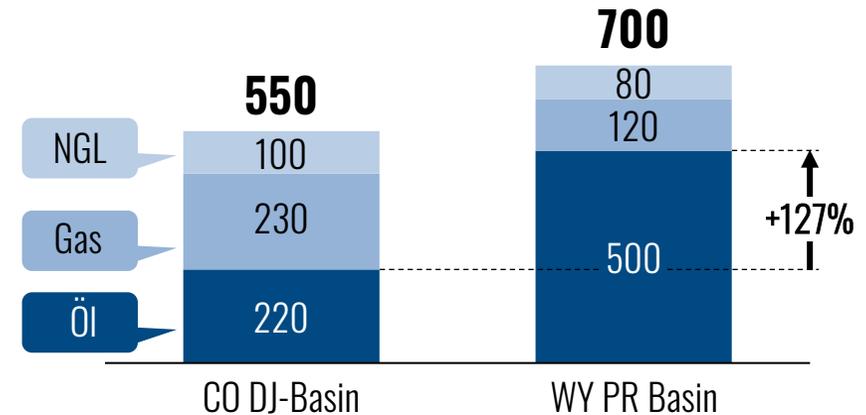


Höhere CAPEX werden kompensiert durch höhere Öl-Fördermenge

Vergleich der Investitionskosten zwischen DJ Basin vs. Wyoming-PR Basin in Mio. USD



Reservenvergleich* zwischen DJ Basin vs. Wyoming-PR Basin Bohrungen in Tsd. BOE



Gründe:

- Größere Bohrtiefe: PRB > 12.000 Fuß vs. DJ 6-7.000 Fuß
- Höherer Reservoirdruck erfordert zusätzliche Stahlverrohrungen
- Inflation und aktuell noch Einzelbohrungen im PRB

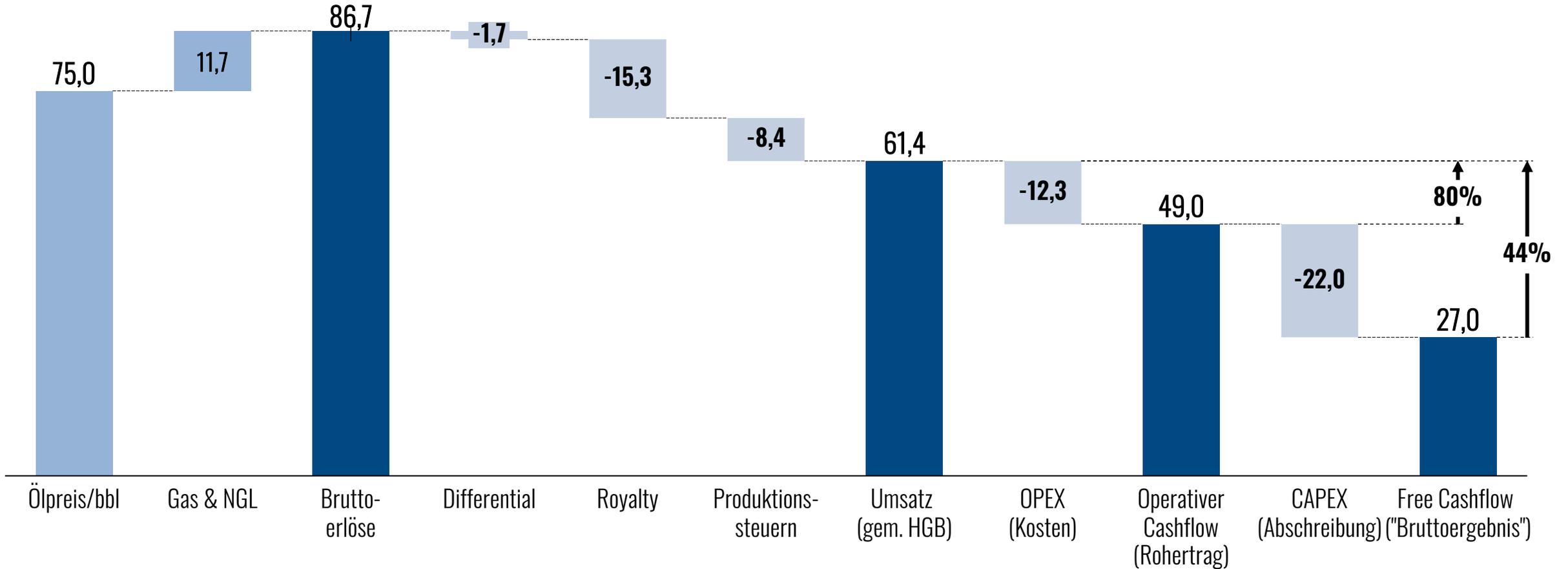
Kompensation:

- Höhere Bohrkosten werden durch höhere Fördermenge kompensiert
- Ölanteil steigt von 40% auf über 70%

* Unterstellte Fördermenge über die Laufzeit = 500.000 BO/700.000 BOE in WY und 550.000 BOE in Colorado, beispielhaft, Ergebnisse können stark schwanken

USD/Barrel Öl Cost Breakdown – Wyoming Single Well Economics

BEISPIELHAFT



* 2.0 Meilen horizontale Niobrara-Bohrung, Powder River Basin, Wyoming / Gaspreis 4 USD / Bohrkosten 11,0 Mio. USD / Fördermenge 500 MBO / 100% Anteil

Wirtschaftlichkeit einer Einzelbohrung, Powder River Basin Wyoming

BEISPIELHAFT

EINZELBOHRUNG

BASE CASE (500 MBO)

Bohrung (CAPEX)	11,0 Mio. USD
Ölpreis WTI	USD 75,00 / Barrel
Gaspreis	USD 4,00 / MCF
Nutzungszeitraum	20-25 Jahre
Amortisationszeit	2,8 Jahre
Interner Zinssatz	30%
Umsatz	31 Mio. USD
Free Cash Flow	13,5 Mio. USD

SENSITIVITÄTEN

	ÖLPREIS		GESAMTMENGE		BOHRKOSTEN	
	USD 75,00 / Barrel		500 MBO		11,0 Mio. USD	
	-20%	+20%	-100 MBO	+100 MBO	-20%	+20%
Amortisationszeit (Jahre)	4,8	1,9	4,5	1,8	1,8	4,1
Interner Zinssatz (in %)	15%	52%	16%	50%	56%	18%
Free Cash Flow in Mio. USD	8,0	19,0	8,0	19,0	15,7	11,3

Potentiale (u.a.):

- Reduktion der Tage pro Einzelbohrung: Verkürzung um einen Tag spart ca. 0,1 Mio. USD
- Reduktion der Wasserkosten durch den Bau von aktuell 3 großen Vorratsbecken
- Partizipation am generellen Ausbau der Infrastruktur: Zunehmende Bohr- und Fertigstellungsaktivitäten erhöhen den Wettbewerb der Dienstleister

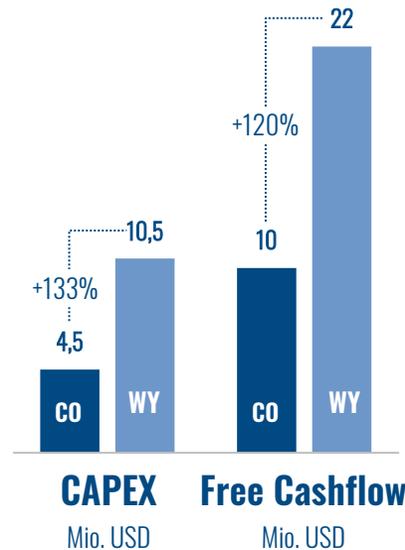
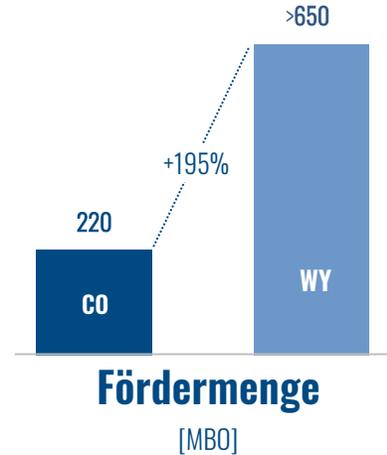
Bohrungen in WY und CO aus 2021 sind extrem ertragreich



COLORADO

12 Bohrungen, Produktionsstart Nov. 2021

CAPEX (pro Bohrung)	4,5 Mio. USD
durchschnittl. Ölpreis bis 10/22	94 USD / Barrel
Ölpreis (Annahme) ab 11/22	75 USD / Barrel
Fördermenge (Öl pro Bohrung)	220 MBO
Amortisationszeit	1 Jahr
Interner Zinssatz	>100%
Free Cashflow	10 Mio. USD



WYOMING

1 Bohrung, Produktionsstart Okt. 2021

CAPEX	10,5 Mio. USD
durchschnittl. Ölpreis bis 10/22	93 USD / Barrel
Ölpreis (Annahme) ab 11/22	75 USD / Barrel
Fördermenge (Öl)	> 650 MBO
Amortisationszeit	< 1 Jahr
Interner Zinssatz	>100%
Free Cashflow	22 Mio. USD



Deutsche Rohstoff AG
Q7, 24
68161 Mannheim, Germany
+49 621 490 817 0
info@rohstoff.de