

# Meged Field, Israel

## Economic Analysis of 2P Reserves and 2C Contingent Resources

N J R Wright

Greensand Associates Ltd

November 25<sup>th</sup> 2010

## **Background and Introduction**

This report was prepared by Greensand Associates Ltd (Greensand) at the request of Mr Tovia Luskin of Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) (Givot), following the completion of a detailed test evaluation and Reservoir Modelling study of the Meged-5 well by an internationally recognised reservoir engineering consultant, and a Reserves Classification Report by RDS Ltd.

Meged-5, drilled during 2010 near the crest of the Meged structure, was subjected to extensive testing from 4 different zones in the oil-bearing Mohilla and Saharonim Formation carbonates, including trial hydraulic fracturing (“frac’ing”), over a 2 month period. The data from these tests, combined with geological information from all available wells and seismic, was used to build a detailed Reservoir Model of the field and to predict the production behaviour of potential future wells under different circumstances – including the successful frac’ing of the main productive zones, and the response of potential wells to artificial lift (probably gas lift). The results of this study were made available to Greensand and to RDS by Givot in the form of a comprehensive technical report.

Greensand was previously asked to develop a provisional simplified, field development scheme for the Meged field, and using appropriate production profiles to develop, in consultation with Givot, a series of reasonable production scenarios for the field. A provisional economic model for the development scenarios was then built, using the Givot’s estimates of drilling and completion costs, operating expenses etc. along with estimates of other capital expenditures and Greensand’s understanding of the applicable fiscal terms. It must be stressed that all these cost estimates are of a highly provisional nature and are subject to significant variation in the future as more detailed estimates are obtained; however, in our opinion they represent a reasonable view of what a development of the Meged asset might look like.

Following the completion of the Reserves Classification Report by RDS, Greensand was asked to produce versions of the Meged Economic Model which correspond to the 2P ‘Reserves’ and 2C ‘Contingent Resource’ volumetric scenarios.

The Opinion given here is entirely independent; neither Mr Wright nor Greensand Associates Ltd have any direct link with or financial interest in Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993), and no agreement exists between them apart from that covering the generation of this Opinion (‘Provision of Consulting Services to Givot Olam’ – Dated 26<sup>th</sup> August 2010). Permission is given to publish this Opinion as a report to the Tel Aviv Stock Exchange and to include it in presentations on the clear understanding that it represents a subjective view of the Meged Field based on data made available by Givot.

## **Economic Modelling**

Economic values of the provisional development scenarios are evaluated using a simple Spreadsheet analysis. No inflation factors have been applied, either to costs or to sale prices, at this stage.

### **Production Profiles**

Profiles were derived from the Reservoir Modelling work by the reservoir engineering consultant, and provided by Givot. Profiles have been modified and simplified for economic modelling purposes, but Greensand has not verified the reservoir modelling upon which the profiles are based. Full field profiles were built up from individual well profiles scheduled according to the proposed development scheme. The input data was only for oil; associated gas is present in the oil (1,600 – 1,700 scf/bbl) although no consideration has been given at this stage to the potential for gas sales, or the associated costs.

### **Product Prices**

- As noted above, no consideration has been given at this stage to the sale of gas from the field, although based on current understanding this may represent a significant future resource.
- Oil prices have been modelled as “flat”, with no annual increases (or decreases). A \$70 / bbl price was used as a Base Case; no discount was applied for actual price received at the refinery, as the investigation of this aspect of the development was beyond the scope of this preliminary study. Oil price sensitivity was examined over a wide range of oil prices, from \$30 to \$90 / bbl (see pages 13 and 17).

### **Capital Costs**

- Well costs to drill the approximately 4,800 m deep development wells are estimated by Givot to be around \$10 million, based on experience with Meged-5 and earlier wells in the field. This is regarded as a “Dry Hole” cost – and a certain number of “failed” wells are assumed in the modelling.
- Fracture and completion costs are estimated to be \$2.5 million per well. No account has been taken of the economies of scale; an ongoing frac/completion programme involving several wells a year would probably achieve a lower cost
- Gas lift is assumed in several of the Scenarios, with costs per well of \$2 million. An additional capital cost of \$5 million is estimated for central gas compression
- It is assumed that a Central Processing Facility would be built, comprising a production gathering system, separator, oil stabilization, storage, gas compression etc , but no engineering estimates were available for any such facility. A very rough estimate of \$50 million, for a simple facility capable of handling 20,000 bopd and up to 35 MM scf/d gas, has been used as a “place holder” pending the development of engineering estimates.

- An additional annual capital budget of \$5 million has been applied for various “infield” capital projects such as road building, site improvement, field infrastructure etc.
- A standard 15% of total Capex has been assumed for Abandonment Costs at the end of the project, if it falls within the 30 year scope of the evaluation model.
- Overall, the ‘2P Reserves Case’ of 10.5 MM bbl has a gross development cost of less than \$6 / bbl increasing to ca \$6.70/ bbl for the ‘Reserves + Contingent Resources Case’ (higher due to the assumed inclusion of a Central Processing Facility). These metrics are regarded as reasonable on an industry-wide basis, and would compare favourably with many projects world-wide.

### **Operating Costs**

- Individual well Opex is assumed to be \$0.25 million per annum, per active well, plus \$1.00 / bbl for “infield” operating costs (process etc)
- Transportation and processing costs associated with trucking oil to the refinery (at Haifa) is assumed to be \$3.00 / bbl, based on information provided by Givot.
- At the peak production levels assumed of 16,000 bopd is probable that a pipeline would be justified for transportation to the refinery. This has not however been modelled.

The aggregate operating costs are in the range \$5 - \$6 /bbl in all scenarios.

### **Commercial and Fiscal Terms**

- We understand that has a Givot 99% working interest in the Meged Field license, which is subject to a Gross Over-riding Royalty of 20.4%, payable to the “General Partner”. Details of this arrangement have *not* been independently verified by Greensand.
- The license is also subject to a 12.5% State Royalty
- These Royalty deductions are reflected in the Net Value calculations in the models. It should be noted, however, that in reporting Reserves or Resources net to Givot these royalty obligations should be accounted for, and the “Net Entitlement” Reserves or Resources will be reduced by about 34%.
- A very simple tax model has been applied, based on a Corporation Tax rate of 25% and a depreciation allowance of 20% applied across the board to *all* capital expenditures. It should be stressed that this ‘project’ tax model is intended for indicative purposes only and does *not* represent the view of a qualified tax expert.

## Summary and Conclusions

The results of the analysis are presented in the following pages, and concentrate on 2 Scenarios:

- 1) **'2P Reserves'**; 3 well development corresponding to approved 2011 programme, \$70 oil  
*2P Reserves represent the "P50" recoverable oil volumes which are assessed by RDS to have a 50% chance of being exceeded, and which result from an approved development plan.*
  
- 2) **'2P + 2C Contingent Resources'**; 16 well development in the Core Area only, \$70 oil  
*2C Contingent Resources represent the "P50" recoverable oil volumes which are assessed by RDS to have a 50% chance of being exceeded, but for which a development plan has yet to be funded or approved. These resources would be expected to be upgraded to "Reserves" once this contingency has been met.*

Scenario values are shown as NPV10 – the calculated Net Present Value discounted at 10%(a widely accepted industry standard).

Results are summarised on page 18.

Pages 10-12 and 14-16 give the summary profiles used, and the Before and After Tax cash flow summaries for the '2P Reserves Case' and the "2P + 2C Contingent Resources Case' respectively.

## **Conclusions**

The analysis demonstrates that based on the production profiles provided to us by Givot, the development of the Meged Core Area has robust economics under both the scenarios examined, and could be a highly profitable venture if the predicted well production volumes prove to be achievable and sustainable.

## Qualifications

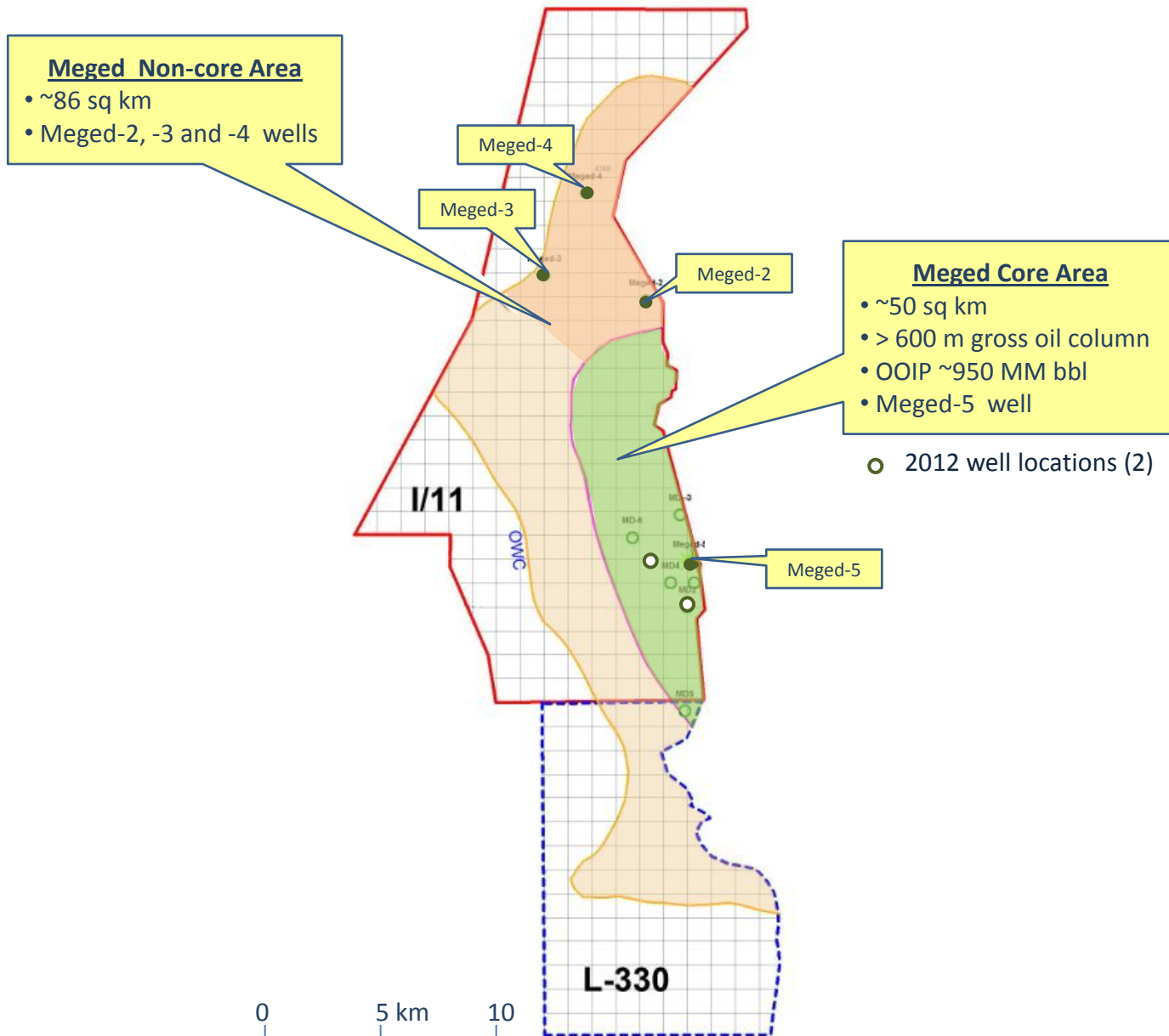
The evaluations in this report are provided by Mr N.J.R Wright (Nick).

Mr Wright is a Petroleum Geologist by training, with a long career in the international Oil & Gas industry, much of it spent working for Phillips Petroleum Company in the United States, Canada, Norway and the UK. Apart from exploring for oil in basins around the world, he has managed non-operated interests in some major North Sea field development projects and has extensive Commercial experience gained as a portfolio manager and strategic planning director.

Since 2004 Mr Wright has acted as consultant to a number of Oil & Gas companies, through his company Greensand Associates Ltd, mainly in the areas of project evaluations and A&D. He also provides technical support and advice to various financial institutions in the City of London, and has worked extensively in the Alternative Investment Market (AIM) of the London Stock Exchange, acting as an advisor to 'Nomads' in the Oil & Gas sector. In this capacity, Mr Wright has been involved in the technical Due Diligence, Reserve and Resource verification and Valuations of numerous Oil & Gas companies being brought to the AIM market.

Mr Wright is a long-standing member of the American Association of Petroleum Geologists and the Petroleum Exploration Society of Great Britain.

# Meged Field Area



# Meged Field

## Approved 2011-2012 Business Plan

### High Level Schedule

	2010			2011												2012												
	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
<b>Meged-5</b>																												
Meged-5 Frac Testing			■	■																								
Meged-5 Production Testing				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■													
Permitting			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■													
Production																												
<b>Development Planning</b>																												
Production Test evaluation																												
Permitting																												
Development Plan																												
<b>Field Development (Phase 1)</b>																												
Rig contracting, mobilisation																												
Meged-6																												
Meged-7																												
etc																												

On Production

On Production

# Meged Field

## Provisional Economic Analysis

### Reserves & Resources

RDS Report assigns Reserves as follows:

1P	2.2 MM bbl
2P	10.5 MM bbl
3P	16.9 MM bbl

Low case profile for development of Meged-5 well only  
 Corresponds to 3 well development plan, including Meged-5 and two wells approved for development in 2012. 3.5 MM bbl per well.  
 3 well development plan, but with higher recovery of 5.6 MM bbl per well

RDS assign Contingent Resources as follows:

1C	31.9 MM bbl
2C	59.9 MM bbl
3C	90.1 MM bbl

40 additional wells?  
 40 additional wells, average 1.5 MM bbl per well. Of these, 13 lie within the “Core Area” and are assumed to have higher reserves per well of 3.5 MM bbl (45.5 MM bbl total). 27 wells on the Non-Core area assumed to have lower recoveries (<1 MM bbl/well).  
 40 additional wells, with higher recovery per well

### Scenarios

“2P Reserves” 10.5 MM bbl

3 well development as for 2P case

“2P + 2C

Contingent Resources” 56.0 MM bbl

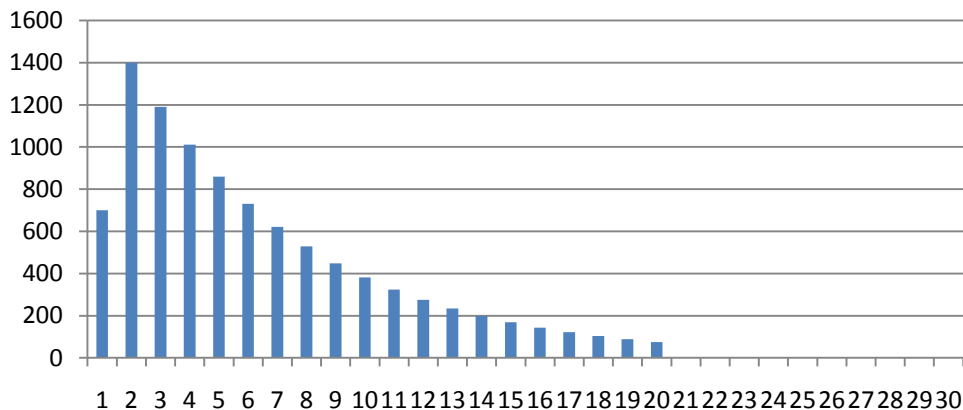
16 well development within the Core Area only.  
 3 dry holes drilled  
 Recoverable volumes = 10.5 (2P) + 45.5 (2C) = 56 MM bbl

# Meged Field

## Provisional Economic Analysis

### 2P Reserves Scenario – Production Profiles

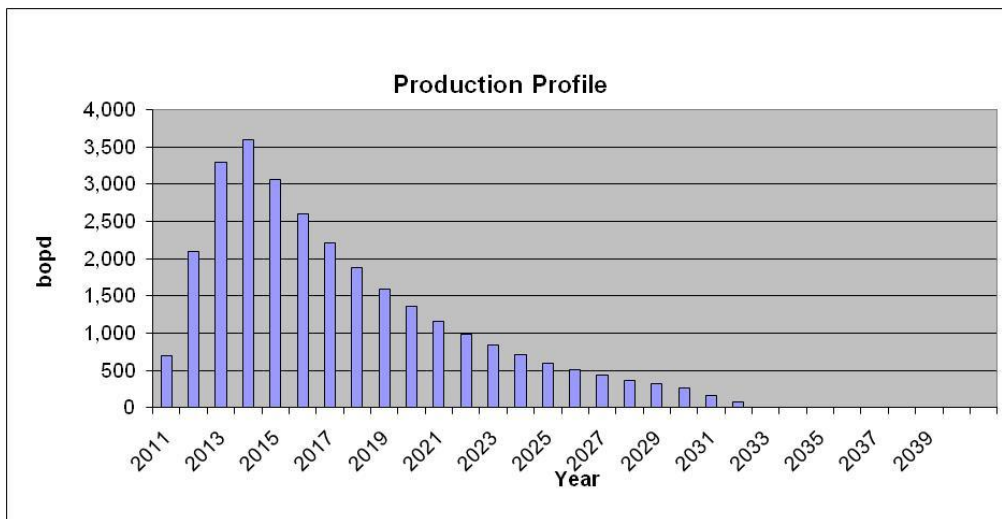
#### Single well



- 1,400 bopd
- 1-2 year plateau
- 3.5 MM bbl recovery over 20 years

6 months production (on average) assumed in Year 1

#### 3 well Development of 2P Reserves



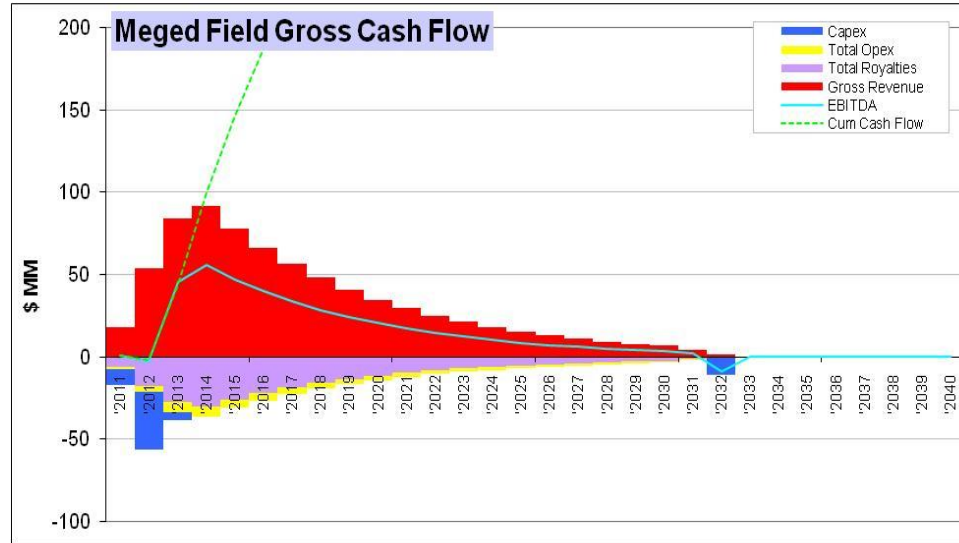
- 3,500 bopd peak production
- ~3 year plateau
- 10.5 MM bbl gross recovery over 21 years

# Meged Field

## Provisional Economic Analysis

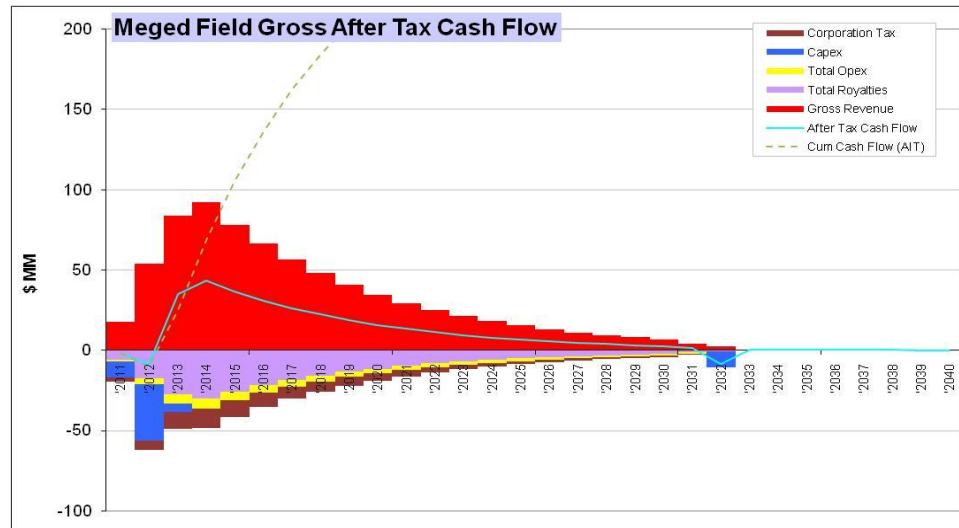
### 2P Reserves Scenario – Cash Flow Summaries

#### Before Income Tax



- \$70 / bbl oil price (flat)
- NPV<sub>10</sub> \$195 MM
- NTER 7.3
- Project is self funding after 2012

#### After Income Tax



- \$70 / bbl oil price (flat)
- 25% CT assumed
- NPV<sub>10</sub> \$144 MM
- NTER 5.7
- Project is self funding after 2012

**Meged Field - Provisional Economic Model - Before Tax**      **3.5 MM bbl per Type 1 Well**      **Case 5-1**      **2P Reserves**      **\$70 Oil Price**

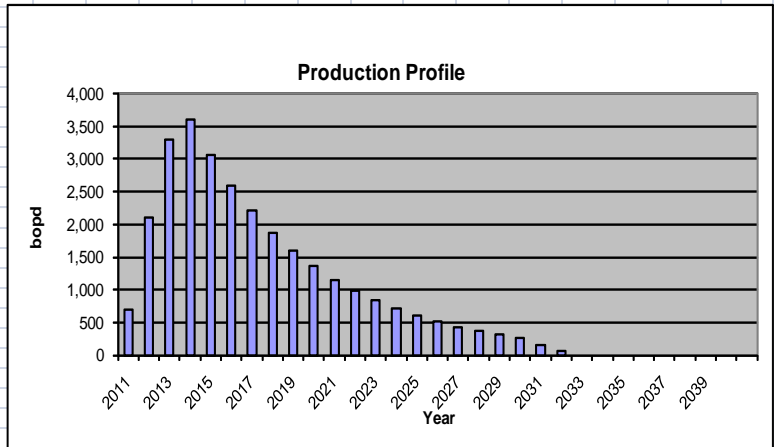
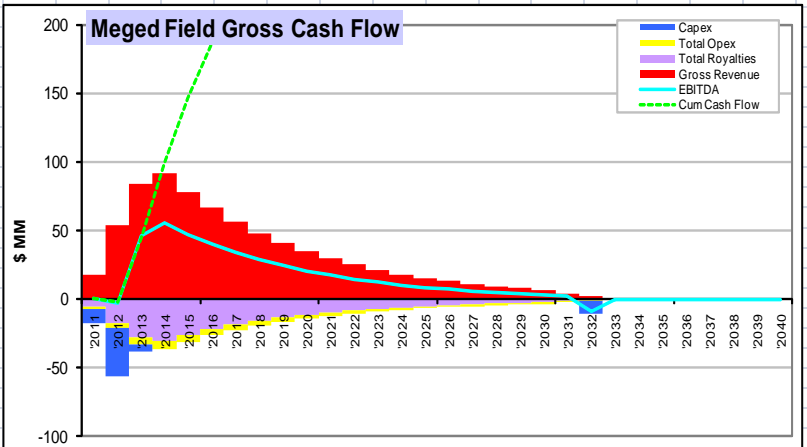
				2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
				PHASE 1			PHASE 2			PHASE 3																							
Wells Drilled	Rig 1	number	2	2																													
	Rig 2	number	0																														
Producers added	Dry holes	number	0																														
	Net	number	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Well Count (yr end)	Type 1	number	3	1	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Type 2	number	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Capex	Drilling	10.0	20.0	0.0	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
	Frac & Com	5.0	0.0	2.5	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
	Artificial Lift	5.0	0.0	2.5	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
	Facilities	20.0	10.0	10.0	0.0																												
	Pipeline Abandonment	0.0																															
Total	MM USD	60	10.0	35.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		

				2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Profile bopd	2010	bopd	3.5	700	1,400	1,190	1,012	860	731	621	528	449	381	324	276	234	199	169	144	122	104	88	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	2011	bopd	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	2012	bopd	3.5	700	1,400	1,190	1,012	860	731	621	528	449	381	324	276	234	199	169	144	122	104	88	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	2013	bopd	3.5	700	1,400	1,190	1,012	860	731	621	528	449	381	324	276	234	199	169	144	122	104	88	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	2014	bopd	0.0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	2015	bopd	0.0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	2016	bopd	0.0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Annual production	2017	bopd	0.0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	2018	bopd	0.0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2019	bopd	0.0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2020	bopd	0.0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	TOTAL	bopd	10.5	700	2,100	3,290	3,602	3,061	2,602	2,212	1,880	1,598	1,358	1,155	981	834	709	603	512	435	370	315	267	163	75	0	0	0	0	0	0	0		
		MM bbl	10.5	0.26	0.77	1.20	1.31	1.12	0.95	0.81	0.69	0.58	0.50	0.42	0.36	0.30	0.26	0.22	0.19	0.16	0.14	0.11	0.10	0.06	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		

				\$/bbl	\$70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
--	--	--	--	--------	------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

				MM USD	736	17.9	53.7	84.1	92.0	78.2	66.5	56.5	48.0	34.7	29.5	25.1	21.3	18.1	15.4	13.1	11.1	9.5	8.0	6.8	4.2	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gross Revenue																																	
Royalties	20.4%	MM USD	-156	-3.65	-10.95	-17.15	-18.77	-15.92	-13.56	-11.53	-9.80	-8.33	-7.08	-6.02	-5.12	-4.35	-3.70	-3.14	-2.67	-2.27	-1.93	-1.64	-1.39	-0.85	-0.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
State Royalty	12.5%	MM USD	-92	-2.24	-6.71	-10.51	-11.50	-9.78	-8.31	-7.06	-6.00	-5.10	-4.34	-3.69	-3.13	-2.66	-2.26	-1.92	-1.64	-1.39	-1.18	-1.00	-0.85	-0.52	-0.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Total Royalties	-\$23.0	MM USD	-242	-5.88	-17.65	-27.66	-30.27	-25.73	-21.87	-18.59	-15.80	-13.43	-11.42	-9.71	-8.25	-7.01	-5.96	-5.07	-4.31	-3.66	-3.11	-2.64	-2.25	-1.37	-0.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Well Opex, per well	0.25	MM USD		-0.25	-0.50	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.75	-0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Opex, \$/bbl	\$1.00	MM USD	-11	-0.26	-0.77	-1.20	-1.31	-1.12	-0.95	-0.81	-0.69	-0.58	-0.50	-0.42	-0.36	-0.30	-0.26	-0.22	-0.19	-0.16	-0.14	-0.11	-0.10	-0.06	-0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
T and P, \$/bbl	\$3.00	MM USD	-32	-0.77	-2.30	-3.60	-3.94	-3.35	-2.85	-2.42	-2.06	-1.75	-1.49	-1.26	-1.07	-0.91	-0.78	-0.66	-0.56	-0.48	-0.41	-0.34	-0.29	-0.18	-0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Total Opex	\$5.40	MM USD	-57	-1.27	-3.57	-5.55	-6.01	-5.22	-4.55	-3.98	-3.49	-3.08	-2.73	-2.44	-2.18	-1.97	-1.79	-1.63	-1.50	-1.39	-1.29	-1.21	-1.14	-0.74	-0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Capex	\$5.70	MM USD	-60	-10.00	-35.00	-5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
EBITDA	\$35.86	MM USD	377	1	-3	46	56	47	40	34	29	24	21	17	15	12	10	9	7	6	5	4	3	2	-9	0	0	0	0	0	0		
Cum Cash Flow	\$/bbl	MM USD		1	-2	44	100	147	187	221	250	274	295	312	327	339	349	358	365	371	376	381	384	386	377	377	377	377	377	377	377		

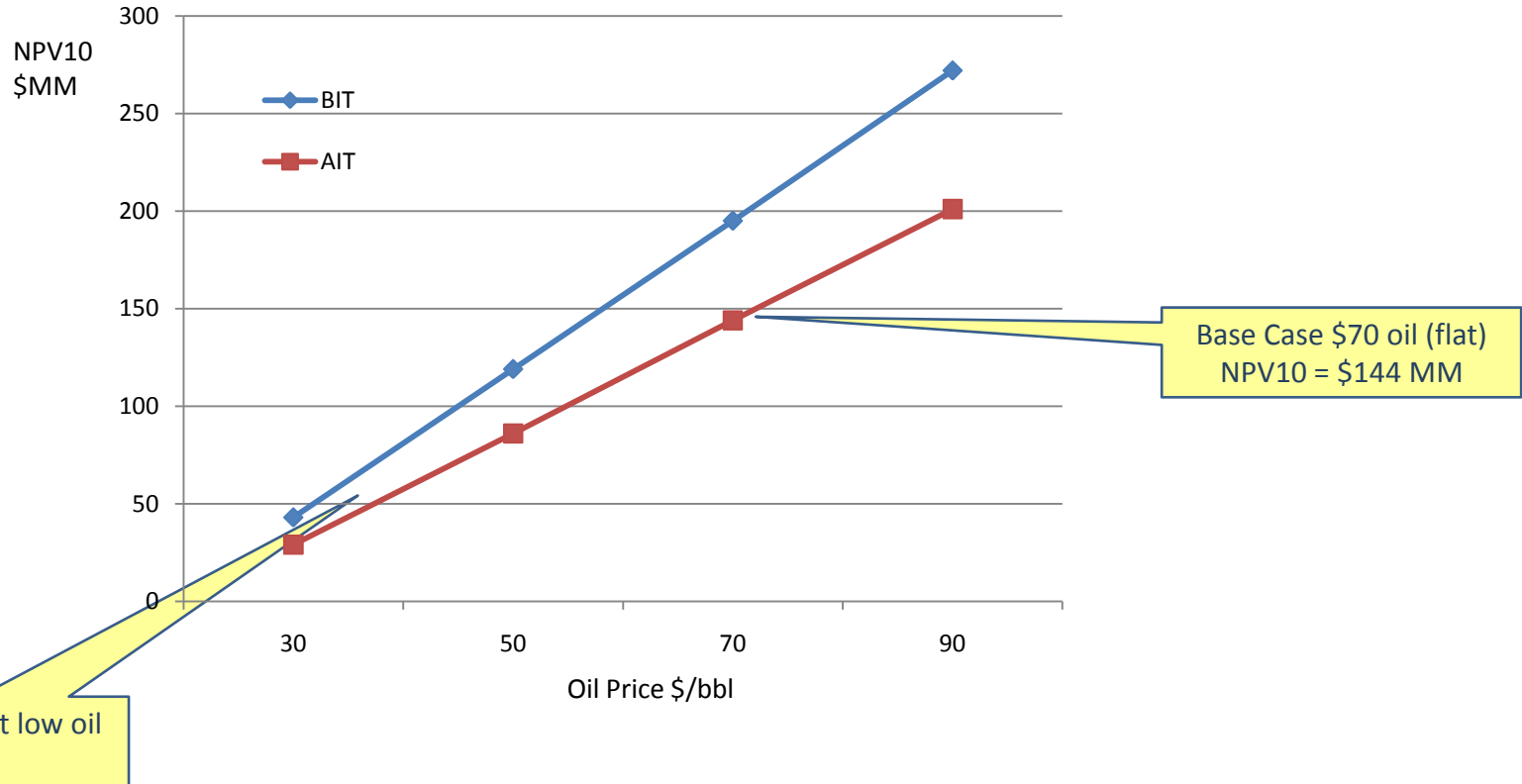
			BIT	AIT
NPV 10 (\$MM)	\$195	\$144		
IRR	#DIV/0!	265%		
NTER	7.3	5.7		
Reserves (MM bbl)	10.5	10.5		
Value Metric (\$/bbl)	\$18.56	\$13.65		
Working Interest	99.0%			
Net Entitlement				
Reserves (MMBBL)	7.1			
Undiscounted \$/bbl analysis	\$ MM	\$/bbl		
Total Capex	\$60	\$5.70		
Capex exc. Aband.	\$50	\$4.75		
Total Opex	\$57	\$5.40		
Total Royalty	\$242	\$23.03		
Total Tax	\$95	\$9.00		
		\$43.14		



# Meged Field

## Provisional Economic Analysis

### 2P Reserves Scenario – Oil Price Sensitivity

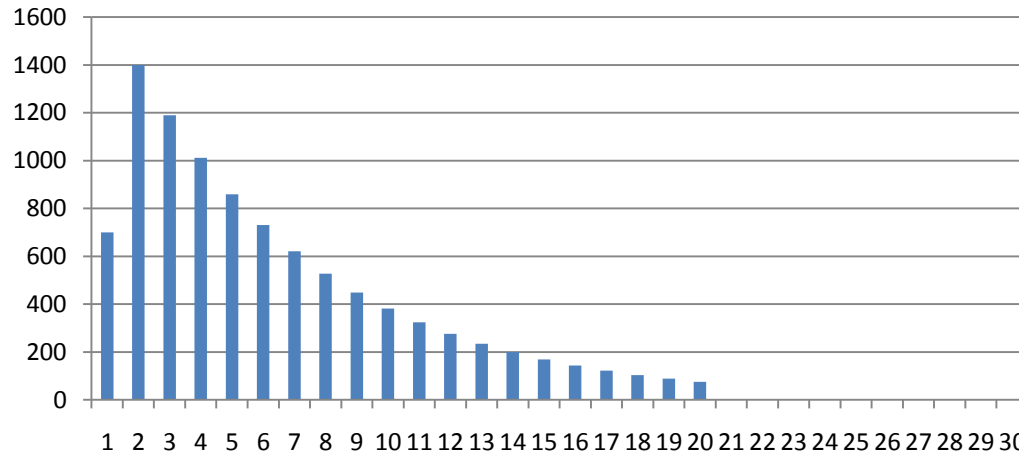


# Meged Field

## Provisional Economic Analysis

### 2P + 2C Contingent Resources Scenario – Production Profiles

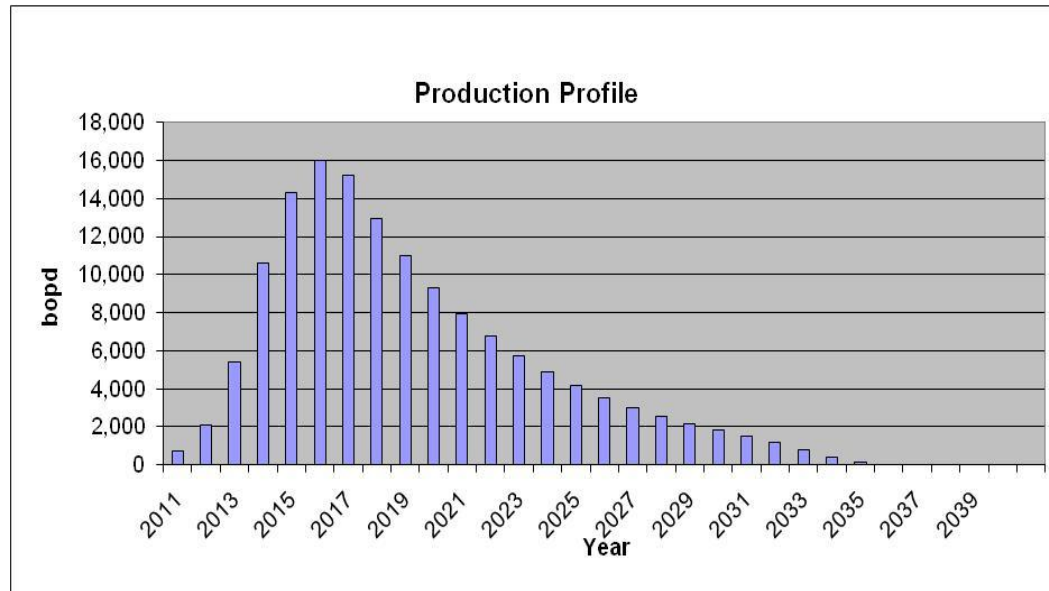
#### Single well



- 1,400 bopd
- 1-2 year plateau
- 3.5 MM bbl recovery over 20 years

6 months production (on average) assumed in Year 1

#### 16 well field development



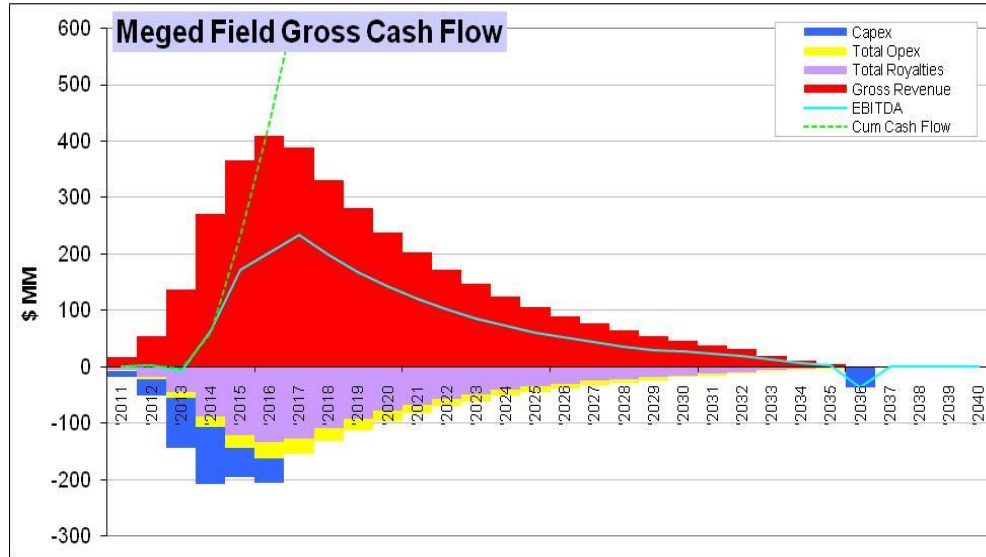
- 16,000 bopd peak production in 2016
- Rapid decline
- 56 MM bbl gross recovery over 25 years

# Meged Field

## Provisional Economic Analysis

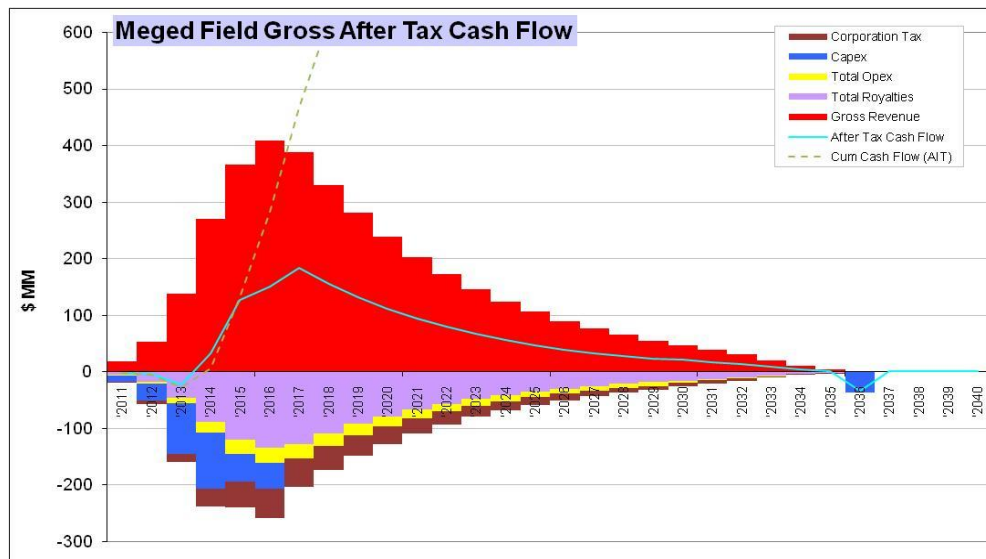
### 2P + 2C Contingent Resources Scenario – Cash Flow Summaries

#### Before Income Tax



- \$70 / bbl oil price (flat)
- NPV<sub>10</sub> \$830 MM
- NTER 6.2
- Project is self funding after 2013

#### After Income Tax



- \$70 / bbl oil price (flat)
- 25% CT assumed
- NPV<sub>10</sub> \$607 MM
- NTER 4.9
- Project is self funding after 2013

**Meged Field - Provisional Economic Model - Before Tax**

3.5 MM bbl per Type 1 Well

Case 6-1

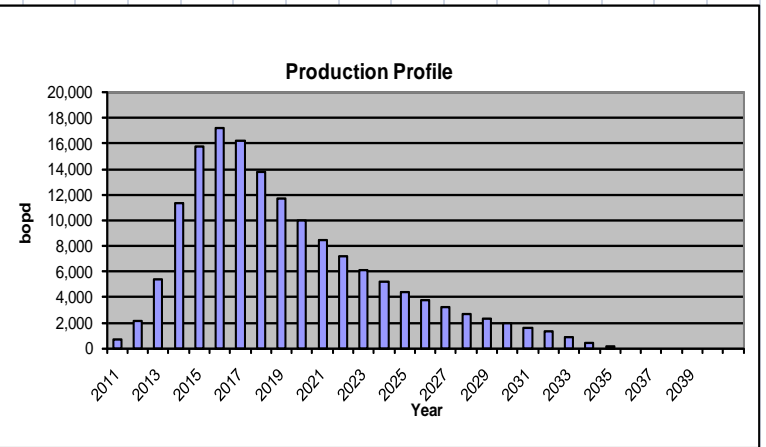
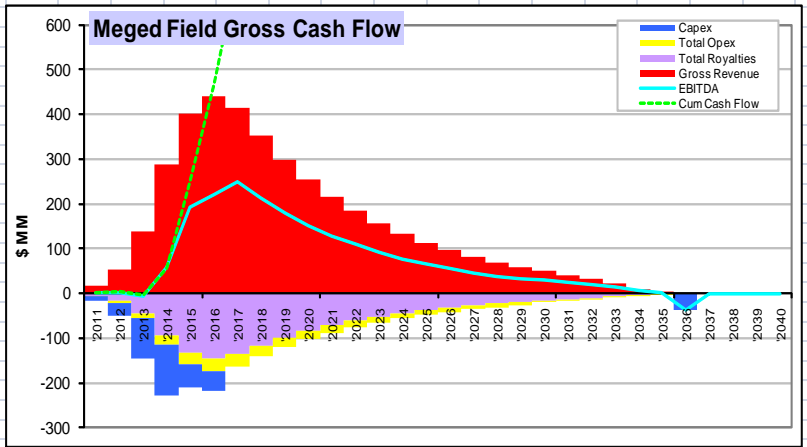
2P Reserves + 2C Contingent Resources (Core Area Only)

\$70 Oil Price

				2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040				
Wells Drilled	Rig 1	number	13	PHASE 1			PHASE 2			PHASE 3																											
	Rig 2	number	5	2	2	3	3	3																													
	Dry holes	number	3	1	1	1																															
	Net	number	15	0	2	3	5	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Producers added	Type 1	number	15	0	1	4	5	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	Type 2	number	0																																		
Well Count (yr end)	Type 1	number	16	1	2	6	11	14	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0			
	Type 2	number	0																																		
Capex	Drilling	MM USD	180.0	0.0	20.0	40.0	60.0	30.0	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					
	Frac & Corn	MM USD	37.5	0.0	2.5	10.0	12.5	7.5	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
	Artificial Lift	MM USD	37.5	0.0	2.5	10.0	12.5	7.5	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
	Facilities	MM USD	85.0	10.0	5.0	30.0	30.0	5.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
	Pipeline	MM USD	0.0																																		
	Abandonment	MM USD	36.0																																		
<b>Total</b>	<b>MM USD</b>	<b>376</b>	<b>10.0</b>	<b>30.0</b>	<b>90.0</b>	<b>115.0</b>	<b>50.0</b>	<b>45.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>				
Profile bopd	2010	bopd	3.5	700	1,400	1,190	1,012	860	731	621	528	449	381	324	276	234	199	169	144	122	104	88	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	2011	bopd	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	2012	bopd	3.5	700	1,400	1,190	1,012	860	731	621	528	449	381	324	276	234	199	169	144	122	104	88	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	2013	bopd	14.0	2,800		5,800	4,760	4,046	3,439	2,923	2,485	2,112	1,795	1,526	1,297	1,102	937	797	677	576	489	416	353	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	2014	bopd	17.5			3,500	7,000	5,950	5,058	4,299	3,654	3,106	2,640	2,244	1,907	1,621	1,378	1,171	996	846	719	611	520	442	376	0	0	0	0	0	0	0	0				
	2015	bopd	10.5			2,100		4,200	3,570	3,035	2,579	2,192	1,864	1,584	1,346	1,144	973	827	703	597	508	432	367	312	265	225	0	0	0	0	0	0	0				
	2016	bopd	7.0			1,400		2,800	2,800	2,380	2,023	1,720	1,462	1,242	1,056	898	763	649	551	469	398	288	245	208	177	150	0	0	0	0	0	0	0				
	2017	bopd	0.0																																		
	2018	bopd	0.0																																		
	2019	bopd	0.0																																		
	2020	bopd	0.0																																		
<b>TOTAL</b>	<b>bopd</b>	<b>56.1</b>	<b>700</b>	<b>2,100</b>	<b>5,390</b>	<b>11,302</b>	<b>15,731</b>	<b>17,187</b>	<b>16,219</b>	<b>13,786</b>	<b>11,718</b>	<b>9,960</b>	<b>8,466</b>	<b>7,196</b>	<b>6,117</b>	<b>5,199</b>	<b>4,419</b>	<b>3,757</b>	<b>3,193</b>	<b>2,714</b>	<b>2,307</b>	<b>1,961</b>	<b>1,603</b>	<b>1,299</b>	<b>849</b>	<b>402</b>	<b>150</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>				
<b>Annual production</b>	<b>MM bbl</b>	<b>56.1</b>	<b>0.26</b>	<b>0.77</b>	<b>1.97</b>	<b>4.13</b>	<b>5.74</b>	<b>6.27</b>	<b>5.92</b>	<b>5.03</b>	<b>4.28</b>	<b>3.64</b>	<b>3.09</b>	<b>2.63</b>	<b>2.23</b>	<b>1.90</b>	<b>1.61</b>	<b>1.37</b>	<b>1.17</b>	<b>0.99</b>	<b>0.84</b>	<b>0.72</b>	<b>0.59</b>	<b>0.47</b>	<b>0.31</b>	<b>0.15</b>	<b>0.05</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>				
Oil Price	\$/bbl	\$70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70				
<b>Gross Revenue</b>	<b>MM USD</b>	<b>3,928</b>	<b>17.9</b>	<b>53.7</b>	<b>137.7</b>	<b>288.8</b>	<b>401.9</b>	<b>439.1</b>	<b>414.4</b>	<b>352.2</b>	<b>299.4</b>	<b>254.5</b>	<b>216.3</b>	<b>183.9</b>	<b>156.3</b>	<b>132.8</b>	<b>112.9</b>	<b>96.0</b>	<b>81.6</b>	<b>69.3</b>	<b>58.9</b>	<b>50.1</b>	<b>41.0</b>	<b>33.2</b>	<b>21.7</b>	<b>10.3</b>	<b>3.8</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>				
Royalties	MM USD	-801	-3.65	-10.95	-28.09	-58.91	-81.99	-89.58	-84.53	-71.85	-61.08	-51.91	-44.13	-37.51	-31.88	-27.10	-23.03	-19.58	-16.64	-14.15	-12.02	-10.22	-8.35	-6.77	-4.42	-2.10	-0.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
State Royalty	MM USD	-491	-2.24	-6.71	-17.21	-36.09	-50.24	-54.89	-51.80	-44.03	-37.42	-31.81	-27.04	-22.98	-19.54	-16.61	-14.11	-12.00	-10.20	-8.67	-7.37	-6.26	-5.12	-4.15	-2.71	-1.28	-0.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
<b>Total Royalties</b>	<b>MM USD</b>	<b>-1,292</b>	<b>-5.88</b>	<b>-17.65</b>	<b>-45.31</b>	<b>-95.00</b>	<b>-132.24</b>	<b>-144.47</b>	<b>-136.33</b>	<b>-115.88</b>	<b>-98.50</b>	<b>-83.73</b>	<b>-71.17</b>	<b>-60.49</b>	<b>-51.42</b>	<b>-43.71</b>	<b>-37.15</b>	<b>-31.58</b>	<b>-26.84</b>	<b>-22.81</b>	<b>-19.39</b>	<b>-16.48</b>	<b>-13.47</b>	<b>-10.92</b>	<b>-7.13</b>	<b>-3.38</b>	<b>-1.26</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>					
Well Opex, per well	MM USD	0.25	-0.25	-0.50	-1.50	-2.75	-3.50	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00	-4.00					
Opex, \$/bbl	MM USD	\$1.00	-56	-0.26	-0.77	-1.97	-4.13	-5.74	-6.27	-5.92	-5.03	-4.28	-3.64	-3.09	-2.63	-2.23	-1.90	-1.61	-1.37	-1.17	-0.99	-0.84	-0.72	-0.59	-0.47	-0.31	-0.15	-0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
T and P, \$/bbl	MM USD	\$3.00	-168	-0.77	-2.30	-5.90	-12.38	-17.23	-18.82	-17.76	-15.10	-12.83	-10.91	-9.27	-7.88	-6.70	-5.69	-4.84	-4.11	-3.50	-2.97	-2.53	-2.15	-1.76	-1.42	-0.93	-0.44	-0.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
<b>Total Opex</b>	<b>MM USD</b>	<b>\$5.17</b>	<b>-290</b>	<b>-1.27</b>	<b>-3.57</b>	<b>-9.37</b>	<b>-19.25</b>	<b>-26.47</b>	<b>-29.09</b>	<b>-27.68</b>	<b>-24.13</b>	<b>-21.11</b>	<b>-18.54</b>	<b>-16.36</b>	<b>-14.51</b>	<b>-12.93</b>	<b>-11.59</b>	<b>-10.45</b>	<b>-9.48</b>	<b>-8.66</b>	<b>-7.96</b>	<b>-7.37</b>	<b>-6.81</b>	<b>-6.28</b>	<b>-5.84</b>	<b>-5.42</b>	<b>-5.00</b>	<b>-4.60</b>	<b>-4.20</b>	<b>-3.80</b>	<b>-3.40</b>	<b>-3.00</b>	<b>-2.60</b>				
Capex	MM USD	\$6.70	-376	-10.00	-30.00	-90.00	-115.00	-50.00	-45.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
EBITDA	MM USD	\$35.10	1,969	1	2	-7	60	193	221	250	212	152	129	109	92	78	65	55	46	39	32	25	20	13	6	2	-36	0	0	0	0	0					
Cum Cash Flow	\$/bbl	MM USD	1	3	-4	56	249	469	720	932	1,112	1,264	1,393	1,502	1,594	1,671	1,737	1,791	1,838	1,876	1,908	1,938	1,963	1,983	1,997	2,003	2,005	1,969	1,969	1,969	1,969	1,969					

BIT	AIT
NPV 10 (\$MM)	\$830 \$607
IRR	#DIV/0! 172%
NTER	6.2 4.9
Reserves (MM bbl)	56.1 56.1
Value Metric (\$/bbl)	\$14.80 \$10.81

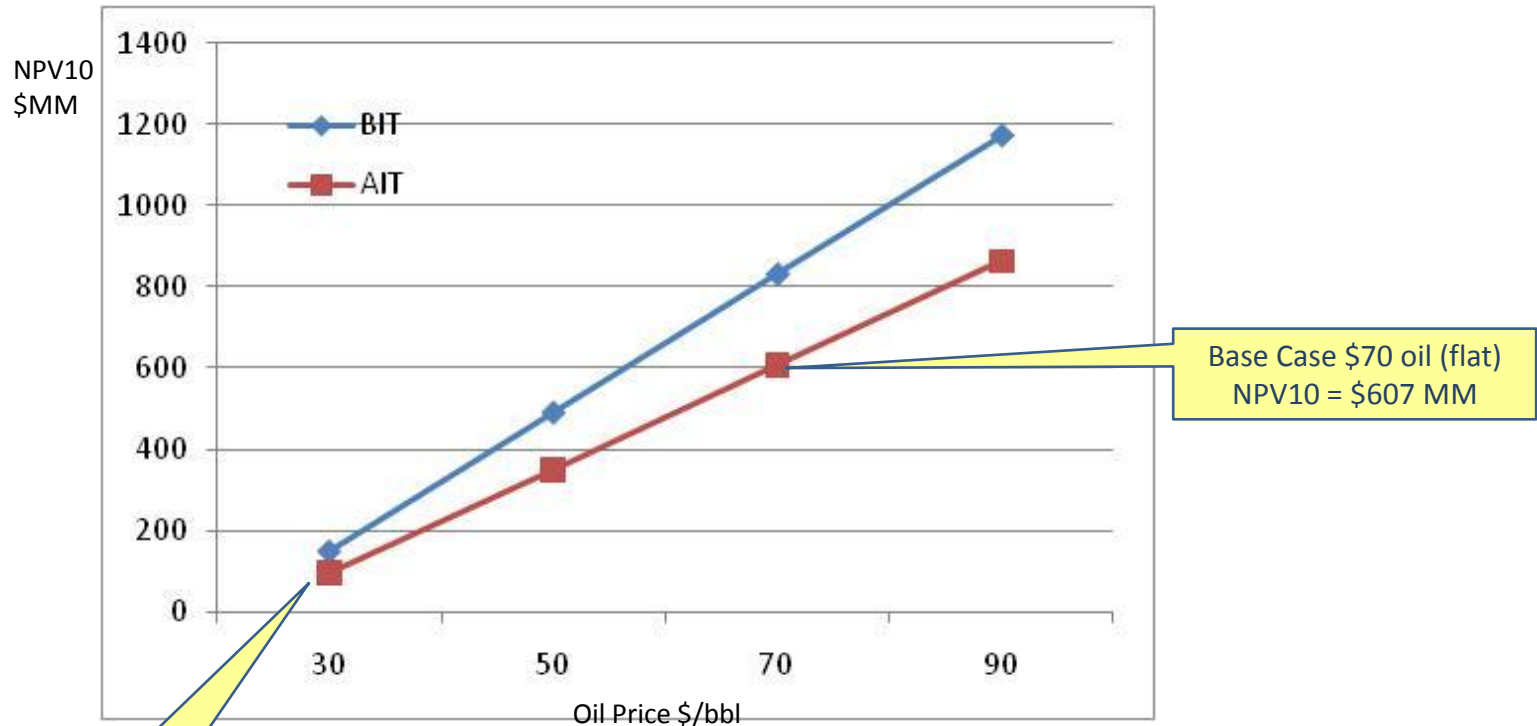
Working Interest	99.0%	
Net Entitlement		
Reserves (MMBBL)	37.6	
<b>Undiscounted \$/bbl analysis</b>	<b>\$ MM</b>	<b>\$/bbl</b>
Total Capex	\$376	\$6.70
Capex exc. Aband	\$340	\$6.06
Total Opex	\$290	\$5.17
Total Royalty	\$1,292	\$23.03
Total Tax	\$495	\$8.83
		\$43.73



# Meged Field

## Provisional Economic Analysis

### 2P+2C Contingent Resources Scenario – Oil Price Sensitivity



Project robust at low oil prices

Base Case \$70 oil (flat)  
NPV10 = \$607 MM

# Meged Field

## Provisional Economic Analysis Summary

		Recovery /well MMbbl	Number of wells	NPV10 (AIT) \$ MM		Rec. Resources MM bbl	
				\$70 oil	\$50 oil	Gross	Net Entit'nt
5-1	2P Reserves Case	3.5	3	144	86	10.5	7.1
6-1	2P + 2C Contingent Resources	3.5	16	607	350	56.1	37.6

## Glossary & Abbreviations

AIT	After Income Tax
bbbl	Barrel of oil
BIT	Before Income Tax
bopd	Barrels of oil per day
Capex	Capital Expenditure
Completion	The process and/or equipment involved in converting a well bore into a producing oil (or gas) well
CT	Corporation Tax
Frac	Hydraulic fracturing of a well, in order to increase hydrocarbon flow rates from poor quality reservoir rock
Gas Lift	Method of artificial lift in an oil well, involving the injection of natural gas into the oil column in the wellbore to lighten the column and increase flow
m	Metre
MM	Million (10 <sup>6</sup> )
MM bbl	Million barrels of oil
NPV <sub>10</sub>	Net Present Value, based on 10% annual discounting
NTER	Net Total Earnings Ratio
OOIP	Original Oil In Place
Opex	Operating Expenditure, normally defined on an annual basis
pa	per annum
RDS	Helix RDS, an Aberdeen based petroleum consultancy owned by Baker Hughes International
scf	Standard Cubic Feet (of gas)
scf/d	Standard Cubic Feet per day
sq km	Square kilometre

שדה מגד, ישראל

וניתוח כלכלי של עתודות 2P ומשאבים עתודיים 2C

נ.ג.ר. רייט

גרינסנד שותפים בע"מ

15 נובמבר 2010

## רקע ומבוא

דו"ח זה הוכן ע"י גרינסנד שותפים בע"מ (גרינסנד) לפי בקשתו של מר טוביה לוסקין מגבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993) (גבעות), לאחר השלמת הערכת מבחן מפורטת ועיון במודל המאגר של באר מגד 5 ע"י יועץ הנדסת מאגרים בעל שם עולמי, ודו"ח סיווג עתודות ע"י RDS בע"מ.

בעבר גרינסנד הכין דו"ח בתוכנית עסקית זמנית עבור פיתוח מגד, על בסיס התוצאות הטכניות של מודל המאגר, ופיתח סדרה של דגמים כלכליים עבור תרחישי הפקה שונים. ניתוח זה ניתן לרשותו של RDS והוכנס לסיווג העתודות.

מגד 5, שקודח במשך שנת 2010 קרוב לפסגת מבנה מגד, עבר מבחנים נרחבים ב-4 מקטעים שונים בקרבונטים המכילים הנפט במבנים מוחילה וסהרונים, לרבות שבירה הידראולית נסיונית ("ביצוע פראק") במשך תקופה בת חודשיים. הנתונים ממבחנים אלה, יחד עם מידע גאולוגי וסייסמי מכל הבארות, שימשו כדי לבנות מודל מאגר מפורט של השדה ולחזות את התנהגות ההפקה של בארות עתידיים פוטנציאליים בנסיבות שונות – לרבות ביצוע הפראק המוצלח באזורים המניבים העיקריים, ותגובת הבארות הפוטנציאליים להרמה מלאכותית (ייתכן הרמת גז). תוצאות סקר זה נמסרו לגרינסנד ע"י גבעות בצורת דו"ח טכני מקיף.

גרינסנד התקבש לפתח סכימה מופשטת זמנית לפיתוח השדה עבור שדה מגד, ותוך שימוש בפרופילים הפקה הולמים לפתח, בשיתוף פעולה עם גבעות, סדרת תרחישי הפקה סבירים לשדה. לאחר מכן נבנה דגם כלכלי זמני לתרחישי הפיתוח, תוך שימוש בהערכות של גבעות של הוצאות הקידוח וההשלמה, הוצאות תפעול וכו', יחד עם הערכות של הוצאות הון אחרות והבנת גרינסנד של המונחים הכספיים החלים. יש להדגיש כי כל הערכות של העלויות האלה הן ראשוניות מאוד וכפופות לשינוי משמעותי בעתיד כשיתקבלו הערכות יותר מפורטות. אולם, לדעתנו הן מייצגות דעה סבירה לגבי צורת פיתוח נכס מגד.

לאחר השלמת דו"ח סיווג עתודות ע"י RDS, גרינסנד התקבש להפיק גרסאות של הדגם הכלכלי של מגד המתאימות לתרחישי 'עתודות 2P ומשאבים מותנים 2C' הוולומטריים.

חוות הדעת שפורסמה כאן היא עצמאית לגמרי: לא למר רייט ולא לגרינסנד שותפים בע"מ יש כל קשר ישיר עם או אינטרס כספי בגבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993), ואין כל הסכם ביניהם מלבד ההסכם לגבי הכנת חוות דעת זו. ניתן לפרסם חוות דעת זו בתור דו"ח לבורסת תל אביב ולכלול אותה במצגות בהבנה ברורה כי היא מייצגת דעה סובייקטיבית של שדה מגד המבוסס על נתונים שנמסרו ע"י גבעות.

### מודל כלכלי

ערכים כלכליים של תרחישי הפיתוח הזמניים מוערכים תוך שימוש בניתוח גליון פשוט. בשלב זה לא נלקח בחשבון אף גורם אינפלציוני, הן לעלויות והן למחירי מכירה.

### פרופילי הפקה

פרופילים נגזרו מעבודת מודל המאגר ע"י יועץ הנדסת מאגר, וסופקו ע"י גבעות. הפרופילים שונו והופשטו לצרכי המודל הכלכלי, עם זאת גרינסנד לא אימתה את מודל המאגר שעליו מבוססים הפרופילים. פרופילי שדה מלאים נבנו מפרופילי באר פרטניים בלוחות זמנים לפי סכמת הפיתוח המוצע. נתוני הקלט היו אך ורק עבור נפט; גז נלווה נוכח בנפט (scf/bbl 1,700 – 1,600) על אף שבשלב זה לא נלקח בחשבון הפוטנציאל למכירות גז, או העלויות הנלוות.

## מחירי המוצר

- \* כמצויין לעיל, בשלב זה לא נלקחה בחשבון מכירת הגז מהשדה, אמנם על בסיס ההבנה הנוכחית, ייתכן וזו תייצג משאב משמעותי בעתיד.
- \* מחירי הנפט חושבו כ"קבועים", ללא עליות (או ירידות) שנתיות. מחיר של \$70 / bbl שימש כבסיס חישוב; לא הושמה הנחה למחיר בפועל שהתקבל בבית הזיקוק, מאחר וחקירת צד זה של הפיתוח הייתה מעבר להיקף סקר ראשוני זה. נבדקה הרגישות למחירי הנפט על מרווח רחב של מחירים מ-\$30 לחבית עד \$90 לחבית (ראה עמ' 13 ו-17)

## עלויות הון

- \* עלויות הבאר לקידוח בארות הפיתוח בעומק של כ- 4,800 רגל מוערכות ע"י גבעות בכ- 10 מיליון דולר, על בסיס הנסיון ממגד 5 ומבארות יותר מוקדמים בשדה. זה נחשב כעלות "באר יבש" – ומספר מסוים של בארות "נכשלים" נלקחו בחשבון במודל.
- \* עלויות פראק והשלמה נעמדות ע"ס של כ- 2.5 מיליון דולר לבאר. לא נלקחה בחשבון ההשפעה הכלכלית של מספר פעולות ברצף; ייתכן שתוכנית שוטפת של פראק/השלמה בהיקף של מספר בארות לשנה תשיג עלות יותר נמוכה.
- \* הונחה הרמת גז במספר תרחישים, בעלויות של 2 מיליון דולר לבאר. עלות הון נוספת של 5 מיליון דולר מוערכת לדחיסת גז מרכזית.
- \* הונח כי יבנה מפעל עיבוד מרכזי, הכולל מערכת איסוף הפקה, מפרד, ייצוב נפט, איחסון, דחיסת גז וכו', אך הערכות הנדסה למפעל כזה לא היו זמינות. הערכה גסה מאוד של 50 מיליון דולר, עבור מפעל פשוט עם היכולת לטפל ב-20,000 bopd ועד ל-35 מיליון scf/d גז, שימשה כ"נקודת מוצא" עד לפיתוח הערכות הנדסה.

\* תקציב הון שנתי נוסף של 5 מיליון דולר הושם עבור פרויקטי הון "בשדה" שונים כגון בניית כבישים, שיפור האתר, תשתית השדה וכו'.

\* חושבה הערכה סטנדרטית של סכום המהווה 15% מסה"כ הוצאות ההון עבור עלויות נטישה בסוף הפרוייקט, במקרה שזה נופל בתוך תקופת 30 השנים של מודל ההערכה.

\* באופן כוללני, לבסיס החישוב של 10.5 מיליון חביות נפט יש עלות פיתוח ברוטו לחבית של פחות מ-\$6 / לחבית העולה לכ-\$6.70 / לחבית עבור תרחישי "עתודות נמוכות" ו-"הוצאות הון גבוה". מטריקות אלה נחשבים כסבירים על בסיס כלל-תעשייתי, ובהשוואה טובה לעומת פרויקטים רבים בכל העולם.

### עלויות תפעול

\* הנחה חושבו הוצאות תפעול של באר יחיד בסך 0.25 מיליון דולר לשנה, לכל באר פעיל, בנוסף ל-\$1.00 / לחבית לעלויות תפעול "בשדה" (עיבוד וכו').

\* עלויות הובלה ועיבוד הנלוות להובלת הנפט לבית הזיקוק (בחיפה) מוערכות כ-\$3.00 / לחבית, מבוסס על מידע שסופק ע"י גבעות.

\* בהנחה של רמות הפקות שיא של 16,000 חביות ליום ייתכן כי יש הצדקה לצינור עבור הובלה עד לבית הזיקוק. אולם, זה לא כלול במודל.

סה"כ עלויות תפעול הן בגדר \$5 - \$6 / לחבית בכל התרחישים.

## מונחים מסחריים וכספיים

\* הבנתנו היא כי לגבעות 99% זכות השתתפות ברשיון שדה מגד, אשר כפוף לתמלוג כוללני של 20.4%, המשולם ל"שותף הכללי". פרטים של הסדר זה לא אומתו ע"י גרינסנד באופן עצמאי.

\* כמו כן רשיון זה כפוף לתמלוג ממלכתי של 12.5%.

\* ניכויי תמלוגים אלה הודגמו בחישובי ערך נטו במודל. יש לציין, אולם, כי בדיווח עתודות או משאבים נטו לגבעות יש לקחת את התחייבויות תמלוגים אלה בחשבון, ויופחתו עתודות או משאבים "זיכוי נטו" בכ-34%.

\* דגם מס פשוט מאוד הושם, מבוסס על שיעור מס חברות של 25% וזיכוי לפחת של 20% שהושם באופן רחב לכל הוצאות ההון. יש להדגיש כי דגם מס "פרוייקט" זה מיועד אך ורק לצרכי מתן אינדקציה ולא מייצג את דעתו של מומחה מס מוסמך.

## סיכום ומסקנות

תוצאות הניתוח מוצגות בעמודים הבאים, ומתרכזים בשני תרחישים:

(1) 'עתודות 2P'; פיתוח של 3 בארות בהתאם לתוכנית 2011 המאושרת, \$70 נפט

עתודות 2P מייצגות את כמויות הנפט ה-50P" שניתנות להפקה ואשר הוערכו ע"י RDS כבעלות סיכוי השגה של 50%, ואשר נובעות מתוכנית פיתוח מאושרת.

(2) 'משאבים עתודיים 2C & 2P'; פיתוח של 16 בארות אך ורק באזור הליבה, \$70 נפט משאבים מותנים 2C מייצגים את כמויות הנפט ה-50P" שניתנות להפקה ואשר הוערכו ע"י RDS כבעלות סיכוי השגה של 50%, אולם טרם מומנה או אושרה תוכנית פיתוח. משאבים אלה צפויים להישתדרג ל"עתודות" ברגע שתנאי זה מתקיים.

הערך של התרחישים השונים מוצג כ- NPV10 - הערך הנוכחי נטו מחושב בהיוון של 10% (שהוא האחוז הסטנדרטי המקובל בענף) סיכום התוצאות בעמוד 16.

עמודים 9-11 ו-12-14 מראים את פרופילי הסיכום ששומשו, וסיכומי תזרימי המזומנים לפני ואחרי מס עבור 'מקרה עתודות 2P' ומקרה משאבים עתודיים 2P ו-2C, בהתאמה.

## מסקנות

הניתוח מראה כי על בסיס פרופילי ההפקה שסופקו לנו ע"י גבעות, לפיתוח אזור ליבת מגד יש ערך כלכלי חזק בשני התרחישים שנבדקו, ועשוי להיות מיזם רווחי ביותר במקרה וכמויות הפקת הבאר החזויות יוכיחו את עצמן כבנות השגה וקיום.

## הסמכות

ההערכות בדו"ח זה ניתנים ע"י מר נ. י.ר. רייט (ניק)

מר רייט למד להסמכה כ-גיאולוג נפט, ועבד במקצועו זמן ארוך בתעשית הנפט והגז הבינלאומי, כאשר רובו עבור Phillips חברה לנפט בארה"ב, בנוורבגיה, קנדה ואנגליה. בנוסף לחיפושים אחרי מאגרי נפט מסביב לעולם, הוא ניהל נכסי נפט לא מופעלים במספר פרויקטים של פיתוח שדות נפט גדולים בים הצפוני ורכש נסיון מסחרי רב בתפקיד מנהל תיקי השקעות ומנהל תיכנון אסטרטגי.

מאז שנת 2004 שימש מר רייט יועץ למספר חברות נפט וגז דרך החברה שלו, גרינסנד אסוסיאטס בע"מ בעיקר בענייני הערכת פרויקטים ו-A & D. הוא גם מגיש תמיכה טכנית ויעוץ למוסדות פיננסיים שונים בסיטי של לונדון ועבד זמן רב בשוק ה-AIM של הבורסה בלונדון בתור יועץ לחברות ה-'נומדס' בענף הנפט והגז. בתפקיד זה היה מר רייט מעורב ב"דיו דיליג'נס" טכני, באישור עתודות ומשאבים והערכות של מספר גדול של חברות נפט וגז אשר הוכנסו לשוק ה-AIM לניירות ערך

מר רייט הינו חבר ותיק של האיגוד האמריקני של גיאולוגים בנפט וכן של האיגוד הבריטי של חיפושי נפט.

## הסברים וקיצורים

לאחר ניכוי מס הכנסה	AIT
חבית נפט	bbI
לפני מס הכנסה	BIT
חביות נפט ליום	bopd
הוצאות הון	Capex
ההליך ו/או הציוד הכרוך בהמרת באר לבאר מפיק נפט (או גז)	השלמה
מס חברות	CT
שבירה הידראולית של באר, על מנת להגדיל שיעורי זרימת ההידרוקרבוניס מסלע מאגר באיכות ירודה	פראק
שיטת הרמה מלאכותית בבאר נפט, הכרוכה בהזרמת גז טבעי לתוך עמוד נפט בבאר כדי להקל את העמוד ולהגדיל הזרם	הרמת גז
מטר	מ
מיליון (10 <sup>6</sup> )	MM
מיליון חביות נפט	bbI MM
ערך נוכחי נטו, על בסיס 10% הנחה שנתית	<sub>10</sub> NPV
יחס סה"כ הכנסה נטו	NTER
נפט מקורי במאגר	OOIP
הוצאות תפעול, בדרך כלל מוגדרות על בסיס שנתי	Opex
לשנה	pa
רגל מעוקב סטנדרטי (של גז)	scf
רגל מעוקב סטנדרטי ליום	scf/d
ק"מ מרובעים	sq km

## שדה מגד

### ניתוח כלכלי זמני

#### עתודות ומשאבים:

דו"ח RDS משייך עתודות כדלקמן:

פרופיל נמוך רק עבור פיתוח הבאר מגד-5	2.2 מליון חביות	1P
מתאים לתוכנית פיתוח ל-3 בארות, כולל מגד-5 ושני בארות המאושרים לפיתוח בשנת 2012. 3.5 MM bbl לבאר.	10.5 מליון חביות	2P
תוכנית פיתוח ל-3 בארות, אולם עם הפקה יותר גדולה של 5.6 MM bbl לבאר.	16.9 מליון חביות	P3

דו"ח RDS משייך משאבים מותנים כדלקמן:

40 בארות נוספים	31.9 מליון חביות	C1
40 בארות נוספים, ממוצע של 1.5 מליון חביות לבאר. מתוך אלה, 13 נמצאים בתוך "אזור הליבה" ונחשבים כבעלי רזרבות יותר גבוהות לבאר של 3.5 מליון חביות (סה"כ 45.5 מליון חביות). 27 בארות באזור שאינו ליבה נחשבים כבעלי שיעור הפקה נמוך יותר (כ- 1 מליון חביות לבאר).	59.9 מליון חביות	2C
40 בארות נוספים, בעלי שיעור הפקה יותר גבוה לבאר.	90.1 מליון חביות	3C

#### תרחישים

"עתודות 2P" 10.5 מליון חביות פיתוח 3 בארות כמו במקרה 2P

"2P + 2C משאבים מותנים" 56.0 מליון חביות פיתוח 16 בארות בתוך אזור הליבה בלבד. וחישוב של שלושה בארות כושלים