

Mari Petroleum Company Limited

Interim Financial Information

(Un-audited)

For the 3rd Quarter Ended March 31, 2017





CONTENTS

Board of Directors	03
Directors' Review	04
Condensed Interim Balance Sheet	13
Condensed Interim Profit and Loss Account	15
Condensed Interim Statement of Comprehensive Income	16
Condensed Interim Cash Flow Statement	17
Condensed Interim Statement of Changes in Equity	18
Notes to the Condensed Interim Financial Information	19
Directors' Review (in Urdu)	01

BOARD OF DIRECTORS

- | | | |
|-----|---|-----------------|
| 1. | Lt Gen Khalid Nawaz Khan (Retd)
Managing Director, Fauji Foundation | Chairman |
| 2. | Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad (Retd)
Managing Director/CEO, Mari Petroleum Company Limited | |
| 3. | Mr Qaiser Javed
Director Finance, Fauji Foundation | |
| 4. | Dr Nadeem Inayat
Director Investment, Fauji Foundation | |
| 5. | Maj Gen Mumtaz Ahmad Bajwa (Retd)
Director Welfare (Health), Fauji Foundation | |
| 6. | Brig Raashid Wali Janjua (Retd)
Director P&D, Fauji Foundation | |
| 7. | Mr Sabino Sikandar Jalal
Joint Secretary (A/CA), Ministry of P&NR | |
| 8. | Qazi Mohammad Saleem Siddiqui
Director General (Gas), Ministry of P&NR | |
| 9. | Mr Shahid Yousaf
Director General (LG), Ministry of P&NR | |
| 10. | Mr Zahid Mir
Managing Director/CEO, OGDCL | |
| 11. | Mr Ahmed Hayat Lak
General Manager (Legal Services), OGDCL | |
| 12. | Mr Shahid Ghaffar
Managing Director/CEO, NITL | |
| 13. | Engr S. H. Mehdi Jamal
Member, MPCL Board of Directors | |

Chief Financial Officer
Mr Muhammad Asif

Company Secretary
Mr Assad Rabbani

DIRECTORS' REVIEW

MARI PETROLEUM COMPANY LIMITED

DIRECTORS' REVIEW

We are pleased to present to you Directors' review along with financial information for the nine months ended March 31, 2017.

FINANCIAL RESULTS

Gross sales for the third quarter amounted to Rs. 24,314 million whereas gross sales for nine months ended March 31, 2017 aggregated to Rs. 74,137 million as against cumulative sales of Rs. 69,740 million for the corresponding period. Net sales for nine months ended March 31, 2017 were Rs. 19,866 million as against Rs. 15,445 million for the comparative period. The financial information for third quarter show profit for the period of Rs. 1,695 million as against Rs. 1,837 million for the corresponding quarter. The cumulative profit for the nine months to March 31, 2017 is Rs. 6,307 million as against Rs. 3,891 million of the corresponding period. Increase in net sales, and decrease in exploration and prospecting expenditure and finance cost were the major reasons for increase in profitability. This was offset with increase in operating expenses, royalty, provision for taxation and decrease in other income as well as finance income.

OPERATIONS

The Company continued un-interrupted gas supply from Mari Field for the period from July 01, 2016 to March 31, 2017 to all its customers namely, Engro Fertilizer Limited (EFL), Fauji Fertilizer Company Limited (FFC), Fatima Fertilizer Company Limited (FFCL), Foundation Power Company Daharki Limited (FPCDL), Central Power Generation Company Limited (CPGCL), Sui Northern Gas Pipelines Limited (SNGPL) and Sui Southern Gas Company Limited (SSGCL). A cumulative 173,326 MMSCF of gas at a daily average of 633 MMSCF and 10,974 barrels of condensate (40 barrels per day) were produced from Mari Field during the period as against 164,108 MMSCF of gas at daily average of 597 MMSCF and 15,507 barrels of condensate (56 barrels per day) for the corresponding period as per the requirement / withdrawal of the customers. In addition, 352,854 barrels of crude oil (1,288 barrels per day), 57,216 barrels of condensate (209 barrels per day) and 9,491 MMSCF of gas (35 MMSCF per day) was produced and sold from joint ventures during this period, whereas 272,142 barrels of crude oil (990 barrels per day), 53,483 barrels of condensate (194 barrels per day), 7,574 MMSCF of gas (28 MMSCF per day) and 25 metric tons of LPG (0.09 metric ton per day) was produced and sold from joint ventures in the comparative period to customers namely Attock Refinery Limited, National Refinery Limited, Pakistan Refinery Limited, Pak Arab Refinery Limited, Western Power Company (Pvt) Limited, Petrosin CNG (Private) Limited, SSGCL, and SNGPL.

Regular maintenance of gas gathering network, production and process facilities at all MPCL operated fields was carried out and production optimization plans were adopted as per good oil/gas field practices for uninterrupted production and better reservoir management.

EXPLORATION, OPERATIONAL AND DEVELOPMENT ACTIVITIES

WELLS FOR 2016-17

Total plan was to drill 06 exploratory wells and 03 Appraisal/Development wells (total 09 wells) during 2016-17. The drilling plan includes drilling of four wells at Sui Main Limestone (SML) / Sui Upper Limestone (SUL) formations in Mari D&P lease.

It is worth mentioning that this drilling campaign was planned for 150 Days and after 119 days, the Company is drilling the last section of the fourth well with the cost saving of ~ USD 4-5 million

Operated Blocks and D&P Leases:

Shahbaz -1 was drilled on July 26, 2016 in Mari D&P Lease and it was a gas discovery.

Shaheen-1, an exploratory well in Mari D&P Lease area was spud-in on January 5, 2017 and drilled down to 1,175M to test the hydrocarbon potential of Sui Main Limestone and Sui Upper Limestone. During testing, the well flowed gas at a combined rate of 12.33 MMSCFD at a WHFP of 1045 Psi at 48/64 inch choke.

Sujawal Deep-1 exploratory well in Sujawal block was spud-in on May 07, 2016 to test the hydrocarbon potential of Upper, Middle, Basal and Massive Sands of Lower Goru formation. The well reached its TD on December 05, 2016 at 4135M (MD)/3855M (TVD) in Massive Sands. Based on testing results, the well couldn't flow commercial hydrocarbons. Accordingly, it was plugged and abandoned (P&A).

Aqeeq-1 exploratory well in Sujawal block was spud-in on March 9, 2017 to test hydrocarbon potential of Lower Goru Upper Sands down to the total depth 2320M. Based on interpretation of wireline logs data and its integration with G&G data, few intervals have been selected for testing. Currently, the well is under testing.

Non Operated Blocks:

In Hala block operated by PPL, Bashar X-1 was drilled and it was a gas discovery, whereas, Hala X-8 (Zarbab-1) is deferred till 2017-18.

Appraisal Wells:

Bhitai -2 appraisal well in Mari D&P Lease was spud-in on February 20, 2017 and drilled down to the depth of 1,170M to appraise the upside hydrocarbon potential of Sui Main Limestone (SML) and Sui Upper Limestone (SUL) in Bhitai Compartment. DSTs were conducted in SML and SUL formations respectively. Due to difference in pressure regime of both formations, SUL has been squeezed and well has been completed as single zone producer from SML formation. Rig has been released on March 22, 2017. After Rig less acid stimulation job performed in SML, well flowed 8.0 MMSCFD at 48/64" fixed choke with WHFP of 653 Psi.

Bhitai-3 appraisal well in Mari D&P Lease was spud-in on March 31, 2017. Well reached its total depth of 1,189M on April 14, 2017. Currently, running in 7 inch liner is in progress.

Development Wells:

ZS-3 in Zarghun D&P Lease was drilled on September 20, 2016 and it is a Gas Producer.

Stacked Well:

One Deep Exploratory Well has been stacked on ground on March 11, 2017 to test the hydrocarbon potential of Lower Goru Formation in Mari D&P Lease area. Spud-in of well is expected during July 2017.

MARI D&P LEASE

G&G Studies

Phase-III interpretation is in progress to evaluate stratigraphic potential in Mari D&P Lease area. Results will help to determine additional hydrocarbon potential of entire Mari D&P Lease area, if any. Seismic inversion study is also in progress to de-risk additional prospects at Lower Goru Level.

Production Enhancement from Mari Field Daharki

Average daily production from HRL reservoir remained 573.36 MMSCFD during the third quarter of 2016-17. For the reported period of 90 days, the Company has managed to secure incentive price for 83 days. Incremental production was managed despite the fact that EFL plant went on emergency shutdown while FFCL's plant was already on Annual Turn Around (ATA). Incremental volume produced during the said period cumulated to 4524 MMSCF.

Regarding incremental production for the period from Feb 09, 2016 to Feb 08, 2017, the Company managed to supply daily gas volume above the threshold limit of 577.5 MMSCFD for 270 days. For the remaining 95 days, production remained below the threshold limit because of planned vis-a-vis unplanned shutdowns of downstream customers. The case was taken up with DGPC for downwards revision in threshold limit during the period when customer's plants are on shutdown. The DGPC referred the case to "Removal of Difficulties and Addressing of Anomalies Committee".

After rigorous follow up, the meeting of the committee was convened on January 19, 2017. The minutes of meeting were circulated on March 28, 2017 whereby the committee has approved the relaxation of threshold production limit from 577.5 MMSCFD to 525 MMSCFD during planned ATA of any customer provided such number of days shall not exceed 26% of total production days per year. As a result, partial incremental production for additional 47 days was achieved. As the threshold limit has not been based on daily production limits instead of average of 6/12 months, the Company is chalking out production strategies to overcome the losses during downtime of customers. Company in consultation with DG (Gas) office shall devise a mechanism for submission of documentary evidences in support of customer's offtake limitations.

Gas Supply to CPGCL

Construction of Compressor station by CPGCL (TPS Guddu) is nearing completion and commissioning is likely by end of May 2017. Thereafter, CPGCL shall be able to draw full allocation of 110 MMCSFD as against 60 MMSCFD.

ZARGHUN SOUTH D&P LEASE

Production operations at Zarghun Field

Gas production from Zarghun south field is exhibiting stable trend of ± 16 MMSCFD after the addition of ZS-3.

Automated fiscal metering system at sales gas has been installed and commissioned. Online measurement system is in place for calculating energy and volumetric data on real time basis for control and invoicing purposes.

OPERATED BLOCKS

Ziarat Block

G&G Studies

Reprocessing of 220 Line km 2D Seismic data is being carried out at M/s GT Poland. Initial PSTM (Pre Stack Time Migration) results have been received and are under review, which will be followed by in-house interpretation to firm-up prospect for drilling of committed well.

Karak Block

G&G Studies

PSDM (Pre Stack Depth Migration) processing of additional 312 Line km 2D and 37.5 Line km wide line seismic data is in progress at GRI, China and expected to be completed by May 2017. Based on interpretation of recently processed / reprocessed 2D and wide line seismic data, Surghar Prospect is being firmed up for possible drilling of well.

Development of Kalabagh-1A Discovery

Kalabagh development and production strategy was evolved and engineering was completed on the basis of 45 days short duration production test. Project development is designed on the basis of 6 MMSCFD dehydrated gas to SNGPL and about 200 bpd of condensate to Attock Refinery Limited. After seeking approvals, the project was kicked off on January 13, 2017. The project which includes construction of civil foundations, fabrication of mechanical works associated with processing skids, storage battery etc. and installation of electrical works has been completed/ tested on March 25, 2017.

DG Gas has allocated the gas from Kalabagh to SNGPL on April 03, 2017. Term Sheet for sale of gas has already been negotiated and finalized. SNGPL is preparing for construction of pipeline at their end.

Operations at Halini Field

Halini Deep-1 well is on natural production whereas Halini X-1 well is producing through artificial gas lift. Both wells are producing around 1800 BOPD and associated gas volumes of 2.5 MMSCFD approx.

M/s Petrosin has enhanced the capacity for lifting low pressure associated gas and hence entire gas produced is being sold to them since January 15, 2017.

Compressor machines are in continuous service at Halini X-1 for artificial lifting of crude oil and have completed 6000 operational hours. Company has carried out in-house overhauling of these machines for the first time.

Sukkur Block

Development at Koonj -1A

Koonj 1A is producing ± 0.75 MMSCFD gas with 900 bpd of water on average. The well is exhibiting gradual decline in gas production. Field operations are constantly been examined for their commercial viability and economics depict that operations can feasibly be sustained till the gas sales is reduced to 0.6 MMSCFD on marginal field price. Foregoing milestone was only possible because of the measures taken by the Company in maintaining the minimum operating expenses despite the fact that complete processing train is being operated.

Ghauri Block

G&G Studies

3D seismic data interpretation has been completed; three prospects namely Ghauri East, Harno and Missa Keswal East have been identified at target reservoir levels. Based on the prospect ranking, preparations are being made to spud-in the second exploratory well over Missa Keswal East Prospect in 2017-18.

Operations at Ghauri X-1 well

Production decline rate during the first and second quarters of 2016-17 was 0.6 BOPD, which has now reached to about 2 BOPD. Despite the fact that well is on artificial lift system and there is decline in international oil prices, the company is still managing the operations in an economical way. The daily production has dropped to as low as 356 barrels.

Sujawal Block

G&G Studies

Detailed structural interpretation of 728 sq. km 3D seismic data is in progress, which would be followed by AVO/ Inversion studies before placing the planned wells or otherwise.

Production Enhancement from Sujawal X-1

In order to arrest the ever declining WHFP vis-à-vis the flow rate at Sujawal X-1, the company has conceived compression system.

The work order for compressor was placed with AG Equipment, USA and machine was successfully tested at manufacturer's yard. Package has been shipped in last week of March 2017 and estimated time of arrival (ETA) at site is mid May 2017. The installation and commissioning will take 2-3 weeks.

Civil, mechanical and electrical works for integration of compressor with plant at Sujawal has already begun to squeeze the timelines for early commissioning. This project will help to enhance the daily gas production from current level of 5.5 MMSCFD to 10 MMSCFD approx.

Peshawar East Block

The Company has requested DGPC for security clearance from concerned Security Agencies to undertake exploration activities in the block and has requested time adjustment / compensation in initial phase of the license till grant of NOC by the Government.

NON-OPERATED BLOCKS

Hala Block

Merged processing and Inversion of 525 sq. km 3D seismic data is in progress at M/s Western Geco, which shall be completed by May 2017 and said processing would be followed by interpretation to finalize the location of Hala-6 exploratory well.

Kohlu Block

Exploration activities in the block are suspended due to security reasons.

Kalchas Block

Re-bidding process for acquisition of about 306 line km firm and 119.5 line km contingent 2D seismic data has been initiated by the Operator to firm up prospects.

Kohat Block

Acquisition of ~ 241 Line km 2D seismic data has been completed. Processing of 232 sq. km 3D seismic data over Tanda-Jabbi is in progress at OGDCL Processing Centre. Initial PSTM results of 2D seismic data have been received. Currently, interpretation of Shekhan 3D and 2D seismic data

is in progress to delineate prospects for drilling of exploratory wells. Further, JV partners agreed to reprocess Tanda-Jabbi 3D seismic data from third party.

Bannu West Block

DGPC has approved assignment agreement for transfer of operatorship from Tullow to MPCL along with 20% and 5% working interests of Tullow and OGDCL respectively w.e.f. March 20, 2017.

First TCM/OCM of Bannu West Block as an Operator was held on March 31, 2017 at MPCL's Head Office, wherein; JV Partners approved the exploration work program, which the Company plans to execute within a period of four months starting from April 2017.

Shah Bandar Block

Farm out Agreement (FOA) has been signed with PPL to acquire 32% Working Interest and Deed of Assignment (DOA) is in progress.

The block is in the first phase of exploration.

G&G Studies: Interpretation of 372 sq. km PSTM 3D seismic data has been completed, whereas, interpretation of 200 sq. km PSDM 3D seismic data is in progress. Currently, prospectivity, chance of success, associated risks, volumetric and economics viz-a-viz merits/de-merits of identified prospects and integration of G&G data is in progress to firm up prospect for drilling of exploratory well.

NEW VENTURES

Considering current depletion, three years exploration program has been prepared to conduct aggressive exploration based on current prospect inventory.

However, additional exploration blocks are required to sustain exploration activities beyond 2018-19. Accordingly, the Company is making concerted efforts in reviewing and interpreting the data of its nine applications submitted to DGPC for grant of exploration licenses for due diligence and integration with available data in order to rank them before the forthcoming bidding round. In addition, the Company is looking for farm-in opportunity in prospective blocks with different E&P Companies and also evaluating the data of Block-28 and Bela West with Tullow and PPL for possible farm-in opportunity, which are categorized as high reward portfolio.

Further, in pursuit of expansion in exploration portfolios, due diligence is in progress internally to identify potential overseas blocks that would provide opportunity for exploration.

In this effort, the Company intends to contact multinational companies operating locally for possible farm-in opportunities in their international portfolios subject to due diligence and Board of Directors' approval.

MARI SERVICES DIVISION (MSD)

MSD is well poised to cater for growing services requirements consisting of state of the art technology drilling rigs, 2D/3D seismic data acquisition unit, 2D/3D seismic data processing unit by maintaining world class quality and international oilfield standards.

Mari Seismic Unit (MSU)

MSU, established in 2012, has completed three 3D/2D projects and remains in quest to capture local E&P market as a business priority.

Commissioning of Sercel 508 XT (topnotch recording system), Tractor Mounted Drill Rigs (HY-T100D), Jacobes / Man Portable Rigs, Atlas Copco Compressors (XAVS 206C) and Cobra Combi Jackhammers has been completed during the period Jan-Mar 2017.

MSU continues to explore new opportunities for Seismic activities in open market. In this regard, a number of bids have been submitted to major E&P companies operating in Pakistan including OGDCL and PPL.

With the completion of two 3D projects (Mari 3D and Sujawal 3D) and one 2D Project (Sujawal 2D) in record time resulting in huge savings for the Company, MSU has successfully managed to create space for competing with world's largest players of Seismic Industry.

At present MSU is offering fully equipped one 3D Crew (Sercel 428 XL) and one 2D Crew (Sercel 508 XT).

Mari Drilling Unit (MDU)

MDU consists of three drilling rigs; Rig Mari 1 (1500HP), Rig Mari 2 Sky Top Brewster (300 HP) and Rig Mari 3 (2500 HP) providing the capability to drill up to the depth of 8,000 meters.

MDU has successfully completed drilling of five wells during July 2016 to March 2017 and spud two wells in the month of March 2017 expected to be completed by April 2017.

Rig Mari 1 has completed drilling and testing of four wells namely Shahbaz X-1 exploration well, Zarghun South -3 development well, Shaheen-1 exploration well and Bhattai-2 appraisal/development well with depth ranging from 1150M to 1900M. Rig Mari 1 is currently drilling Bhattai-3 development well in Mari D&P Lease.

Rig Mari 3 has successfully completed drilling and testing of Sujawal Deep-1 Exploration well to the depth of 4100M. Subsequently, the rig was mobilized to Aqeeq-1 by end of February 2017 and the well was spud-in on March 9, 2017 which is expected to be completed by the end of April 2017.

After the up gradation and commissioning of Rig Mari 2 (Skytop), which is expected by May 2017, the rig would be able to drill wells up to the depth of 1000M.

MDU has drilled all the wells in record time and without Non-productive Time which is a major sign of high quality services.

Mari Seismic Processing Center (MSPC)

Upgradation

MSPC has recently been upgraded from 24 core times processing to 256 Core time and Depth processing facility (in Feb 2017). This would allow MSPC to provide depth processing services with better quality and in less time period.

MSPC professionals have been sent to CGG France for acquiring training on depth imaging against the software/hardware upgradation and the said training would be completed by the end of April 2017 after which MSPC would be able to handle depth processing of data in house.

MSPC has recently completed 285.15 Line km reprocessing of Jhangara West and Dhunal North blocks for evaluation of new ventures. MSPC has also completed AVO/Inversion project of 1080 sq. km Mari 3D seismic data. The results of the processing and AVO/Inversion were well appreciated and MSPC aspire to maintain and improve quality of services in the ongoing and future projects.

Currently, localized AVO/Inversion of Mari 3D seismic data for Prospect 1, is in progress.

Upcoming Projects of MSPC include:

- 700 Line km 2D Reprocessing project of Bannu West block would start in April 2017.
- Depth imaging project of Sujawal 3D (750 Sq. km).
- AVO/Inversion project of Sujawal 3D (750 Sq. km).

CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY (CSR)

Revised Guidelines for Utilization of Social Welfare Funds

DGPC Guidelines on Social Welfare Obligations have been revised in the year 2017, in which the modus operandi has been altered for E&P Companies.

Previously the Projects were conceived and implemented by the E&P companies in consultation with the respective DCs, whereas now a committee has been formulated which is to be chaired by the concerned MNA and E&P companies representatives along with respective MPA, DC and Nazims, are members of the committee.

CSR at JV Blocks and Mari Field Daharki

a) Completed Projects:

Following projects have been completed during the quarter:

- Construction of Primary School, Karkan (Project Cost: Rs. 7 million)
- Construction of Water Channel, Dilwani (Project Cost: Rs. 7.1 million)
- Construction of two classrooms with lavatory and chain link fence around the school at Primary School, Muhammad Siddique Manganhar (Project Cost: Rs. 2.6 million)
- Construction of Sweet Water Pond at Haji Mandhrio (Project Cost: Rs. 1 million)
- Rehabilitation of Rural Health Centre, Tabi Sar (Project Cost: Rs. 3 million)
- Dispensary at MEMC Daharki (Project Cost: Rs. 12.2 Million)

b) Ongoing Projects:

Eight projects worth approximately Rs 38 million are in progress at the Company's operated JV blocks and Mari Field Daharki.

i) JV Blocks (Balochistan):

- Tele-Taleem (a digital distant learning initiative) is operational at Government Girls High School, Harnai since November 2016. Through this initiative, teachers are being provided online / distant trainings (through satellite internet) and students of classes 6th, 7th and 8th are being taught Maths, Science and English subjects through direct learning / teaching component of the program. (Project Cost: Rs 2.8 million)
- Rehabilitation of Government Primary School Margat (Project Cost: Rs 3.9 Million)
- Rehabilitation of Government Primary School Ziarat Kach, Khost (Project Cost: Rs 4.5 million)

ii) JV Blocks (Sindh):

Provision of water from sweet water source to two lavatories at Primary School, Muham mad Siddique Manganhaar (Project Cost: Rs. 0.321 million)

iii) Mari Field, Daharki:

- MPCL – IBA Sukkur Scholarship Program for 12 students belonging to Mari Field area (Project Cost: Rs. 1.6 million for FY 2016-17)
- Mari Early Education Tool (MEET) has been installed and operationalized at Shaheen High School, village Abdul Rasheed Leghari. In the first phase, four modules (Alphabets / Letter Recognition, Phonics, Vowels & Consonants and Learning Alphabets through stories) have been developed and deployed in class KG. (Project Cost: Rs. 2.8 million)
- Maa Mobile has been introduced at MPCL Mother & Child Healthcare Centre, Dad Leghari, whereby, a mother-child's database is being maintained through the Health Management Information System (HMIS). Critical healthcare messages to the expecting mothers throughout various phases of their pregnancy, reminding them about their next visits to the doctors are being communicated through Maa Mobile. Record of medicines / treatment also being monitored through HMIS. (Project Cost: Rs. 10.9 million)

ACKNOWLEDGEMENT

The Board of Directors would like to express its appreciation for the efforts and dedication of all employees of the Company, which enabled the management to run the Company efficiently during the period resulting in continued production and supply of hydrocarbons to its customers.

For and on behalf of the Board



Islamabad
April 25, 2017

Lt Gen Khalid Nawaz Khan, HI (M), SE, (Retd)
Chairman

Condensed Interim Balance Sheet (Un-Audited) AS AT MARCH 31, 2017

		(Unaudited)	(Audited)
	Note	31.03.2017	30.06.2016
(Rupees in thousand)			
EQUITY AND LIABILITIES			
SHARE CAPITAL AND RESERVES			
Authorized capital			
250,000,000 (June 30, 2016: 250,000,000) ordinary shares of Rs 10 each		2,500,000	2,500,000
1,059,000,100 (June 30, 2016: 1,059,000,100) preference shares of Rs 10 each		10,590,001	10,590,001
		<u>13,090,001</u>	<u>13,090,001</u>
Issued, subscribed and paid up capital	5	1,102,500	1,102,500
Undistributed percentage return reserve	6	314,633	426,867
Capital redemption reserve fund	7	10,590,001	10,590,001
Other reserves	8	10,703,431	4,846,555
		<u>22,710,565</u>	<u>16,965,923</u>
NON CURRENT LIABILITIES			
Long term financing	9	4,636,364	1,000,000
Deferred liabilities	10	7,261,167	6,576,575
		<u>11,897,531</u>	<u>7,576,575</u>
CURRENT LIABILITIES			
Trade and other payables	11	47,731,351	34,669,221
Current maturity of long term financing		493,469	151,774
Interest accrued on long term financing		286,421	196,154
		<u>48,511,241</u>	<u>35,017,149</u>
CONTINGENCIES AND COMMITMENTS			
	12		
		<u>83,119,337</u>	<u>59,559,647</u>

The annexed notes 1 to 31 form an integral part of this condensed interim financial information.

Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad, HI (M), (Retd)
Managing Director / CEO

Condensed Interim Balance Sheet (Un-Audited) AS AT MARCH 31, 2017

	(Unaudited)	(Audited)
Note	31.03.2017	30.06.2016
	(Rupees in thousand)	

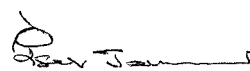
ASSETS

NON CURRENT ASSETS

Property, plant and equipment	13	10,717,459	11,023,452
Development and production assets	14	3,741,032	3,002,063
Exploration and evaluation assets	15	10,121,453	10,084,055
Long term loans, advances, deposits and prepayments		52,560	42,173
Deferred income tax asset		2,214,932	2,680,622
		26,847,436	26,832,365

CURRENT ASSETS

Stores and spares		2,215,083	2,167,328
Trade debts	16	45,074,539	26,887,469
Loans, advances, prepayments and other receivables	17	1,961,020	1,542,943
Income tax paid in advance		1,088,651	1,503,388
Cash and bank balances	18	5,932,608	626,154
		56,271,901	32,727,282
		83,119,337	59,559,647


 Qaiser Javed
 Director

Condensed Interim Profit and Loss Account (Un-Audited)

For the Nine Months Ended March 31, 2017

	Note	Three months ended		Nine months ended	
		31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
		(Rupees in thousand)		(Rupees in thousand)	
Gross sales to customers	19	24,314,373	24,285,777	74,137,485	69,739,683
Gas development surcharge		5,285,990	6,637,395	17,663,063	19,307,764
General sales tax		3,434,955	3,482,243	10,511,901	9,913,579
Excise duty		453,570	420,353	1,343,605	1,252,341
Gas infrastructure development cess		8,333,432	7,927,077	24,752,981	23,620,399
Wind fall levy		-	412	-	200,435
		17,507,947	18,467,480	54,271,550	54,294,518
Sales - net		6,806,426	5,818,297	19,865,935	15,445,165
Royalty		894,300	727,287	2,527,530	1,955,676
		5,912,126	5,091,010	17,338,405	13,489,489
Operating expenses	20	1,615,494	1,437,212	5,129,241	4,145,594
Exploration and prospecting expenditure	21	1,667,386	1,798,909	2,565,322	5,142,965
Other charges		133,123	129,303	538,044	295,724
		3,416,003	3,365,424	8,232,607	9,584,283
		2,496,123	1,725,586	9,105,798	3,905,206
Other (expenses) / income	22	(301,974)	325,041	(421,848)	1,006,004
Operating profit		2,194,149	2,050,627	8,683,950	4,911,210
Finance income	23	82,002	129,094	168,464	307,165
Finance cost	24	223,509	424,885	636,864	1,204,970
Profit before taxation		2,052,642	1,754,836	8,215,550	4,013,405
Provision for taxation	25	357,844	(81,931)	1,908,633	122,585
Profit for the period		1,694,798	1,836,767	6,306,917	3,890,820
Earnings per share - basic and diluted					
Earnings per ordinary share (Rupees)	26	15.37	16.66	57.21	35.29
Distributable earnings per ordinary share (Rupees)	26	1.50	1.38	4.43	4.11

The annexed notes 1 to 31 form an integral part of this condensed interim financial information.

Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad, HI (M), (Retd)
Managing Director / CEO

Qaiser Javed
Director

Condensed Interim Statement of Comprehensive Income (Un-Audited)

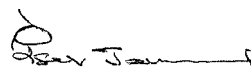
For the Nine Months Ended March 31, 2017

	Three months ended		Nine months ended	
	31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
	(Rupees in thousand)		(Rupees in thousand)	
Profit for the period	1,694,798	1,836,767	6,306,917	3,890,820
Other comprehensive income	-	-	-	-
Total comprehensive income for the period	1,694,798	1,836,767	6,306,917	3,890,820

The annexed notes 1 to 31 form an integral part of this condensed interim financial information.



Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad, HI (M), (Retd)
Managing Director / CEO



Qaiser Javed
Director

Condensed Interim Cash Flow Statement (Un-Audited)

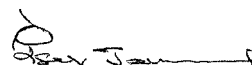
For the Nine Months Ended March 31, 2017

	31.03.2017	31.03.2016
	(Rupees in thousand)	
Cash flows from operating activities		
Cash receipts from customers	55,978,736	74,210,752
Cash paid to the Government for Government levies	(42,147,744)	(64,400,202)
Cash paid to suppliers, employees and others	(8,094,984)	(6,537,476)
Income tax paid	(1,028,206)	(1,186,551)
Net cash flow from operating activities	4,707,802	2,086,523
Cash flows from investing activities		
Capital expenditure	(2,909,090)	(4,370,238)
Proceeds from disposal of property, plant and equipment	360	6,050
Interest received	131,630	182,024
Net cash flow from investing activities	(2,777,100)	(4,182,164)
Cash flows from financing activities		
Long term financing received	4,000,000	1,000,000
Long term loans repaid	-	(332,505)
Short term running finance received	-	1,000,000
Redemption of preference shares	(21,941)	(969,073)
Finance cost paid	(45,846)	(77,866)
Dividends paid	(556,461)	(824,913)
Net cash flow from financing activities	3,375,752	(204,357)
Net increase / (decrease) in cash and cash equivalents	5,306,454	(2,299,998)
Cash and cash equivalents at beginning of the period	626,154	4,900,635
Cash and cash equivalents at end of the period	5,932,608	2,600,637

The annexed notes 1 to 31 form an integral part of this condensed interim financial information.



Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad, HI (M), (Retd)
Managing Director / CEO



Qaiser Javed
Director

Condensed Interim Statement of Changes in Equity (Un-Audited)

For the Nine Months Ended March 31, 2017

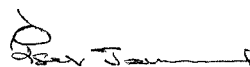
	Issued, subscribed and paid up capital	Undis- tributed percentage return reserve	Capital redemption reserve fund	Other Reserves				Profit and loss account	Total
				Exploration, evalua- tion and development reserve	Reserve for Mari Seis- mic Unit	Self Insurance Reserve	Capital expenditure reserve		
				(Rupees in thousand)					
Balance as at June 30, 2015 (Audited)	1,102,500	395,331	1,300,000	8,240,521	422,329	-	-	35,537	11,496,218
Total comprehensive income for the period:									
Profit for the period	-	-	-	-	-	-	-	3,890,820	3,890,820
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Final dividend for the year ended June 30, 2015 *	-	(129,838)	-	-	-	-	-	(35,537)	(165,375)
First interim dividend for the year ended June 30, 2016 @ Rs 3 per share *	-	-	-	-	-	-	-	(330,750)	(330,750)
Transfer from profit and loss account to exploration, evaluation and development reserve	-	-	-	1,681,073	-	-	-	(1,681,073)	-
Transfer from profit and loss account to capital redemption reserve fund	-	-	776,485	-	-	-	-	(776,485)	-
Transfer from profit and loss account to capital expenditure reserve	-	-	-	-	-	-	395,400	(395,400)	-
Transfer from profit and loss account to reserve for Mari Seismic Unit	-	-	-	-	584,918	-	-	(584,918)	-
Balance as at March 31, 2016 (Unaudited)	1,102,500	265,493	2,076,485	9,921,594	1,007,247	-	395,400	122,194	14,890,913
Total comprehensive income for the period:									
Profit for the period	-	-	-	-	-	-	-	2,160,635	2,160,635
Other comprehensive loss	-	-	-	-	-	-	-	(85,625)	(85,625)
Transfer from exploration, evaluation and development reserve to profit and loss account	-	-	-	(1,408,078)	-	-	-	1,408,078	-
Transfer from exploration, evaluation and development reserve to capital redemption reserve fund	-	-	8,513,516	(8,513,516)	-	-	-	-	-
Transfer from profit and loss account to undistributed percentage return reserve	-	161,374	-	-	-	-	-	(161,374)	-
Transfer from profit and loss account to self insurance reserve	-	-	-	-	-	100,000	-	(100,000)	-
Transfer from profit and loss account to capital redemption reserve fund	-	-	-	-	-	-	(395,400)	395,400	-
Transfer from reserve for Mari Seismic Unit to profit and loss account	-	-	-	-	(1,007,247)	-	-	1,007,247	-
Balance as at June 30, 2016 (Audited)	1,102,500	426,867	10,590,001	-	-	100,000	-	4,746,555	16,965,923
Total comprehensive income for the period:									
Profit for the period	-	-	-	-	-	-	-	6,306,917	6,306,917
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Final dividend for the year ended June 30, 2016 - note 6.1 *	-	(112,234)	-	-	-	-	-	(119,291)	(231,525)
First interim dividend for the year ending June 30, 2017 @ Rs 3 per share *	-	-	-	-	-	-	-	(330,750)	(330,750)
Balance as at March 31, 2017 (Unaudited)	1,102,500	314,633	10,590,001	-	-	100,000	-	10,603,431	22,710,565

* Distribution to owners - recorded directly in equity

The annexed notes 1 to 31 form an integral part of this condensed interim financial information.



Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad, HI (M), (Retd)
Managing Director / CEO



Qaiser Javed
Director

NOTES TO THE CONDENSED INTERIM FINANCIAL INFORMATION (UN-AUDITED)

For the Nine Months Ended March 31, 2017

1. LEGAL STATUS AND OPERATIONS

Mari Petroleum Company Limited ("the Company") is a public limited company incorporated in Pakistan on December 4, 1984 under the Companies Ordinance, 1984. The shares of the Company are listed on the Pakistan Stock Exchange Limited. The Company is principally engaged in exploration, production and sale of hydrocarbons. The registered office of the Company is situated at 21 Mauve Area, 3rd Road, G-10/4, Islamabad.

2. STATEMENT OF COMPLIANCE

This condensed interim financial information of the Company for the nine months period ended March 31, 2017 has been prepared in accordance with the requirements of the International Accounting Standard 34 "Interim Financial Reporting" and provisions of and directives issued under the Companies Ordinance, 1984. In case requirements differ, the provisions or directives issued under the Companies Ordinance, 1984 shall prevail. The condensed interim financial information should be read in conjunction with the financial statements for the year ended June 30, 2016, which have been prepared in accordance with approved accounting standards as applicable in Pakistan.

3. ACCOUNTING POLICIES

The accounting policies and the methods of computation adopted in the preparation of this condensed interim financial information are the same as those applied in the preparation of the financial statements for the year ended June 30, 2016, except for the adoption of new and amended standards which became applicable for the current reporting period. The adoption of these standards does not have any material impact on the condensed interim financial information other than in presentation and disclosures related to the annual financial statements for the year ending June 30, 2017.

4. REVISION IN MARI WELLHEAD GAS PRICE FORMULA

The previous gas price mechanism for Mari field was governed by Mari Gas Well Head Price Agreement ("the Agreement") dated December 22, 1985 between the President of Islamic Republic of Pakistan and the Company. Effective July 1, 2014, the Agreement has been replaced with revised Mari Wellhead Gas Price Agreement (2015) ("Revised Agreement") dated July 29, 2015 in line with the Economic Coordination Committee (ECC) decision explained below:

Effective July 1, 2014, the cost plus wellhead gas pricing formula was replaced with a crude oil price linked formula which provides a discounted wellhead gas price to be gradually achieved in five years from July 1, 2014. Mari field wellhead gas price for the year has been determined in line with the revised formula as approved by ECC. The revised formula provides dividend distribution to be continued for next ten years in line with the previous cost plus formula. Accordingly, the shareholders are entitled to a minimum return of 30%, net of all taxes, on shareholders' funds which is to be escalated in the event of increase in the Company's gas or equivalent oil production beyond the level of 425 MMSCFD at the rate of 1%, net of all taxes, on shareholder's funds for each additional 20 MMSCFD of gas or equivalent oil produced, prorated for part thereof on annual basis, subject to a maximum of 45%. Any residual profits for the next ten years are to be reinvested for exploration and development activities in Mari as well as outside Mari field.

	Note	(Unaudited) 31.03.2017	(Audited) 30.06.2016
5. ISSUED, SUBSCRIBED AND PAID UP CAPITAL			
(Rupees in thousand)			
24,850,007 (June 30, 2016: 24,850,007) ordinary shares of Rs 10 each issued for cash		248,500	248,500
11,899,993 (June 30, 2016: 11,899,993) ordinary shares of Rs 10 each issued for consideration other than cash		119,000	119,000
73,500,000 (June 30, 2016: 73,500,000) ordinary shares of Rs 10 each issued as bonus shares	5.1	735,000	735,000
		1,102,500	1,102,500

5.1 Pending resolution of issue relating to deduction of withholding tax on issuance of bonus shares, 608,364 bonus shares have not been issued as at March 31, 2017 (June 30, 2016: 608,364).

6. UNDISTRIBUTED PERCENTAGE RETURN RESERVE

	Note	(Unaudited) Nine months ended 31.03.2017	(Audited) Year ended 30.06.2016
(Rupees in thousand)			
Opening balance		426,867	395,331
Final dividend for the year ended:			
June 30, 2016	6.1	(112,234)	-
June 30, 2015		-	(129,838)
Transferred from profit and loss account		-	161,374
Closing balance		314,633	426,867

6.1 The Board of Directors in its meeting held on August 11, 2016 had proposed a final cash dividend for the year ended June 30, 2016 @ Rs 2.10 per share amounting to Rs 231.525 million which was subsequently approved by the shareholders in Annual General Meeting held on September 27, 2016. Out of this, Rs 112.234 million has been appropriated out of undistributed percentage return reserve while the balance amount of Rs 119.291 million represents undistributed guaranteed return for the year ended June 30, 2016.

6.2 The amount held in this reserve represents the balance of the percentage return reserve on Shareholders' Funds as referred to in the Revised Agreement.

	(Unaudited) Nine months ended 31.03.2017	(Audited) Year ended 30.06.2016
	(Rupees in thousand)	
7. CAPITAL REDEMPTION RESERVE FUND		
Opening Balance	10,590,001	1,300,000
Transferred from profit and loss account	-	776,485
Transferred from exploration, evaluation and development reserve	-	8,513,516
Closing Balance	10,590,001	10,590,001

7.1 This reserve has been created against redemption of redeemable preference shares in the form of cash to the preference shareholders.

		(Unaudited) 31.03.2017	(Audited) 30.06.2016
		(Rupees in thousand)	
8. OTHER RESERVES			
Self insurance reserve	8.1	100,000	100,000
Profit and loss account	8.2	10,603,431	4,746,555
		10,703,431	4,846,555

8.1 SELF INSURANCE RESERVE

The Company has set aside a specific reserve for self insurance of general assets, vehicles and personal accident for security personnel.

8.2 PROFIT AND LOSS ACCOUNT

The amount of Rs 10,603.431 million (June 30, 2016: Rs 4,746.555 million) represents the following:

	(Unaudited) 31.03.2017	(Audited) 30.06.2016
	(Rupees in thousand)	
8.2.1 Distributable balance		
Undistributed return	488,059	119,291

This represents guaranteed return @ 42.55% per annum on shareholders' funds for nine months ended March 31, 2017 (March 31, 2016 @ 40.32%).

	(Unaudited) 31.03.2017	(Audited) 30.06.2016
	(Rupees in thousand)	
8.2.2 Unappropriated balance	10,115,372	4,627,264

		(Unaudited) 31.03.2017	(Audited) 30.06.2016
9 LONG TERM FINANCING			
Long term loans			
Loan for infill wells	9.1	1,000,000	1,000,000
Loan for exploration and development projects	9.2	4,000,000	-
		5,000,000	1,000,000
Less: current maturity		(363,636)	-
		4,636,364	1,000,000

- 9.1** A long term finance facility amounting to Rs 1,000 million has been availed from MCB Bank Limited for financing four infill wells in Mari D&P Lease Area (Habib Rahi Limestone Reservoir). The entire amount of facility was drawn on December 31, 2015. Mark-up was payable semi-annually in arrears on the outstanding facility amount at six months KIBOR + 0.15% per annum. The mark-up rate has been revised downward to six months KIBOR + 0.10% per annum from December 31, 2016. The effective mark-up rate for the period ended March 31, 2017 was 6.24% (June 30, 2016: 6.67%) per annum. The loan is repayable in ten equal semi-annual installments after two years grace period from the date of first disbursement. The loan is secured by a pari passu charge by way of hypothecation over all present and future current and fixed assets (excluding land and building, petroleum reconnaissance and exploration licenses and development leases) of the Company amounting to Rs 1,334 million.
- 9.2** A long term finance facility amounting to Rs 9,000 million has been arranged from Habib Bank Limited for financing exploration and developmental projects to be carried out in various fields/blocks. An amount of Rs 4,000 million has been availed from the facility till March 31, 2017. Mark-up is payable semi-annually in arrears on the outstanding facility amount at six months KIBOR + 0.05% per annum. The effective mark-up rate for the period ended March 31, 2017 was 6.10% (June 30, 2016: NIL) per annum. The loan will be repayable in eleven equal semi-annual installments after six months grace period from the date of first disbursement. The loan is secured by a pari passu hypothecation charge and floating charge over all present and future current, movable and fixed assets (excluding land and building, petroleum reconnaissance and exploration licenses and development leases) of the Company amounting to Rs 12,000 million.

	(Unaudited) 31.03.2017	(Audited) 30.06.2016
	(Rupees in thousand)	
10. DEFERRED LIABILITIES		
Provision for decommissioning cost	6,602,365	5,955,235
Provision for employee benefits - unfunded	469,366	447,409
Provision for compensated leave absences	185,522	149,059
Deferred income	3,914	24,872
	7,261,167	6,576,575

	(Unaudited) 31.03.2017	(Audited) 30.06.2016
	(Rupees in thousand)	
11. TRADE AND OTHER PAYABLES		
Creditors	938,800	907,989
Accrued liabilities	2,273,486	2,491,103
Joint operating partners	457,856	680,531
Retention and earnest money deposits	50,480	49,261
Gratuity funds	141,945	1,513,578
Gas development surcharge	5,934,959	5,823,126
General sales tax	4,402,570	3,105,435
Excise duty	157,840	151,447
Gas infrastructure development cess	31,779,947	18,570,635
Royalty	50,611	23,947
Workers' welfare fund	1,077,715	977,351
Workers' profit participation fund	437,680	353,170
Unclaimed dividend	18,198	10,140
Unpaid dividend	9,264	11,508
	47,731,351	34,669,221

12 CONTINGENCIES AND COMMITMENTS

12.1 Contingencies

Indemnity bonds given to Collector of Customs against duty concessions on import of vehicles amounted to Rs 5.23 million (June 30, 2016: Rs 5.23 million).

	(Unaudited) 31.03.2017	(Audited) 30.06.2016
	(Rupees in thousand)	
12.2 Commitments		
Capital expenditure:		
Share in joint operations	4,120,102	6,091,496
Mari field, Mari Seismic Unit and Rigs	1,498,211	212,269
	5,618,313	6,303,765

	(Unaudited) Nine months ended 31.03.2017	(Audited) Year ended 30.06.2016
	(Rupees in thousand)	
13. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT		
Opening book value	10,309,547	9,178,521
Movement during the period / year:		
Additions	367,503	1,166,956
Tangible assets of Sujawal field transferred from exploration and evaluation assets	-	1,311,040
Revision due to change in estimates of decommissioning costs	-	(1,743)
Written down value of disposals	(1,625)	(170,000)
Depreciation charge for the period / year	(1,069,226)	(1,175,227)
	(703,348)	1,131,026
	9,606,199	10,309,547
Add: Capital work in progress	1,111,260	713,905
Closing book value	10,717,459	11,023,452
14 DEVELOPMENT AND PRODUCTION ASSETS		
Opening book value	3,002,063	2,187,715
Movement during the period / year:		
Additions	1,001,524	305,295
Leftover inventory transferred to stores and spares	-	(39,381)
Well cost transferred from exploration and evaluation assets	-	834,567
Revision due to change in estimates of provision for decommissioning cost	-	(28,419)
Amortization charge for the period / year	(262,555)	(257,714)
	738,969	814,348
Closing book value	3,741,032	3,002,063

	(Unaudited) Nine months ended 31.03.2017	(Audited) Year ended 30.06.2016
15 EXPLORATION AND EVALUATION ASSETS	(Rupees in thousand)	
Opening book value	10,084,055	9,399,602
Movement during the period / year:		
Additions	1,476,634	4,752,802
Left over inventory transferred to stores and spares	(35,926)	(259,934)
Well cost transferred to development and production assets	-	(834,567)
Tangible assets of Sujawal field transferred to Property, Plant and Equipment	-	(1,311,040)
Revision due to change in estimates of provision for decommissioning cost	-	(31,664)
Impairment of well cost	-	(968,835)
Cost of dry and abandoned wells written off	(1,334,990)	(417,461)
Depreciation charge for the period / year	(68,320)	(244,848)
	37,398	684,453
	10,121,453	10,084,055

16 TRADE DEBTS

Due from related parties - considered good

Central Power Generation Company Limited	2,652,451	2,548,887
Foundation Power Company Daharki Limited	3,368,156	2,952,921
Fauji Fertilizer Company Limited	9,666,823	1,566,979
Sui Southern Gas Company Limited	969,212	1,152,835
Sui Northern Gas Pipelines Limited	175,895	197,590
	16,832,537	8,419,212

Due from others - considered good

Engro Fertilizer Limited	3,697,219	719,451
Fatima Fertilizer Company Limited	23,336,486	16,678,152
Byco Petroleum Pakistan Limited	614,192	614,192
National Refinery Limited	35,136	25,962
Attock Refinery Limited	369,640	352,795
Pakistan Refinery Limited	48,567	17,363
Western Power Company (Private) Limited	57,248	19,869
Pak Arab Refinery Limited	11,139	40,473
Petrosin CNG (Private) Limited	72,375	-
	45,074,539	26,887,469

16.1 Trade debts due from related parties and trade debts due from others are net of provision for doubtful debts amounting to Rs 238 million (June 30, 2016: Rs 238 million) and Nil (June 30, 2016: Rs 23.61 million) respectively.

	(Unaudited) 31.03.2017	(Audited) 30.06.2016
17 LOANS, ADVANCES, PREPAYMENTS AND OTHER RECEIVABLES	(Rupees in thousand)	
Due from related parties		
Interest accrued - Askari Bank Limited	-	74
Due from others		
Loans and advances	820,252	515,114
Receivables from joint operating partners	890,255	922,342
Short term prepayments	185,621	80,193
Interest accrued	15,505	3,887
Others	49,387	21,333
	1,961,020	1,542,943

18 CASH AND BANK BALANCES

Cash and bank balances include Rs 2,752.16 million (June 30, 2016: Rs 271.35 million) held with Askari Bank Limited, a related party.

Running finance facility

A running finance facility of Rs 2,000 million was arranged with MCB Bank Limited for meeting working capital requirements and operating expenses. This facility was curtailed to Rs 1,000 million from December 20, 2016. The facility was utilized from time to time during the first quarter of the period ended March 31, 2017. Mark-up for the said facility is to be paid quarterly on the outstanding balance availed at one month KIBOR + 0.10% per annum. The effective mark-up rate for the period ended March 31, 2017 was 6.31% (June 30, 2016: 6.59%) per annum. The entire amount of the availed facility is to be adjusted from time to time, atleast once in a year for three consecutive days. The facility is secured by a pari passu charge by way of hypothecation over all present and future current and fixed assets (excluding land and building, petroleum reconnaissance and exploration licenses and development leases) of the Company amounting to Rs 2.667 billion.

		Three months ended		Nine months ended	
Note		31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
		(Rupees in thousand)		(Rupees in thousand)	
19 GROSS SALES TO CUSTOMERS					
Sale of:					
Gas	19.1	23,639,271	23,960,002	72,330,253	68,209,950
Crude Oil	19.2	567,459	260,172	1,549,193	1,233,651
Less: Transportation charges		28,825	7,283	80,622	38,449
		538,634	252,889	1,468,571	1,195,202
Condensate	19.3	132,201	68,812	328,013	330,283
Less: Transportation charges		2,336	2,615	11,226	21,938
		129,865	66,197	316,787	308,345
LPG	19.4	-	430	-	1,371
Own consumption		6,603	6,259	21,874	24,815
		24,314,373	24,285,777	74,137,485	69,739,683

Note	Three months ended		Nine months ended	
	31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
	(Rupees in thousand)		(Rupees in thousand)	
19.1 This represents sale of gas as per detail below:				
Mari Field	21,828,432	22,669,982	67,225,939	64,355,804
Sujawal block	1,201,646	792,406	3,602,441	2,407,201
Hala block	234,490	303,046	793,896	796,858
Sukkur block	11,886	15,018	41,916	50,880
Kohat block	20,475	-	20,475	-
Karak block	66,077	16,552	129,101	44,964
Zarghun block	276,265	162,998	516,485	554,243
	23,639,271	23,960,002	72,330,253	68,209,950
19.2 This represents sale of crude oil as per detail below:				
Karak block	511,641	203,947	1,370,966	906,587
Ghauri block	55,818	56,225	178,227	327,064
	567,459	260,172	1,549,193	1,233,651
19.3 This represents sale of condensate as per detail below:				
Mari Field	22,841	11,456	63,502	66,619
Sujawal block	94,773	50,791	229,887	217,207
Hala block	12,891	5,946	31,265	42,335
Zarghun block	1,696	619	3,359	4,122
	132,201	68,812	328,013	330,283
19.4 This represents sale of LPG from Hala block.				
19.5 Sale of gas includes sale from Mari field, Sukkur, Sujawal, Zarghun and Hala block invoiced on provisional prices. There may be adjustment in gross sales upon issuance of final wellhead prices notification by Oil and Gas Regulatory Authority (OGRA).				

	Three months ended		Nine months ended	
	31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
20. OPERATING EXPENSES	(Rupees in thousand)		(Rupees in thousand)	
Salaries, wages and benefits	719,331	739,206	2,277,402	2,084,186
Employee benefits	60,116	51,882	180,681	154,266
Rent, rates and taxes	8,083	1,997	29,920	20,995
Legal and professional services	(1,072)	10,738	10,121	177,701
Fuel, light, power and water	23,460	22,659	75,259	80,925
Maintenance and repairs	92,652	72,993	261,769	168,991
Insurance	13,185	12,280	39,548	37,295
Depreciation	232,112	182,888	690,734	585,702
Amortization	78,976	42,139	262,555	115,211
Employees medical and welfare	106,169	64,914	235,714	188,355
Field and other services	240,348	127,907	698,520	454,851
Travelling	13,049	21,877	49,417	41,713
Communications	4,449	3,270	10,964	12,649
Printing and stationery	3,073	2,383	14,038	12,357
Office supplies	4,540	3,192	10,959	7,847
Technical software	22,655	10,012	47,351	21,099
Auditor's remuneration and tax services	4,164	31	5,526	4,074
Mobile dispensary and social welfare	36,358	39,171	114,006	93,481
Training	35,341	25,288	74,088	60,335
Reservoir study and production logging	-	5,431	-	5,431
Advertisement	1,818	144	3,412	5,186
Books and periodicals	166	191	497	687
Public relations and social activities	1,951	6,373	9,241	10,301
Directors' fee and expenses	1,580	4,733	7,085	9,815
Freight and transportation	1,645	1,867	3,812	5,192
Subscriptions	67	1,096	7,235	2,617
Sukkur block	9,262	9,273	27,131	26,423
Ghauri block	18,388	26,157	75,403	88,547
Hala block	48,375	34,796	178,869	127,881
Kohat block	(775)	207	895	778
Karak block	77,559	112,286	236,691	191,200
Sujawal block	9,482	69,408	210,634	166,125
Zarghun block	28,675	45,313	110,593	119,446
Provision for doubtful debts	-	1,572	(23,614)	(73,146)
Miscellaneous	18,878	3,744	24,758	9,232
	1,914,060	1,757,418	5,961,214	5,017,748
Less: Recoveries from joint operating partners	298,566	320,206	831,973	872,154
	1,615,494	1,437,212	5,129,241	4,145,594

	Note	Three months ended		Nine months ended	
		31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
		(Rupees in thousand)		(Rupees in thousand)	
21. EXPLORATION AND PROSPECTING EXPENDITURE					
Mari Field					
3D seismic data acquisition		-	(6,913)	24,226	1,570,098
Joint Operations					
Prospecting expenditure		332,396	967,653	1,206,106	2,361,119
Cost of dry and abandoned wells written off		1,334,990	33,746	1,334,990	407,325
Impairment of well cost		-	804,423	-	804,423
		1,667,386	1,805,822	2,541,096	3,572,867
		1,667,386	1,798,909	2,565,322	5,142,965
22. OTHER (EXPENSES) / INCOME					
Mari Seismic Unit (loss) / income - net	22.1	(146,913)	291,003	(218,989)	860,174
Rig (loss) / income - net	22.2	(141,581)	48,148	(180,983)	153,139
Mari Seismic Data Processing Unit loss - net	22.3	(15,408)	(17,475)	(32,168)	(31,908)
Line heaters rental income		1,569	1,887	4,707	12,753
Gain / (loss) on disposal of property and equipment		(1,265)	-	(1,265)	5,769
Miscellaneous		1,624	1,478	6,850	6,077
		(301,974)	325,041	(421,848)	1,006,004
22.1 Break-up of Mari Seismic Unit (loss) / income - net is as follows:					
<u>Income:</u>					
Mari Seismic Unit income		-	631,259	241,471	2,203,005
Income on bank deposits		205	986	1,185	3,289
		205	632,245	242,656	2,206,294
<u>Less: Expenses</u>					
Operating expenses		74,930	266,532	244,969	1,032,895
Depreciation of property and equipment		72,184	74,677	216,641	218,625
Loss on disposal of fixed assets		-	-	-	94,544
Bank charges		4	33	35	56
		147,118	341,242	461,645	1,346,120
		(146,913)	291,003	(218,989)	860,174

	Three months ended		Nine months ended	
	31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
	(Rupees in thousand)		(Rupees in thousand)	
22.2 Break-up of Rig (loss) / income - net is as follows:				
Income:				
Rig rental income	(19,491)	348,298	143,677	1,276,021
Less: Expenses				
Operating expenses	102,984	210,461	275,844	882,209
Depreciation of property and equipment	19,106	89,689	48,816	240,673
	122,090	300,150	324,660	1,122,882
	(141,581)	48,148	(180,983)	153,139
22.3 Break-up of Mari Seismic Data Processing Unit - net is as follows:				
Income:				
Mari Seismic Data Processing Unit income	9,868	-	9,868	6,269
Less: Expenses				
Operating expenses (net of recoveries from joint operating partners)	20,471	11,893	27,619	24,303
Depreciation of property and equipment	4,805	5,582	14,417	13,874
	25,276	17,475	42,036	38,177
	(15,408)	(17,475)	(32,168)	(31,908)
23. FINANCE INCOME				
Income on bank deposits	62,514	61,914	141,989	178,811
Interest income on delayed payments from Foundation Power Company Daharki Limited	-	41,303	-	129,509
Exchange (loss) / gain	19,488	25,877	26,475	(1,155)
	82,002	129,094	168,464	307,165
24. FINANCE COST				
Profit on redeemable preference shares - unsecured	-	272,689	-	758,180
Mark-up on long term financing - secured	62,677	18,577	124,498	28,023
Mark-up on short term running finance - secured	-	360	11,615	360
Unwinding of discount on provision for decommissioning cost	160,047	132,892	480,141	398,674
Interest on Workers' Profit Participation Fund	-	-	17,765	18,295
Bank charges	785	367	2,845	1,438
	223,509	424,885	636,864	1,204,970

25. PROVISION FOR TAXATION

	Three months ended		Nine months ended	
	31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
	(Rupees in thousand)		(Rupees in thousand)	
Current	235,978	382,602	1,442,944	644,546
Deferred	121,866	(464,533)	465,689	(521,961)
	357,844	(81,931)	1,908,633	122,585

26. EARNINGS PER SHARE - BASIC AND DILUTED

	Three months ended		Nine months ended	
	31.03.2017	31.03.2016	31.03.2017	31.03.2016
Profit for the period (Rupees in thousand)	1,694,798	1,836,767	6,306,917	3,890,820
Distributable earnings (Rupees in thousand)	165,515	152,030	488,059	452,944
Number of shares outstanding (in thousand)	110,250	110,250	110,250	110,250
Earnings per ordinary share (in Rupees)	15.37	16.66	57.21	35.29
Distributable earnings per ordinary share (in Rupees)	1.50	1.38	4.43	4.11

27. TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES

	Nine months ended	
	31.03.2017	31.03.2016
	(Rupees in thousand)	
Gross sale to related parties is as follows:		
Foundation Power Company Daharki Limited (FPCDL)	5,189,712	5,588,986
Fauji Fertilizer Company Limited	29,252,155	32,152,714
Central Power Generation Company Limited	8,739,303	1,939,413
Sui Southern Gas Company Limited	4,935,246	3,781,984
Sui Northern Gas Pipelines Limited	1,969,502	2,172,994
Foundation Gas	-	1,371
Line heaters rental income - FPCDL	4,707	12,753
Interest income on delayed payments - FPCDL	-	129,509
Interest income on bank accounts - Askari bank limited	82,275	153,063
Provision for doubtful debts - FPCDL	-	(73,146)
Remuneration of chief executive and key management personnel	3,000,614	2,334,562
Contribution to funded employee benefit plans	189,539	162,666

28 OPERATING SEGMENTS**28.1 Basis of segmentation**

The Company has following three strategic divisions based on the main types of activities, which are considered its reportable segments:

- i) Exploration and Production
- ii) Mari Seismic Unit
- iii) Mari Drilling Unit

28.2 Information about reportable segments

Information related to each reportable segment is set below. Segment profit / (loss) before tax is used to measure performance because management believes that this information is the most relevant in evaluating the results of the respective segment. Accordingly, information about segment assets and liabilities is not presented.

	Exploration and Production	Mari Seismic Unit	Mari Drilling Unit	Total
----- (Rupees in thousand) -----				
Nine months ended March 31, 2017				
Revenue from external customers	74,137,485	-	143,677	74,281,162
Inter-segment revenue	-	241,471	1,192,366	1,433,837
	<u>74,137,485</u>	<u>241,471</u>	<u>1,336,043</u>	75,714,999
Operating expenses	4,175,952	244,969	894,721	5,315,642
Depreciation and amortization	953,289	216,641	215,754	1,385,684
Cost of dry and abandoned wells written off	1,334,990	-	-	1,334,990
Other income / (expenses)	(21,876)	-	-	(21,876)
Finance income	168,464	1,185	-	169,649
Finance cost	636,864	35	-	636,899
Profit / (loss) before taxation	<u>8,615,522</u>	<u>(218,989)</u>	<u>225,568</u>	8,622,101
Nine months ended March 31, 2016				
Revenue from external customers	69,739,683	-	471,097	70,210,780
Inter-segment revenue	-	2,203,005	804,924	3,007,929
	<u>69,739,683</u>	<u>2,203,005</u>	<u>1,276,021</u>	73,218,709
Operating expenses	3,444,681	1,032,895	882,209	5,359,785
Depreciation and amortization	700,913	218,625	240,673	1,160,211
Impairment of well cost	804,423	-	-	804,423
Cost of dry and abandoned wells written off	407,325	-	-	407,325
Other income / (expenses)	(7,309)	(94,544)	-	(101,853)
Finance income	307,165	3,289	-	310,454
Finance cost	1,204,970	56	-	1,205,026
Profit / (loss) before taxation	<u>3,000,092</u>	<u>860,174</u>	<u>153,139</u>	4,013,405

28.3 Reconciliation of segments' revenue and profit before taxation

	31.03.2017	31.03.2016
	(Rupees in thousand)	
i) Revenue from reportable segments	75,714,999	73,218,709
Elimination of inter-segment revenue - Mari Drilling Unit	(1,192,366)	-
Revenue of the Company	74,522,633	73,218,709
Revenue of the Company comprises:		
- Gross sales to customers	74,137,485	69,739,683
- MSU - other income	241,471	2,203,005
- Rig - other income	143,677	1,276,021
	74,522,633	73,218,709
ii) Profit before taxation from reportable segments	8,622,101	4,013,405
Elimination of inter-segment profit - Mari Drilling Unit	(406,551)	-
Profit before taxation of the Company	8,215,550	4,013,405

28.4 Other information

Revenue from external customers for products of the Company is disclosed in note 19.

Revenue from major customers of the Company constitutes 97% of the total revenue during the period ended March 31, 2017 (March 31, 2016: 98%).

29. DISCLOSURE REQUIREMENTS FOR ALL SHARES ISLAMIC INDEX

Following information has been disclosed with reference to circular no. 14 of 2016 dated April 21, 2016, issued by the Securities and Exchange Commission of Pakistan relating to "All Shares Islamic Index".

Description	Explanation	
i) Loans and advances - Asset	Non-interest bearing	
ii) Deposits - Asset	Non-interest bearing	
iii) Long term financing - Liability	Interest bearing	
iv) Segment revenue	Disclosed in note 28	
v) Relationship with banks having Islamic windows	Following is the list of banks with which the Company has a relationship with Islamic window of operations: 1. Askari Bank Limited - Islamic Banking Services 2. Bank Alfalah Limited (Islamic) 3. Meezan Bank Limited	
		Rupees in thousand
vi) Bank balance as at March 31, 2017	Placed under interest arrangement	4,957,426
	Placed under Shariah permissible arrangement	973,378
		5,930,804
vii) Interest income on bank deposits for the period ended March 31, 2017	Placed under interest arrangement	137,381
	Placed under Shariah permissible arrangement	5,793
		143,174

- viii) All sources of other income Disclosed in note 22
- ix) Exchange gain Earned from actual currency fluctuations
- Disclosures other than above are not applicable to the Company.

30 CORRESPONDING FIGURES

Following changes have been made in corresponding figures to conform to current period's presentation:

(Rupees in thousand)

Profit and loss account

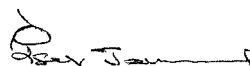
Amount reclassified to "Rig - net" in "Other income" from "Allied services" in "Operating expenses"	24,441
Amount reclassified to "Finance income" from "Exchange loss" in "Finance cost"	1,155

31 DATE OF AUTHORIZATION FOR ISSUE

This condensed interim financial information was authorized for issue by the Board of Directors of the Company on April 25, 2017.



Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad, HI (M), (Retd)
Managing Director / CEO



Qaiser Javed
Director

ہیں۔ (پراجیکٹ لاگت 2.8 ملین روپے)

☆ دادلغاری میں واقع MPCL زچہ بچہ حفظان مرکز میں ماں موبائل کا نظام چلا دیا ہے جہاں ہیلتھ مینجمنٹ انفارمیشن سسٹم (HMIS) کے ذریعے مرلیضہ (متوقع ماں) اور نوزائیدہ بچے کا ڈیٹا میس رکھا جائے گا۔ اس طریقہ کار کا دوسرا جزو مرلیض اور ریپوٹ سرور کے درمیان دو طرفہ ابلاغ (بات چیت) پر مشتمل ہے جس کے ذریعے متوقع ماؤں کو (حمل کے مختلف مراحل کے دوران) حفظان صحت کے بنیادی پیغامات ارسال کیے جائیں گے اور انھیں ڈاکٹرز سے کب ملنے جانا ہے، اس کی یاد دہانی کرائی جائے گی۔ HMIS کے ذریعے دوائیوں اور علاج معالجے کی نگرانی بھی کی جاتی ہے۔ (پراجیکٹ کی لاگت 10.9 ملین روپے)

اظہار تشکر

بورڈ آف ڈائریکٹرز نے ہمیشہ کمپنی کے تمام ملازمین کی انتھک محنت اور لگن کی حد درجہ تعریف کی ہے جس کی بدولت انتظامیہ اس عرصہ میں کمپنی کو موثر طور پر چلانے کے قابل ہوئی اور اپنے صارفین کو ہائیڈروکاربن کی مسلسل پیداوار اور فراہمی کو یقینی بنایا۔



لیفٹیننٹ جنرل خالد نواز خان ہلال امتیاز (ملٹری)، ایس ای (ریٹائرڈ)

چیئر مین

اسلام آباد

25 اپریل 2017ء

JV بلاکس اور ماڈی فیلڈ ڈھری میں CSR

(a) مکمل کردہ منصوبے:

- پرائمری سکول، کارکن کی تعمیر (پراجیکٹ کی لاگت 7 ملین روپے)
- دلوانی میں نہر کی تعمیر (پراجیکٹ کی لاگت 7.1 ملین روپے)
- پرائمری سکول، محمد صدیق مانگہار کے دو کمرے اور باتھ روم کی تعمیر (پراجیکٹ کی لاگت 2.6 ملین روپے)
- حاجی منڈھیرو میں پیٹھے پانی کے تالاب کی تعمیر (پراجیکٹ کی لاگت 1 ملین روپے)
- دیہی مرکز صحت، ٹی سیر کی تعمیر (پراجیکٹ کی لاگت 3 ملین روپے)
- MEMC ڈھری کی ڈسپنری (پراجیکٹ کی لاگت 12.2 ملین روپے)

(b) جاری منصوبے

کمپنی کے JV بلاکس اور ماڈی فیلڈ ڈھری کے مقام پر اندازاً 38 ملین روپے مالیت کے آٹھ منصوبوں پر کام جاری ہے۔

(i) JV بلاکس (بلوچستان)

- ٹیلی تعلیم (فاصلاتی تعلیم کا ڈیجیٹل اقدام) کا پروگرام نومبر 2016 سے گورنمنٹ گرلز ہائی سکول، ہرنائی میں جاری و ساری ہے۔ اس اقدام کے ذریعے اساتذہ کو سائنس کے مضامین کی آن لائن/ فاصلاتی تربیت فراہم کی جارہی ہے اور چھٹی، ساتویں اور آٹھویں جماعت کے طلبہ کو اس پروگرام کے بلا واسطہ تعلیمی/ تدریسی نظام کے ذریعے ریاضی، فزکس اور انگریزی مضامین پڑھائے جاتے ہیں۔ (پراجیکٹ کی لاگت 2.8 ملین روپے)

- گورنمنٹ پرائمری سکول، مرگاٹ (پراجیکٹ کی لاگت 3.9 ملین روپے)
- گورنمنٹ پرائمری سکول، زیارت کچ، خوشت کی بحالی (پراجیکٹ کی لاگت 4.5 ملین روپے)

(ii) JV بلاکس (سندھ)

- پرائمری سکول، حاجی منڈھیرو میں پیٹھے پانی کے تالاب کی تعمیر (پراجیکٹ کی لاگت 0.321 ملین روپے)

(iii) ماڈی فیلڈ، ڈھری

- ماڈی فیلڈ کے علاقے سے تعلق رکھنے والے 12 طلبہ کے لیے MPCL-IBA وظائف (پراجیکٹ کی لاگت 1.6 ملین روپے برائے مالی سال 2016-17)
- ماڈی ابتدائی تعلیم کا طریقہ کار (MEET) کا آغاز شاہین ہائی سکول، عبدالرشید لغاری گاؤں میں کیا گیا ہے۔ پہلے مرحلے میں پر 4 ماڈیول (حروف تہجی/ حروف کی پہچان، صوتیات، کہانیوں کے ذریعے حروف تہجی کی تعلیم) تیار کیے گئے ہیں اور KG جماعت میں پڑھائے جاتے

ماڈی سیمک پراسیڈنگ سنٹر (MSPC)

اپ گریڈیشن

MSPC حال ہی میں 24 کور پروسیدنگ کو 256 کور پراسیڈنگ اور گہرائی تک اپ گریڈ کر دیا ہے۔ (فروری میں 2017)۔ یہ امر MSPC کو بہتر معیار کے ساتھ اور کم وقت کی مدت میں گہرائی کی پراسیڈنگ خدمات فراہم کرنے کے قابل بنادے گا۔

MSPC کے پیشہ ورانہ افراد کو CGG فرانس بھیجا ہے تاکہ وہ گہرائی کے نقشہ کاری کے سافٹ ویئر/ ہارڈ ویئر کی تربیت حاصل کریں اور مذکورہ تربیت اپریل 2017 کے آخر تک مکمل کریں جس کے بعد MSPC ملک میں ڈیٹا کی گہرائی پروسیدنگ کو ہینڈل کرنے کے قابل ہو جائے گی۔

MSPC حال ہی میں جھنگار Jhangar ویسٹ اور ڈھول Dhunal نارتھ بلاکس کی 285.15 لائن کلومیٹری پروسیدنگ کو مکمل کیا ہے۔ MSPC نے بھی 1080 مربع کلومیٹر ماڈی 3D سیمک ڈیٹا کی Inversion/ AVO منصوبے کو بھی مکمل کیا ہے۔ پروسیدنگ اور AVO Inversion کے نتائج کی بہت تعریف کی گئی تھی اور MSPC جاری اور مستقبل کے منصوبوں میں یہ معیار برقرار رکھنے کے ساتھ ساتھ اسے بہتر بھی بنانا چاہتی ہے۔

فی الوقت ماڈی 3D سیمک ڈیٹا کے Inversion/ AVO پر کام ہو رہا ہے۔

MSPC کے آنے والے منصوبوں میں درج ذیل شامل ہیں:-

- بنوں ویسٹ بلاک کا 700 لائن کلومیٹری پراسیڈنگ پراجیکٹ اپریل 2017 میں مکمل ہو جائے گا۔
- سچاول 3D (750 مربع کلومیٹر) گہرائی کا امیجنگ پراجیکٹ
- سچاول 3D (750 مربع کلومیٹر) کا Inversion/ AVO پراجیکٹ

کاروباری سماجی ذمہ داری (CSR)

سماجی بہبود کے فنڈز استعمال کرنے کے لیے نظر ثانی شدہ رہنما اصول

سماجی بہبود کے فرائض کار سے متعلق DGPC کے رہنما اصولوں پر اسی سال 2017 میں نظر ثانی کی گئی ہے جس میں E&P کمپنیوں کے لیے طریقہ کار تبدیل کر دیا گیا ہے۔

ماضی میں E&P کمپنیاں متعلقہ DCs کی مشاورت کے ساتھ منصوبوں کو تیار کرتی اور ان پر عمل درآمد کرتی تھیں جبکہ اب ایک نئی کمیٹی تشکیل دی گئی ہے جس کی صدارت متعلقہ ایم این اے کریں گے اور E&P کمپنیوں کے نمائندے متعلقہ ایم پی اے، ڈی سی اور ناظم اس کمیٹی کے ارکان ہوں گے۔

E&P کمپنیوں بشمول OGDCL اور PPL کو کئی بولیاں جمع کرائی گئی ہیں۔

دو 3D منصوبے (ماڑی 3D اور سجاول 3D) اور ایک 2D منصوبہ (سجاول 2D) کو ریکارڈ مدت میں مکمل کرنے کے نتیجے میں کمپنی کو کافی بچت ہوئی ہے۔ MSU نے سیسمک انڈسٹری کے عالمی اداروں سے مسابقت کے میدان میں نہایت کامیابی کے ساتھ اپنی جگہ بنائی ہے۔

آج کل MSU ایک 3D کر (Sercel 428 XL) اور ایک 2D کر (Sercel 508 XT) سے مکمل طور پر لیس ہے۔

ماڑی ڈرلنگ یونٹ (MDU)

MDU تین ڈرلنگ ریزر پر مشتمل ہے جن میں ریگ ماڑی 1 (1500HP)، ریگ ماڑی 2 سکائی ٹاپ بروسٹر (HP 300) اور ریگ ماڑی 3 (HP 2500) شامل ہیں۔ اس کے پاس 8,000 میٹر گہرائی تک کنوؤں کی کھدائی کرنے کی استعداد ہے۔

MDU نے جولائی 2016 سے مارچ 2017 کے دوران پانچ کنوؤں کی کامیابی کے ساتھ کھدائی کی ہے اور مارچ 2017 میں دو کنوؤں کو کھودا اور توقع ہے کہ ان کا کام اپریل 2017 میں مکمل ہو جائے گا۔

رگ ماڑی 1 نے چار کنوؤں کی کھدائی اور جائزہ کے کام کو مکمل کیا جن میں شہباز-1 تلاش کا کنواں، زرخون ساؤتھ-3 ترقیاتی کنواں، شاہین-1 تلاش کا کنواں اور بھٹائی-2 جائزہ/تیاری کا کنواں شامل ہے جن کی گہرائی 1150 میٹر سے 1900 میٹر تک ہے۔ رگ ماڑی 1 آج کل ماڑی D&P لیز میں بھٹائی-3 کی کھدائی کے کام میں مصروف ہے۔

ریگ ماڑی 3 نے سجاول ڈیپ-1 تیل وگس کی تلاش کے کنوؤں کی کھدائی اور جائزہ کا کام مکمل کیا ہے جس کی گہرائی 4100 میٹر ہے۔ بعد ازاں اس رگ نے فروری 2017 کے اختتام پر یثیق-1 پر کام کا آغاز کیا اور یہ کنواں 9 مارچ 2017 کو کھودا گیا تھا جو اپریل 2017 کے اختتام پر مکمل ہو جائے گا۔

رگ ماڑی 2 (اسکائی ٹاپ) کو اپ گریڈ اور شروع کرنے کے بعد جو مئی 2017 میں متوقع ہے، یہ رگ 1000 میٹر تک کھدائی کرنے کے قابل ہو جائے گی۔

MDU نے ان تمام کنوؤں کی کھدائی کا کام ریکارڈ مدت میں مکمل کیا ہے جو اعلیٰ معیاری خدمات کی ایک بڑی مثال ہے۔

نئی کاروباری مہمات

موجودہ کمی کو دیکھتے ہوئے تین سال پر مبنی تلاش کے پروگرام کو تیار کیا گیا ہے تاکہ موجودہ امکانی فہرست کی بنیاد پر فوری تلاش کا کام شروع کیا جاسکے۔ تاہم، تلاش کے کام کے اضافی بلاکس سال 2018-19 کے بعد تلاش کی سرگرمیوں کو برقرار رکھنے کے لئے درکار ہوں گے۔ اس طرح کمپنی نے تیل و گیس کی تلاش کے لائسنس لینے کے لیے DGPC کو پیش کردہ اپنی 9 درخواستوں کے ڈیٹا کا جائزہ لینے کی موثر کوششیں کر رہی ہے تاکہ آئندہ بولی کے موقع سے پہلے دستیاب ڈیٹا کے حوالے سے ان کی درجہ بندی کر لی جائے۔ اس کے علاوہ، کمپنی مختلف E&P کمپنیوں کے ساتھ ممکنہ بلاکس میں فارم کے شراکتی مواقع کی تلاش میں ہے اور ممکنہ فارم کے کاروباری مواقع کے لیے تلو اور پی پی ایل کے ساتھ بلاک 28 اور بیلا ویسٹ کے ڈیٹا کا جائزہ بھی لے رہی ہے۔

علاوہ ازیں ریسرچ کے مواقع کو توسیع دینے کے لیے بھی کوشش کی جا رہی ہے تاکہ اندرونی طور پر ممکنہ بیرون ملک بلاکس کی نشاندہی کی جائے جن سے تلاش کے لیے مواقع میسر آئیں گے۔

اس کوشش کے ضمن میں کمپنی بورڈ آف ڈائریکٹرز کی منظوری کے ساتھ ان بین الاقوامی مواقع میں ممکنہ فارم کے کاروباری مواقع کے لیے مقامی طور پر کام کرنے والی ملٹی نیشنل کمپنیوں سے رابطہ کرنے کا ارادہ رکھتی ہے۔

ماڈی سرو سز ڈویژن (MSD)

MSD سرو سز کے بڑھتے ہوئے تقاضوں سے نمٹنے کے لیے بہتر طور پر تیار ہے جس میں جدید ٹیکنالوجی پر مبنی ڈرلنگ ریگز، 3D/2D سسٹم ڈیٹا کے حصول کا یونٹ، 3D/2D سسٹم ڈیٹا پراسیسنگ یونٹ شامل ہیں جہاں اعلیٰ معیار کے ساتھ ساتھ بین الاقوامی آئل فیلڈ معیارات پر عمل کیا جاتا ہے۔

ماڈی سسٹم یونٹ (MSU)

MSU کا قیام 2012 میں عمل میں آیا تھا اور یہ اب تک تین 2D/3D پراجیکٹس مکمل کر چکا ہے اور کاروباری ترجیحی کے طور پر E&P کی مقامی مارکیٹ کو اپنی گرفت میں لینے کے لیے کوشاں ہے۔

جنوری۔ مارچ 2017 کے دوران جدید مشینری سے کام لیا گیا جس کی تفصیل درج ذیل ہے:-

Sercel 508 XT (topnotch recording system), Tractor Mounted Drill Rigs (HYT100D), Jacrobes / Man Portable Rigs, Atlas Copco Compressors (XAVS 206C) and Cobra Combi Jackhammers

MSU کھلے مارکیٹ میں سسٹم سرگرمیوں کے نئے مواقع کی تلاش کرنے کے لیے کوشاں ہے۔ اس سلسلے میں پاکستان میں کام کرنے والی بڑی

کلچاس بلاک

تقریباً 306 لائن کلومیٹر جتنی اور 119.5 لائن کلومیٹر عارضی 2D سیمک ڈیٹا کے لیے حصول کے لیے سب سے کم بولی دہندہ کو کنٹریکٹ دینے پر کام جاری ہے تاکہ کنوؤں کے امکانات کا جائزہ لیا جاسکے۔

کوہاٹ بلاک

241 لائن کلومیٹر 2D سیمک ڈیٹا کا حصول مکمل ہو چکا ہے۔ جبکہ ٹانڈا جی سلسلہ سے متعلق 232 مربع کلومیٹر 3D سیمک ڈیٹا کی پراسیسنگ کا کام OGDCL کے سیمک ڈیٹا پراسیسنگ سنٹر میں جاری ہے۔ 2D سیمک ڈیٹا کے ابتدائی PSTM نتائج حاصل کر لیے گئے ہیں۔ فی الوقت شیٹاں سے متعلق 2D اور 3D سیمک ڈیٹا کی تشریح زیر عمل ہے تاکہ آزمائشی کنوئیں کھودنے کے امکانات کا جائزہ لیا جاسکے۔ مزید برآں JV شراکت دار تیسرے فریق سے ٹانڈا جی سے متعلق 3D سیمک ڈیٹا کی دوبارہ پراسیسنگ کرانے پر رضامند ہو گئے ہیں۔

بنوں ویسٹ بلاک

DGPC نے لوکی ملکیت MPCL کو 20 فیصد کے ساتھ منتقل کرنے کی معاہدہ کی منظوری دے دی ہے اور اس کے ساتھ ساتھ تلو اور OGDCL کے 5 فیصد کام کے مفادات بھی بالترتیب 20 مارچ 2017 سے تفویض کرنے کے لیے کہا ہے۔ بنوں مغربی بلاک کے پہلے OCM/TCM کو بطور آپریٹر MPCL کے ہیڈ آفس کے پاس 31 مارچ 2017 سے تھے جبکہ JV شراکت داروں نے تلاش کے کام کے پروگرام کی منظوری دی جسے کمپنی اپریل 2017 سے شروع ہونے والے چار ماہ کی مدت کے اندر شروع کرنے کا ارادہ رکھتی ہے۔

شاہ بندر بلاک

PPL کے ساتھ فارم آؤٹ معاہدہ (FOA) پر دستخط کیے گئے ہیں تاکہ 32 فیصد ورکنگ دل چسپی لے جاسکے جبکہ معاہدہ تفویض (DOA) پر کام جاری ہے۔

یہ بلاک ابھی تلاش کے پہلے مرحلے میں ہے۔

G&G اسٹڈیز: 372 مربع کلومیٹر 3D PSTM سیمک ڈیٹا مکمل کر لیا گیا ہے جبکہ 200 مربع کلومیٹر 3D PSDM سیمک ڈیٹا کی تشریح جاری ہے۔ فی الحال کامیابی کے امکانات کے ساتھ منسلکہ خطرات، حجم اور معاشیات نیز نشاندہی کردہ امکانات کی خوبیاں/خامیاں موجود ہیں اور G&G ڈیٹا کی تشریح پر پیش رفت جاری ہے تاکہ کنواں کی ڈرلنگ کے امکان کی تصدیق کی جاسکے۔

سجاول بلاک

G&G اسٹڈیز

728 مربع فٹ کلومیٹر 3D سسٹم ڈیٹا کی پروسیسنگ / ری پروسیسنگ مکمل ہو چکی ہے۔ نمایاں تفہیم بھی مکمل ہو چکی ہے جبکہ تفصیلی ساخت کی تفہیم پر کام جاری ہے۔ مجوزہ کنویں کی تنصیب سے پہلے AVO / انورژن کی جانب سے عمل کیا جائے گا۔

سجاول-1 X سے پیداوار میں اضافہ

سجاول-1 X کی پیداوار شرح میں مسلسل کمی سے نکلنے کے لیے کمپنی نے کمپریسر سسٹم اپنانے کا فیصلہ کر لیا ہے۔

کمپنی نے میسرز AG ایچمنٹ امریکہ کو کمپریسرز کی خریداری کا آرڈر دے دیا ہے اور مشینری کو تیار کنندگان کی جگہ پر نہایت کامیابی سے چیک کر لیا گیا ہے۔ مارچ 2017 کے آخری ہفتے میں سامان بذریعہ جہاز پہنچ جائے گا۔ یہ سامان توقع ہے کہ مئی 2017 میں سائٹ پر پہنچ جائے گا۔ اس کے لگانے اور چلانے میں دو سے تین ہفتے لگ جائیں گے۔

سجاول کے پلانٹ پر کمپریسرز کو لگانے کے لیے سول، میکینیکل اور الیکٹریکل کام پہلے ہی شروع ہو چکے ہیں تاکہ پلانٹ کے چلانے میں کم سے کم صرف ہو۔ یہ منصوبہ گیس کی پیداوار کو موجودہ سطح 5.5 MMSCFD سے بڑھ کر 10 MMSCFD ہو جائے گی۔

پشاور ایسٹ بلاک

کمپنی نے DGPC برائے سیکورٹی ایجنسیاں سے درخواست کی ہے کہ وہ اس بلاک میں تیل و گیس کی تلاش کا کام کرنے کے لیے متعلقہ سیکورٹی اداروں سے اجازت دلائیں اور جب تک حکومت سے NOC نہیں ملتا، اس وقت تک اجازت نامے میں وقت کا تصفیہ / ابتدائی مرحلے پر معاوضہ طے کریں۔

غیر مصرف (Non-Operated) بلاکس

ہالہ بلاک

525 مربع کلومیٹر سسٹم ڈیٹا کی ضم شدہ پروسیسنگ کا کام میسرز ویسٹرن Geco میں جاری ہے جو مئی 2017 تک مکمل ہو جائے گا اور مذکورہ پروسیسنگ پر ہالہ-6 کے آزمائشی کنویں کے محل وقوع کو حتمی شکل دینے کے لیے عمل کیا جائے گا۔

کوہلو بلاک

سیکورٹی وجوہات کی بناء پر اس بلاک میں کام معطل کر دیا گیا ہے۔

میسر Petrosin نے گیس کے کم دباؤ کو تیز کرنے کی استعداد میں اضافہ کیا ہے۔ اس لیے انھیں 15 جنوری 2017 سے مکمل گیس فروخت کی جارہی ہے۔

کمپریسرز مشینیں خام تیل اٹھانے کے لیے ہالینی X-1 پر مسلسل کام کر رہی ہیں اور اس طرح انھوں نے کام کے 6000 گھنٹے مکمل کر لیے ہیں۔ کمپنی نے پہلی بار ان مشینوں کو اور ہال کیا ہے۔

سکھر بلاک

کوئچ-1A پر پیش رفت

کوئچ-1A ± 0.75 MMSCFD گیس اور 900 بیرل یومیہ پانی فراہم کر رہا ہے۔ اس کنواں میں گیس کی پیداوار میں بتدریج کمی ہو رہی ہے۔ ان کے تجارتی قدر و قیمت اور جانچ پڑتال کے لیے فیلڈ آپریشن مسلسل کیے جا رہے ہیں۔ یہ آپریشنز اس وقت تک کیے جائیں گے جب تک گیس کی فروخت برقرار رہے گی اور اس کی عمومی قیمت MMSCFD 0.6 سے کم ہو جائے گی۔ یہ مقاصد اسی وقت پورے ہوں گے جب کمپنی کم از کم آپریشننگ اخراجات کو برقرار رکھے گی اور اس کی مکمل پروسیڈنگ نہیں ہو جاتی۔

غوری بلاک

G&G اسٹڈیز

3D سیمسک ڈیٹا کی تفہیم مکمل ہو چکی ہے اور تین امکانی کنوئیں (غوری ایسٹ، ہرنو اور ایسٹ مساکسوال) کی ہدف ذخائر کی سطح پر نشاندہی بھی ہو چکی ہے۔ دوسرا آزمائشی کنویں کی سال 2017-18 میں کھدائی کی جائے گی۔

غوری X-1 کنواں کے آپریشنز

2016-17 کی پہلی اور دوسری سہ ماہی کے دوران پیداواری شرح میں کمی 0.6 BOPD تھی جو اب تقریباً 2 BOPD تک پہنچ چکی ہے۔ اس حقیقت کے باوجود کہ یہ کنواں مصنوعی لفٹ کے نظام سے چل رہا ہے اور بین الاقوامی مارکیٹ میں تیل کی قیمتوں میں بھی کمی آرہی ہے، کمپنی ابھی اپنے آپریشنز/ منصوبے نہایت کفایت شعاری سے چلا رہی ہے۔ یومیہ پیداوار نیچے گزر کر 356 بیرل تک آ چکی ہے۔

کے لیے حقیقی وقت کی بنیاد پر آن لائن پیمائش کا نظام بھی متعارف کرایا ہے۔

متصرف (Operated) بلاکس

زیارت بلاک

G&G اسٹڈیز

میسرز GT پولینڈ کی جانب سے 220 لائن کلومیٹر 2D سیمک ڈیٹا کی ری پراسیڈنگ پر کام جاری ہے۔ PSTM کے ابتدائی نتائج وصول ہو چکے ہیں اور ان کا جائزہ لیا جا رہا ہے جنہیں کنویں کی کھدائی کے امکانات کی تصدیق کے لیے بروئے کار لایا جائے گا۔

کرک بلاک

G&G اسٹڈیز

2D سیمک ڈیٹا (312 لائن کلومیٹر اور 37.5 لائن کلومیٹر چوڑی لائن) کی پراسیڈنگ میسرز GRI چین میں ہو رہی ہے اور توقع ہے کہ یہ مئی 2017 کے آخر تک مکمل ہو جائے گی۔ اس کے ساتھ ساتھ امکانات کی تصدیق کرنے کے لیے کہ آیا کوئی آثار ہیں یا صورت حال مختلف ہے، پراسیڈنگ اور تفہیم کا کام شروع ہو جائے گا۔

کالاباغ-1A تلاش کی پیش رفت

کالاباغ کی ترقی اور پیداوار کی حکمت عملی تیار کی گئی تھی اور 45 دن کے مختصر مدت کی بنیاد پر پیداواری ٹیسٹ مکمل کیا گیا تھا۔ منصوبے کی تیاری 6 MMSCFD کی بنیاد پر کی گئی تھی اور گیس سوئی ناردرن کو اور تقریباً 200 بیرل یومیہ کنڈیٹ اٹک ریفاؤنڈری لیمپڈ کو دینا ہے۔ منظوری کے بعد یہ منصوبہ 13 جنوری 2017 کو شروع ہوا تھا۔ اس منصوبے میں سول بنیادوں کی تعمیر، مکینیکل ورکس کا تعلق پروسسنگ، اسٹوریج، بیٹری اور بجلی کے کام کی تنصیب کے ساتھ ہے۔ یہ تمام کام 25 مارچ 2017 کو مکمل ہو گئے تھے اور ان کی جانچ پڑتال بھی کر لی گئی ہے۔

ڈی جی گیس نے 3 اپریل 2017 کو کالاباغ سے SNGPL منظوری دے دی ہے۔ گیس کی فروخت کی شرائط پر پہلے بات ہو چکی ہے اور اسے مکمل کر لیا گیا ہے۔ SNGPL خود پائپ لائن کی تعمیر کرنے کی تیاری کر رہی ہے۔

ہالینی فیلڈ کے آپریشنز

ہالینی ڈیپ-1 قدرتی طور پر معمول کی پیداوار دے رہے ہیں اور اور ہالینی X-1 کنواں مصنوعی گیس لفٹ نظام کے ذریعے کام کر رہا ہے۔ دونوں کنویں تقریباً 1800 BOPD پیدا کر رہے ہیں اور اندازاً 2.5 MMSCFD گیس حجم سے منسلک ہو گئے ہیں۔

ماڑی فیلڈ ہر کی کی پیداوار میں اضافہ

مالی سال 2016-17 کی تیسری سہ ماہی کے دوران حبیب راہی لائٹ سٹون (HRL) ذخائر سے اوسط یومیہ پیداوار 573.36 MMSCFD رہی ہے۔ ان 90 دنوں میں کمپنی نے 83 دن تک اپنی قیمتوں کو برقرار رکھا۔ اس حقیقت کے باوجود ضمنی پیداوار کا انتظام کیا گیا تھا کہ EFL پلانٹ کی ہنگامی بندش ہو جائے گی جبکہ FFCL پلانٹ پہلے ہی سالانہ ٹرن آؤنڈ (ATA) پر تھا۔ مذکورہ عرصے کے دوران مجموعی طور پر فراہم کردہ حجم 4524 MMSCF رہا۔

9 فروری 2016 سے 08 فروری 2017 کے عرصہ کے دوران کمپنی نے 270 دن تک گیس کی فراہمی کا حجم 577.5 MMSCFD برقرار رکھا۔ بقیہ 95 دنوں کے لیے اعلانیہ اور غیر اعلانیہ بجلی کی بندش اور صارفین کی طرف سے توانائی استعمال کرنے کی وجہ سے پیداواری اہداف حاصل نہیں ہو سکے۔ یہ کیس DGPC کے سامنے مذکورہ عرصے کے دوران نظر ثانی کرنے کے لیے پیش کیا گیا جب صارف کے پلانٹس بند ہوتے ہیں۔ DGPC نے یہ کیس "مشکلات کے حل اور بے ضابطگیوں کے خاتمے کی کمیٹی" کے سپرد کر دیا۔

سخت پیروی کے بعد 19 جنوری 2017 کو کمیٹی کا اجلاس منعقد ہوا تھا جس کی رُوداد 28 مارچ 2017 کو جاری کی گئی تھی جبکہ کمیٹی نے پیداواری حد میں چھوٹ دینے کی منظوری دے دی اور یہ حد 577.5 MMSCFD سے 525 MMSCFD کر دی کہ ATA صارفین نے ایسے دنوں کی تعداد فراہم کی جو فی سال کے حساب سے کل پیداواری ایام کے 26 فیصد سے تجاوز نہیں کرے گی۔ اس کا نتیجہ یہ ہوا کہ اضافی 47 دنوں کے لیے جزوی پیداوار حاصل کی گئی۔ حد کی بجائے 12/6 ماہ کی اوسط کی روزانہ پیداوار کی حدود کی بنیاد پر نہیں کیا گیا ہے۔ کمپنی کے صارفین بجلی کی بندش کے دوران ہونے والے نقصانات پر قابو پانے کی موثر حکمت عملی تیار کر رہی ہے۔ کمپنی DG (گیس) آفس کی مشاورت سے صارفین دستاویزی ثبوت جمع کرانے کے لئے ایک طریقہ کار وضع کرے گی۔

CPGCL کو گیس کی فراہمی

CPGCL (ٹی پی ایل ایس - گڈو) کی طرف سے کمپریسراٹیشن کی تعمیر کا کام مکمل ہونے والا ہے اور کمیشن نے مئی 2017ء کے آخر تک اس کا آغاز ہو جائے گا۔ اس کے بعد CPGCL اس قابل ہو جائے گی کہ 60 MMSCFD کے برعکس 10 MMSCFD کی مکمل تقویض دے سکے۔

زرغون ساؤتھ D&P لیز

زرغون فیلڈ کے پیداواری آپریشنز/منصوبے

زرغون ساؤتھ فیلڈ سے گیس کی پیداوار سے یہ معلوم ہوتا ہے کہ 3-ZS کے اضافے کے بعد 16 MMSCFD \pm کا مستحکم رجحان سامنے آیا ہے۔

گیس کے خود کار میٹر سٹم کو گیس سیل پر نصب کر دیا گیا ہے اور چلایا دیا گیا ہے۔ توانائی کے حجم اور ڈیٹا کا شمار کرنے کے لیے گیس اور قیمتوں کے کنٹرول

غیر مصرف (Non-Operated) بلاکس

پی پی ایل کی طرف سے چلائے جانے والے ہالا بلاک میں آپریشن میں، بشار X1 کھودا گیا تھا جس کا مقصد گیس کی تلاش تھا جبکہ ہالہ X8 (زرباب-1) کھدائی مالی سال 2017-18 تک ملتوی ہوگئی۔

آزمائشی کنویں

ماڈی D&P لیز میں آزمائشی کنویں بھٹائی-2 کو 20 فروری 2017 کو 1,170 میٹر گہرائی تک کھودا گیا تھا تاکہ بھٹائی کے علاقے میں سوئی مین لائیم سٹون (SML) اور سوئی اپر لائیم سٹون (SUL) میں ہائیڈروکاربن کا جائزہ لیا جاسکے۔ SML اور SUL فارمیشنوں میں DSTs کا بالترتیب انعقاد کیا گیا۔ دونوں فارمیشنوں کے دباؤ میں فرق ہونے کی وجہ سے SUL سکڑ گیا اور اس کنویں کو SML فارمیشن سے ایک زون پروڈیوسر کے طور پر مکمل کیا گیا۔ رگ کو 22 مارچ 2017 کو چلایا گیا۔ اس کے منبع سے نکلنے والے پریشر (دباؤ) 653 @ Psi 48"/64 کے حوالے سے اس کے بہاؤ کی مجموعی شرح MMSCFD 8.0 تھی۔

ماڈی D&P لیز میں بھٹائی-3 آزمائشی کنویں کی کھدائی 31 مارچ 2017 کو ہوئی تھی۔ 14 اپریل 2017 کو اس کنویں کی گہرائی 1189 میٹر تھی۔ فی الحال یہ کنواں 7 انچ لائنز کی پیش رفت تک پہنچ گیا ہے۔

ترقیاتی کنویں

20 ستمبر 2016 کو زرنون D&P لیز میں ZS-3 کنواں کھودا گیا تھا اور یہ گیس کا پیداواری کنواں ہے۔

چٹائی کنویں

ماڈی D&P لیز میں ایک گہرے کنویں کی 11 مارچ 2017 کو زمین میں کھدائی کی گئی ہے تاکہ لوئر گرو فارمیشن کی ہائیڈروکاربن کا جائزہ لیا جاسکے۔ اس کنویں کی مکمل کھدائی جولائی 2017 تک ہو جائے گی۔

ماڈی D&P لیز

G&G اسٹڈیز

ماڈی D&P لیز میں مرحلہ III کی تشریح ماڈی D&P لیز کے علاقے کی مختلف استعداد کا جائزہ لینے کے لیے زیر عمل ہے۔ اس کے نتائج ماڈی D&P لیز کے علاقے کی ہیڈروکاربن کی اضافی استعداد کا تعین کرنے میں مدد دیں گے۔ سیمک اسٹڈی بھی لوئر گرو سطح پر اضافی امکانات کا جائزہ لینے کے لیے کوشاں ہے۔

MPCL کے تحت چلنے والے تمام فیلڈز کے گیس اکھٹے کرنے والے نیٹ ورکس، پیداواری عمل کے تمام مراکز کی باقاعدہ دیکھ بھال و مرمت کی گئی نیز گیس کی بلا تعطل فراہمی اور ذخائر کے بہتر انتظام و انصرام کے لیے آئل گیس فیلڈز کے بہتر طریقوں کے مطابق زیادہ سے زیادہ پیداوار حاصل کرنے کے منصوبے تیار کیے گئے۔

تیل و گیس کی تلاش، منصوبہ جاتی اور ترقیاتی سرگرمیاں

2016-17 کے لیے کنوؤں کی منصوبہ بندی

سال 2016-17 کے دوران 6 کنوؤں کی کھدائی اور 3 کنوؤں (کل 9 کنوؤں) کی تیاری کا کام کرنا، منصوبہ کا حصہ تھا۔ کنوؤں کی کھدائی کے منصوبے میں ماڈی D&P لیز میں سوئی مین لائیم سٹون (SML) اور سوئی اپر لائیم سٹون (SUL) پر چار کنوؤں کی کھدائی شامل ہے۔ یہ بات قابل ذکر ہے کہ یہ کھدائی کی مہم منصوبے کے مطابق 150 دن ہونا تھی اور کمپنی نے 119 دن کے بعد چوتھے کنوؤں کے آخری حصے کی کھدائی کرنا تھی جس سے لاگت میں 4 سے 5 ملین ڈالر کی بچت ہونا تھی۔

متصرف (Operated) بلاکس اور D&P لیز

ماڈی D&P لیز میں شہباز۔1 نامی کنوؤں کی کھدائی 26 جولائی 2016ء ہوئی تھی اور اس کھدائی کا مقصد گیس کی تلاش تھا۔

ماڈی D&P لیز کے علاقے میں شاہین۔1 نامی کنوؤں کی کھدائی 5 جنوری 2017ء ہوئی تھی اور اسے 1175 میٹر گہرا کھودا گیا تھا۔ ماڈی D&P پر سوئی مین لائیم سٹون (SML) اور سوئی اپر لائیم سٹون (SUL) میں اس کنوؤں کی کھدائی کا مقصد ہائیڈروکاربن کی استعداد کا جائزہ لینا تھا۔ ٹیسٹنگ کے دوران اس کنوؤں کے منبع سے نکلنے والے پریشر (دباؤ) 1045 Psi @ 48"/64 کے حوالے سے اس کے بہاؤ کی مجموعی شرح 12.33 MMSCFD تھی۔

سجاول بلاک میں واقع سجاول ڈیپ۔1 آزمائشی کنوؤں 07 مئی 2016 کو بالائی، وسطی، پسیل اور زیریں گورو فارمیشن کی ٹھوس ریت کے ہائیڈروکاربن کے ممکنہ ٹیسٹ کے لئے کھودا گیا تھا۔ 5 دسمبر، 2016 کو اس کنوؤں کی ہدف گہرائی (TD) ٹھوس ریت میں 4135M (MD)/3855M (TVD) کی تھی۔ آزمائشی نتائج کی بنیاد پر یہ کنوؤں تجارتی ہائیڈروکاربن فراہم نہ کر سکا۔ بلا خراس کنوؤں کو بند کر دیا گیا۔

حقیقی 1 کنوؤں کی کھدائی سجاول بلاک میں 9 مارچ 2017 کو کی گئی تھی۔ اس کی گہرائی 2320 میٹر تک کی گئی تھی تاکہ لوئر گورو فارمیشن پر ہائیڈروکاربن کی استعداد کا جائزہ لیا جاسکے۔ وائر لائن لاگز ڈیٹا کی تشریح اور اس کی G&G ڈیٹا سے مطابقت کی بنیاد پر ٹیسٹنگ کے لیے چند ایک وقفوں کا انتخاب کیا گیا۔ فی الوقت یہ کنوؤں زیر آزمائش ہے۔

ماڑی پیٹرولیم کمپنی لمیٹڈ

ڈائریکٹرز کا جائزہ

ہم 31 مارچ 2017ء کو ختم ہونے والی نو ماہ کی مدت پر ڈائریکٹرز کے جائزے کے ساتھ مالیاتی گوشوارے پیش کرنے پر خوشی محسوس کر رہے ہیں۔

مالیاتی نتائج

تیسری سہ ماہی کے لیے مجموعی سیلز کی رقم 24,314 ملین روپے ہے جبکہ 31 مارچ 2017ء کو ختم ہونے والی نو ماہ کی مدت پر سیلز کی مجموعی رقم 74,137 ملین روپے ہے۔ گزشتہ سال اس مماثل مدت کے دوران سیلز کی مجموعی رقم 69,740 ملین روپے تھی۔ 31 مارچ 2017ء کو ختم ہونے والی نو ماہ کی مدت پر مذکورہ خالص سیلز کی رقم 19,866 ملین روپے ہے جبکہ گزشتہ سال اس تقابلی مدت کے دوران سیلز کی رقم 15,445 ملین روپے تھی۔ تیسری سہ ماہی کے مالیاتی گوشوارے گزشتہ سہ ماہی کے 1,837 ملین روپے کے مقابلے میں اس مدت میں 1,695 ملین روپے منافع ظاہر کرتے ہیں۔ 31 مارچ 2017ء تک نو ماہ میں مجموعی منافع 6,307 ملین روپے ہے جبکہ گزشتہ سال اس مماثل مدت کے دوران 3,891 ملین روپے تھا۔ خالص سیلز میں اضافہ اور تیل کی تلاش و متوقع اخراجات اور مالیاتی لاگت میں کمی کی مذکورہ منافع میں اضافے کی اہم وجوہات ہیں۔ یہ اضافہ جاری اخراجات، رائلٹی، ٹیکس کی ادائیگی میں اضافے اور مالی آمدن میں کمی سے کم ہوا۔

آپریشنز/منصوبے

کمپنی نے ماڑی فیلڈ سے یکم جولائی 2016ء سے 31 مارچ 2017ء کی مدت کے دوران اپنے تمام صارفین کو گیس کی بلا تعطل فراہمی جاری رکھی جن میں اینگرو فریلائیئر لمیٹڈ (EFL)، فوجی فریلائیئر کمپنی لمیٹڈ (FFC)، فاطمہ فریلائیئر کمپنی لمیٹڈ (FFCL)، فاؤنڈیشن پاور کمپنی ڈھرکی لمیٹڈ (FPCDL)، سنٹرل پاور جنریشن کمپنی لمیٹڈ (CPGCL)، سوئی ناردرن گیس پائپ لائنز کمپنی لمیٹڈ (SNGPL) اور ساؤتھرن گیس کمپنی لمیٹڈ (SSGCL) شامل ہیں۔ ماڑی فیلڈ سے اس مدت کے دوران صارفین کی ضروریات کے مطابق یومیہ 633 MMSCF کی اوسط سے مجموعی طور پر 173,326 MMSCF گیس اور 10,974 بیرل کنڈینسیٹ (40 بیرل روزانہ) نکالے گئے جبکہ گزشتہ سال اس مماثل مدت کے دوران 597 MMSCF یومیہ کی اوسط سے 164,108 MMSCF گیس اور 15,507 بیرل کنڈینسیٹ (56 بیرل یومیہ) نکالے گئے۔ علاوہ ازیں اس مدت کے دوران 352,854 بیرل خام تیل (1,288 بیرل یومیہ)، 57,216 بیرل کنڈینسیٹ (209 بیرل یومیہ) اور 9,491 MMSCF گیس (35 MMSCF یومیہ) کی پیداوار ہوئی اور مشترکہ کاروباری معاہدات کے ذریعے فروخت کی گئی جبکہ اس مماثل مدت کے دوران گزشتہ سال 272,142 بیرل خام تیل (990 بیرل یومیہ)، 53,483 بیرل کنڈینسیٹ (194 بیرل یومیہ)، 7,574 MMSCF گیس (28 MMSCF یومیہ) اور 25 میٹرک ٹن ایل پی جی (0.09 میٹرک ٹن یومیہ) پیدا ہوئی اور اپنے صارفین کو فروخت کی گئی جن میں انک آئل ریفائنری لمیٹڈ، نیشنل ریفائنری لمیٹڈ، پاکستان ریفائنری لمیٹڈ، پاک عرب ریفائنری لمیٹڈ، ویسٹرن پاور کمپنی (پرائیویٹ) لمیٹڈ، پیٹرو سن سی این جی (پرائیویٹ) لمیٹڈ، SSGCL، SNGPL، اور فاؤنڈیشن گیس شامل ہیں۔

MARI PETROLEUM COMPANY LIMITED

VISION AND MISSION STATEMENT

VISION

MPCL envisions becoming an international Exploration & Production Company by improving its professional capacity with highly knowledgeable and talented manpower that builds its underground petroleum reserves by discovering more than the ongoing production within Pakistan and abroad, and improving financial capacity and profitability through enhanced production, while taking environmental safeguard and catering the social welfare needs of the communities inhabiting the area of operations.

MISSION

To enhance Exploration & Production capability by exploiting breakthroughs in knowledge and innovations in technology and by adopting competitive industrial practices of optimal and cost effective operations to replenish the produced reserves by at least 50% and to enhance production for maximizing revenues and return to the stakeholders and to maintain highest standards of HSE and environmental protection.

ISO 9001 : 2008



ISO 14001 : 2004



OHSAS 18001 : 2007



ISO/IEC 27001:2005



Head Office

21 Mauve Area, 3rd Road, G-10/4, Islamabad - 44000, Pakistan

UAN: +92-51-111 410 410 Fax: +92-51-2352859

www.mpcl.com.pk

Lahore Field Office

Lahore, District Ghotki
Pakistan

UAN: +92-723-111 410 410

Fax: +92-723-660402

Karachi Liaison Office

D-87, Block-4, Kehkashan,
Clifton, Karachi-75600, Pakistan

UAN: +92-21-111 410 410

Fax: +92-21-35870273

Quetta Liaison Office

26, Survey-31,
Defence Officers Housing Scheme
Airport Road, Quetta, Pakistan

Tel: +92-81-2821052, 2839790

Fax: +92-81-2834465