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

Daharaki Field Office
Daharaki, District Ghotki
Pakistan
UAN: +92-723-111 410 410
Fax: +92-723-660402

Quetta Liaison Office
26, Survey-31
Defence Officers Housing Scheme
Airport Road, Quetta, Pakistan
Tel: +92-81-2821052, 2839790
Fax: +92-81-2834465

Karachi Liaison Office
D-87, Block, Kehkashan
Clifton, Karachi-75600, Pakistan
UAN: +92-21-111 410 410
Fax: +92-21-35870273

ISO 9001 : 2008 | ISO 14001 : 2004 | OHSAS 18001 : 2007 | ISO/IEC 27001 : 2005

MPCL

Mari Petroleum Company Limited

Interim Financial Information
(Un-audited)

For the Six Months Ended
December 31, 2017

CMYK Title Instant

Company Information

Head Office
21, Mauve Area, 3rd Road, G-10/4
P.O. Box 1614, Islamabad – 44000
Tel: 051 111-410-410,
051 8092200
Fax: 051 2352859
Email: info@mpcl.com.pk

Field Office Daharki
Daharki, District Ghotki
Tel: 0723 111-410-410,
0723 660403-30
Fax: 0723 660402

Karachi Office
D-87,Block 4, Kehkashan, Clifton
P.O. Box 3887, Karachi – 75600
Tel: 021 111-410-410
Fax: 021 35870273

Quetta Liaison Office
26, Survey-31, Defence Officers
Housing Scheme, Airport Road, Quetta.
Tel: 081-2821052,
2864085, 2839790
Fax: 081-2834465

Auditors
Deloitte Yousuf Adil, Chartered Accountants
18-B/1, Chohan Mansion, G-8 Markaz,
Islamabad – 44000, Pakistan
Tel: 051 8734400-3, Fax: 051 8350602
Email: aashah@deloitte.com, shali@deloitte.com
Web: www.deloitte.com

Shares Registrar
M/S Corplink (Pvt) Limited
Wings Arcade, 1-K Commercial, Model Town,
Lahore
Tel: 042-35839182, 042-35869037
Email: corplink786@yahoo.com

Legal Advisor
Ali Shah Associates
Advocates High Court
1-Ali Plaza, 4th Floor 1-E, Jinnah Avenue
Blue Area, Islamabad
Tel: 051-2825632

Bankers
Allied Bank Limited
Askari Bank Limited
Bank Alfalah Limited
Habib Bank Limited
National Bank of Pakistan
JS Bank Limited
United Bank Limited

Registration, NTN and GST Numbers

Registration Number	00012471
National Tax Number	1414673-8
GST No	07-01-2710-039-73
Symbol on Pakistan Stock Exchange	MARI

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.

CONTENTS

05 Board of Directors

06 Directors' Review

19 Auditors' Report

20 Condensed Interim Balance Sheet

22 Condensed Interim Profit and Loss Account

23 Condensed Interim Statement of Comprehensive Income

24 Condensed Interim Cash Flow Statement

25 Condensed Interim Statement of Changes in Equity

26 Notes to the Condensed Interim Financial Information

01 Directors' Review (in Urdu)

BOARD OF DIRECTORS

1. Lt Gen Syed Tariq Nadeem Gilani (Retd) — Chairman
   Managing Director, Fauji Foundation

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 Javaid Iqbal Nasar (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 Energy

8. Qazi Mohammad Saleem Siddiqui
   Director General (Gas), Ministry of Energy

9. Mr Shahid Yousaf
   Director General (LG), Ministry of Energy

10. Mr Zahid Mir
    Managing Director/CEO, OGDCL

11. Mr Ahmed Hayat Lak
    General Manager (Legal Services), OGDCL

12. Engr S. H. Mehdi Jamal
    Member, MPCL Board of Directors

13. Mr Manzoor Ahmed
    Managing Director (Acting), NITL

Mr Muhammad Asif
Chief Financial Officer

Mr Assad Rabbani
Company Secretary

DIRECTORS' REVIEW

MARI PETROLEUM COMPANY LIMITED

DIRECTORS' REVIEW

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

FINANCIAL RESULTS

Gross sales for the second quarter amounted to Rs. 23,052 million whereas gross sales for six months ended December 31, 2017 aggregated to Rs. 47,590 million as against cumulative sales of Rs. 49,823 million for the corresponding period due to reduction in consumer price for power sector as well as reduction in sales tax on feed gas for fertilizer industry. Net sales for six months ended December 31, 2017 were Rs. 18,017 million as against Rs. 13,060 million for the comparative period.

The operating results in the financial information for second quarter show profit for the period of Rs. 3,202 million as against Rs. 1,846 million for the corresponding quarter. The cumulative profit for the six months to December 31, 2017 is Rs. 6,815 million as against Rs. 4,612 million of the corresponding period. Increase in net sales, other income and finance income were the major reasons for increase in profitability. This was offset with increase in operating expenses, exploration and prospecting expenditure, royalty, other charges, finance cost and provision for taxation.

OPERATIONS

The Company continued un-interrupted gas supply to all its customers during the period from July 2017 to December 2017.

A cumulative 119,606 MMSCF of gas at a daily average of 650 MMSCF and 9,209 barrels of condensate (50 barrels per day) were produced from Mari Field during the period as against 115,200 MMSCF of gas at daily average of 626 MMSCF and 7,360 barrels of condensate (40 barrels per day) for the corresponding period as per the requirement / withdrawal of the customers.

In addition, 220,932 barrels of crude oil (1,201 barrels per day), 34,636 barrels of condensate (188 barrels per day) and 6,787 MMSCF of gas (37 MMSCF per day) was produced and sold from joint ventures during this period, whereas 234,002 barrels of crude oil (1,272 barrels per day), 35,757 barrels of condensate (194 barrels per day), 6,225 MMSCF of gas (34 MMSCF per day) was produced and sold in the comparative period.

The Company's customers include Engro Fertilizer Limited, Fauji Fertilizer Company Limited, Fatima Fertilizer Company Limited, Foundation Power Company Daharki Limited, Central Power Generation Company Limited, Sui Northern Gas Pipelines Limited, Sui Southern Gas Company Limited, Attock Refinery Limited, National Refinery Limited, Pakistan Refinery Limited, Pak Arab Refinery Limited, EGAS (Pvt) Limited, Petrosin CNG (Private) Limited and Foundation Gas.

EXPLORATION, OPERATIONAL AND DEVELOPMENT ACTIVITIES

<u>EXPLORATION PLAN FOR 2017-18 (Operated and Non Operated)</u>

<u>Wells</u>

As per best industry practices, both firm and contingent wells are planned, whereas; contingent wells are always subject to additional studies for de- risking before being firmed up for possible drilling. Accordingly,

10 firm and three contingent wells were planned as part of the year 2017-18. However; out of 13, three contingent wells could not be firmed up as these required further de-risking before placing the well. Therefore 10 wells have been planned in operated and non-operated blocks in 2017-18, as per the following detail:

Operated blocks

Well	Type	Block / Field	Status
Tipu-1	Exploratory	Mari Field	Gas Discovery in B Sand
Azadi-1	Development	Mari Field	Gas producer in B Sand
Bhitai-5	Appraisal	Mari Field	Gas Producer in SML
Shaheen-2	Appraisal	Mari Field	Location Stacked
Dharian-1	Exploratory	Ghauri	Drilling in progress
Bolan East-1	Exploratory	Ziarat	Civil works has been completed
Sufi-1	Exploratory	Sukkur	Location Stacked

Non Operated blocks

Well	Type	Block / Field	Status
Zarbab X-1	Exploratory	Hala	Drilled and suspended
Qamar X-1	Exploratory	Hala	Location being reviewed for its finalization
Benari X-1	Exploratory	Shah Bandar	Civil works in progress

Seismic Data Acquisition

Details of the Company plan to acquire 2D and 3D Seismic data are as follows:

Operated

Sukkur Block:

Planned: 617 Line km (Firm) and 214 Line km (Contingent) 2D

Actual: 758.76 Line km 2D seismic data acquisition has been completed on December 03, 2017.

Bannu West Block:

Planned: 3D: Zipper-I: 672 sq. km (Firm) and Zipper-II: 178 sq. km (Contingent)

2D: 285 Line km (Firm) and 100 Line km (Contingent)

Work on Bannu West 2D (Phase 1), commenced on February 10, 2018 after parameter testing / approval by JV Partners.

Non-Operated

Acquisition of 2D Seismic Data of 306 Line km (firm) and 119.5 Line km (contingent) in Kalchas block has been planned.

MARI D&P LEASE

Drilling of 19 Development Wells in HRL Formation 2018-19

Habib Rahi Limestone (HRL) is the largest producer in Mari Field, with 97 producing wells and cumulative production capacity of 630 MMSCF gas on daily basis. Several development phases were launched and completed for HRL in the past with objectives of uniform depletion, enhanced and sustained production and effective reservoir management. Production from additional wells during each phase not only ensured increase in production but also prolonged the plateau periods. Similarly, wells drilled in HRL formation during year 2015-16 together with limited debottlenecking of gas gathering network proved to increase daily production level from 525 MMSCFD to 630 MMSCFD under incremental pricing policy. Enhanced production capacity enables the Company to not only sustain allocated supplies to the existing fertilizer customers for extended periods but also allowed it to supply incremental production for new customer.

The continued production of gas at higher rates is also essential for ensuring the indigenous production of fertilizer and the resultant food security of the nation. However, by the end of year 2019, it is projected that the gas production capacity of the field will start declining below 600 MMSCFD. At that point in time the company shall have to revise the current allocations to all existing customers on pro-rata basis. Therefore, after the reservoir evaluation carried out recently in-house, the counter measure in the form of additional 19 development wells are proposed to be drilled in HRL formation in coming 16-20 months. It has been worked out that addition of 19 wells together with installation of wellhead facilities, debottlenecking of over 20 KM gathering pipeline infrastructure, construction of 30 KM spur lines and upgradation of manifolds can extend the plateau rates of 610 MMSCFD for another 4-5 years. The project shall not only generate revenues of approximately USD 330 to 490 Million on account of incremental production of 100 to 150 BCF over the period of four to five years but it shall also facilitate in avoiding curtailment in gas allocation to all fertilizer customers for next 4 - 5 years. As a result, the gas differential is equivalent to approx. 4.0 Million MT of fertilizer (PKR-160 Billion), ensuring food security of the country as well as tangible savings in foreign exchange. Estimated capital of USD 45 Million is involved in 16 months. The project holds significant technical values in terms of production and reservoir management.

Additional Hydrocarbon Exploration and Exploitation

Subsequent to 3D seismic data acquisition, processing and interpretation a strategy was carved-out to optimize the potential of Mari D&P Lease through drilling of exploration, appraisal and development wells. In this regard, drilling of seven wells has been pursued aggressively in the first phase. Resultantly, seven consecutive successes were achieved including three major discoveries namely; Shahbaz-1, Shaheen-1 and Tipu-1 and four appraisal/development wells were completed as gas producers.

This approach not only helped in augmenting the Company's resource base but shall also help for production enhancement from SML, SUL and Lower Goru horizons.

In order to pursue the second phase of exploration/appraisal and development activities prudently, following in-house / out-source studies are being undertaken:

i. A third party sequence stratigraphic study has been completed at M/s Geoscience Wales, UK with the following objectives:
   - To de-risk the identified structural potential at SML, Lower Goru, Sembar and Chiltan.
   - To delineate / de-risk the stratigraphic potential at SUL/SML, Lower Goru B Sand and Sembar.
   - Tight sand and shale gas evaluation of Sembar formation.
   - A parallel in-house evaluation/ integration of data to finalize study results.

ii. Identification of fracture network Sweet Spots in Chiltan through Seismic Attributes Analysis.

iii. Core and advance wireline logs seismic studies for evaluation of Sembar tight sand and shale gas potential.

iv. In-house Pre Stack Depth Migration (PSDM) data reprocessing for de-risking of Prospect 3 and Prospect 4.
v. A parallel in-house evaluation/ integration of data is in progress to finalize study results for possible way forward.

As Part of the year 2017-18 Exploration and Appraisal Campaign, the following well were drilled:-

Tipu-1 Well

Tipu-1 Exploratory Well in Mari D&P Lease was spud-in on July 05, 2017 to test the hydrocarbon potential of Lower Goru B Sand and to acquire the data for tight sand evaluation in Sembar Formation. The well reached its TD of 3936M in Chiltan Limestone as of October 03, 2017 with the cost saving of approx. USD 1 million. During testing, well flowed 15.51 MMSCFD gas at 40/64" Choke with WHFP of 2153 Psi. During completion integrity test (CIT), well produced 21.4 MMSCFD gas at 40/64" Choke with WHFP of 2635 Psi.

Azadi-1 Well

Azadi-1 Well in Mari D&P Lease was spud-in on September 30, 2017 to appraise Lower Goru "B" sand in the Southern Compartment and it reached its TD of 2995M in Lower Goru B Sand on November 09, 2017. Upon testing, well flowed at a rate of 15.96 MMSCFD gas at WHFP of 2229 Psi @ 40/64" choke size. During CIT; well produced 18.3 MMSCFD gas at WHFP of 2470 Psi @ 40/64" choke size along with 12 barrels of condensate at 40/64" choke with 2472 Psi WHFP. This well shall be used for production enhancement. Well was drilled, tested and completed in 61 days against planned 81 days resultantly saving approximately USD 3.5 million.

Bhitai-5 Well

Bhitai-5 Appraisal well in Mari D&P Lease was spud-in on December 11, 2017 and was successfully drilled to the target depth of 1180M. Well was drilled and cased in 16.65 days against 22 planned days. During post-acid Drill Stem Test, the well flowed 5.98 MMSCFD gas at 40/64" choke size with WHFP of 727 Psi against SML. DST # 2 was also conducted against SUL which flowed 3.41 MMSCFD gas at WHFP of 428 Psi @ 40/64" choke size after acid job. The well was completed in SML as gas producer. Well was completed in both formations using straddle completion technique. SUL formation was kept behind SSD while well can be produced from SML formation as of current completion scenario.

Shaheen-2 Well

Shaheen-2 appraisal well has been stacked on ground on December 30, 2017 to appraise Shaheen Compartment at SML and SUL reservoirs levels. Shaheen appraisal well will be drilled as a dual lateral well with provision of dual completion against SUL and SML. It is being planned to be drilled in FY 2018-19. Currently, well designing and planning is in progress which shall be followed by procurement of LLIs.

Production Operations

December 22, 2017 is of great significance as Mari Field completed 50 years of uninterrupted gas supplies on this date. The Company started its journey of gas sales on December 22, 1967 from Mari Field with a meagre production of 6 MMSCFD and now has attained the production capability of about 900 MMSCFD. Irrespective of the daily plateau vis-à-vis volume we remained committed to meet the requirement of downstream customers and served them 24/7 and that too without availing any scheduled outages permitted in the GSA.

Maintaining level of production above 577.5 MMSCFD from HRL in order to take the advantage of incremental gas price is a hallmark of performance in first half of 2017-18, despite simultaneous shutdowns of plants by customers during three months. Even in the absence of Engro and FFC-III for schedule ATA at

their plants, MPCL managed to achieve targets for incremental production on 160 days out of 184 in first half of 2017-18.

ZARGHUN SOUTH D&P LEASE

Production operations at Zarghun Field

Zarghun Gas Field is currently producing approx. 17 MMSCFD and exhibiting smooth and stable production trend at all three wells. Pipeline quality gas from Zarghun field is being supplied to Quetta city in order to meet the energy needs of native city especially for current winters.

OPERATED BLOCKS

Ziarat Block

Drilling of Exploration Well Bolan East-1 in Ziarat Block

Based on the interpretation of seismic data, Bolan East-1, 3rd Exploratory Well in Ziarat Block has been stacked on ground on September 7, 2017 to test the hydrocarbons potential of Dunghan, Mughalkot and Chiltan formations down to the depth of ±1550M. Civil works has been completed while well is expected to spud-in by June 2018. Majority of LLIs will be utilized from available inventory and procurement of shortfall LLIs has been ordered which shall be received by February 2018.

Karak Block

G&G Studies

Interpretation on the interim results of Pre Stack Depth Migration (PSDM) processing is being carried out in parallel and necessary feedback is being provided to the contractor for data quality improvement.

In-house velocity model building exercise is in progress to review/validate the depth conversion at Surghar Prospect. Reprocessed Pre Stack Time Migration (PSTM) data has been received on January 23, 2018. Based there on, Surghar Prospect shall be firmed up for possible drilling of an exploratory well or otherwise.

First gas from Kalabagh – 1A

Gas and condensate production from Kalabagh -1A well commenced from June 14, 2017 after the early production facilities were installed on rental basis to target immediate cash flow. During series of negotiations with SNGPL on the terms of Gas supplies, the company was able to convince the customer for alternate arrangements on hydrocarbon dew point specifications and thereby deferred the installation of complex and expensive technology of gas refrigeration worth millions of dollars.

Rental equipment at Kalabagh facility will be replaced with JV’s owned equipment by the end of April 2018, which will further enhance the economic outlook of this project. At present, the processing and production operations are being maintained smoothly for supply of 5.2 MMSCFD gas of pipeline quality to SNGPL and 170 barrels of condensate to ARL.

Operations at Halini Field

Halini Field is currently producing approx. 1470 BOPD and 2.1 MMSCFD associated gas from two wells. Gas sales have been optimized by achieving zero flaring through engaging second buyer of low pressure gas. This arrangement is to ensure that gas volumes which are not picked up by one buyer are supplied to the second buyer. This avoids valuable energy loss and additionally, generates more revenues.

Sukkur Block

G&G Studies

Revamped exploration strategy has been opted in the block. Acquisition of 758.76 Line km 2D seismic data has been completed by MSU on December 3, 2017.

3D seismic designing is in progress at M/s KL Geophysics UK for conducting 3D seismic acquisition over identified Lower Goru leads for their evaluation.

Processing and reprocessing of 758.76 Line km newly acquired and ~2000 Line km vintage seismic is in progress at Mari Seismic Processing Centre. Hot shot interpretation of the newly acquired/processed and vintage seismic data was done in parallel to optimize seismic acquisition operation. Accordingly, based on the said interpretation, the location of Sufi-1 Exploration Well has been finalized.

Exploration Well Sufi-1

Fourth exploratory well in Sukkur Block has been stacked on ground on January 29, 2018 based on interpretation of newly acquired 2D seismic data to test the hydrocarbon potential of SML. The well shall be drilled down to the depth of ±2120 M into Lower Goru for data collection and is expected to be spud-in during March 2018.

Ghauri Block

G&G Studies

Based on acquisition of 456 sq.km 3D seismic data, two prospects namely; Dharian and Harno have been finalized for back to back drilling to pursue the exploration on fast track basis. Drilling of Dharian-1 is in progress while location of Harno-1 has been finalized for staking shortly.

Exploration Well Dharian-1 in Ghauri Block

As part of three years plan, Dharian-1 well was spud-in on December 21, 2017 with estimated well cost of USD 23.7 million. Dharian-1 well is planned to be drilled down to ±4900M to test the hydrocarbon potential of multiple reservoir rocks from Cambrian to Eocene Age. The well is planned to be drilled, tested and completed in 293 days. A number of formations shall be tested during DST including Sakesar, Khewra, Lower Part of Murree, Chorgali, Lockhart, Tobra and Kussak, with primary target as Sakesar and Khewra. First section of the well has already been completed with 20" casing landed at the depth of 594M. Currently, the well has been drilled down to the depth of 2905 M as of February 22, 2018.

Dharian-1 is the best possible prospect in the block in terms of its prospectivity, chance of success and expected recoverable resource potential of 10 MMBO Oil and 89 BCF gas (P-50 Case).

Exploratory Well Harno - 1

Third exploratory well Harno -1 in Ghauri Block has been planned to be drilled back to back after Dharian-01. Well designing and planning has been completed. Procurement of LLIs is in progress. Rig Mari 3 will be mobilized to Well Harno-1 after completion of work at Dharian-01 Well.

Production Operations in Ghauri Block

Steep decline in oil production from well Ghauri X-1 was controlled through immediate diagnosis and remedial intervention job carried out for downhole Jet Pump in the month of June 2017. The well is currently producing at average rate of 390 bpd without any rapid decline being observed. Under the present

production and oil pricing scenario, the company has worked out the feasible production life till September 2019. Ghauri X-1 has cumulatively produced 771,000 barrels of oil since first production.

Sujawal Block

G&G Studies

Detailed structural interpretation of 728 sq. km 3D seismic data has been completed. An in-house net sand mapping and geological modelling is in progress to evaluate the remaining hydrocarbon potential of the block and to de-risk the identified prospects before placing of well or otherwise.

First Gas from Aqeeq-1

Fourth well in Sujawal Block, Aqeeq-1, was drilled and completed in April 2017. The well was tested successfully for the production of 4.8 MMSCFD gas and 15 barrels of condensate from Goru “A” Sand formation.

In order to target the early revenue generation from this new find, the possibility of transporting gas from Aqeeq-1 to Sujawal X-1 was evaluated. Technically and commercially, the most suited option selected was construction of pipeline and to get this gas treated and compressed at Sujawal Central Processing Facilities (CPF). Construction of 6” diameter pipeline of 5.5 km from Aqeeq-1 to Sujawal CPF was a challenge to complete in 10 days. This was due to highly wet conditions of ROW. However due to prudent planning and out of norms execution strategies, these record targets were achieved well in time. After integrating Aqeeq-1 at Sujawal CPF and convincing SSGCL for immediate acceptance of gas under their conditions of high pressure supply, first gas was produced on November 08, 2017 @ 4.8 MMSCFD.

At present, Sujawal CPF is being operated at 125% of their nameplate capacity with 100% spec gas being supplied to SSGCL consistently without any unplanned downtime in last 6-8 months. Field is producing around 25 MMSCFD gas of pipeline quality and 190 barrels of condensate, which is being supplied to PARCO and PRL Karachi on proportionate basis.

Peshawar East Block

A meeting between JV partners was held on January 25, 2018 at MPCL’s Head office to discuss the prudent way forward in light of non-issuance of NOC/Security Clearance by the Security authorities.

Bannu West Block

G&G Studies

Contract for acquisition of 3D and 2D seismic data was awarded to Mari Seismic Unit. Crew has been mobilized in the area. Parameter testing for 2D seismic data has been conducted. Currently, survey is in progress. Seismic data acquisition commenced on February 10, 2018 after parameter testing / approval by JV partners. Accordingly, the location for first exploration well shall be placed on fast track basis after completion of 3D seismic data acquisition.

NON-OPERATED BLOCKS

Hala Block

G&G Studies

Interpretation of newly reprocessed 525 sq. km data has been completed. Initial results of the seismic inversion study have been received and are under review. Integration of the seismic inversion results with interpretation is in progress to finalize location of sixth exploratory well Qamar X-1 or otherwise.

Kalchas Block

G&G Studies

Bids for acquisition of 306 Line km firm and 119.5 Line km contingent 2D seismic data were received on December 26, 2017. Three vendors i.e. M/s BGP, M/s Senshe & M/s Sino Geophysical have submitted their bids. Currently, technical evaluation of the said bids is in progress.

Kohat Block

G&G Studies

Advance level reprocessing of ~319 sq. km 3D and ~240 Line km 2D seismic data is in progress at M/s GRI China. Project is expected to be completed by March 2018, which would be followed by interpretation to firm up / finalize the location of exploratory well or otherwise.

Shah Bandar Block

Exploratory Well Benari X-1

First exploratory well in Shah Bandar Block has been stacked on the ground and its civil works is in progress. Spud-in of the well is expected during mid-April 2018 to test the hydrocarbon potential of Lower Goru Sands down to the depth of ±3776 M MD

EXPLORATION PORTFOLIOS EXPANSION–LOCAL & INTERNATIONAL

MPCL is consistently reviewing data of exploration blocks with different E&P companies for possible farm-in opportunities or operatorship to enhance exploration portfolios to further augment the reserve lead growth strategy. In this regard, following is being undertaken:

- **Kohat Block** (Acquisition of additional 13.33% Working Interest (W.I.) – Revised W.I. 33.33%: M/s Tullow Pakistan Development Limited (TPDL) has expressed its intent to surrender its entire 40% Working Interest (W.I), in the block with effect from February 19, 2018. It is now statutory obligation as per PCA on the remaining three JV partners, OGDCL, MPCL and SEL either to acquire the W.I. of Tullow or relinquish the block. Therefore, remaining Kohat JV partners having no other option thus decided to retain their interest shares in the E.L. considering the followings:-

  i. Advance reprocessing results of 319 sq.km 3D and 240 Line.km 2D seismic data are awaited and expected to receive by March/April 2018; therefore, decision on its way forward will be taken accordingly.

  ii. Acquisition of interest share from Tullow does not entail payment of any past costs to M/s TPDL, whereas; all PCA commitments pertaining to major work program till expiry of extension period, i.e., August 31, 2018 have already been fulfilled. Only PCA obligations on account of additionally acquired W.I. of 13.33%, from February 19, 2018 till expiry of extension period and cost related

to advance re-processing / processing will have to be borne by MPCL proportionately, which will be a nominal cost.

iii. Block lies in the proven petroleum system in terms of source, reservoir and seal as evident by gas/condensate discovery within the block and multiple discoveries in the surroundings.

iv. Based on said seismic data, one prospect namely; (a) Shekhan South with recoverable resource of ~12 BCF (P-50 Case) and two leads, subject to their confirmation on continued advance processing, namely Jabbi North and Jabbi West having recoverable resource potential of ~33 BCF and ~31 BCF (P-50 Case) respectively have also been identified.

v. Economic analysis carried out for MPCL's increased working interest in the Block (33.33%) on Shekhan South Prospect shows positive NPV with an overall 37% Chance of Success, which can be offered as firm commitment for licence management.

vi. Furthermore, economic analysis of Jabbi North and Jabbi West leads also show positive NPV, subject to their firming up.

Keeping in view the awaited 3D advance reprocessing results, prospectivity and potential; Kohat JV Partners including MPCL agreed to acquire Tullow's share on pro-rata basis as per provisions of Article 7.3 of Kohat PCA and Article 13.1 of Joint Operating Agreement because there is nominal financial exposure for additional interest acquisition till decision on way forward in August 2018.

- PPL is seeking its Board approval for farming out 25% working interest of Bela West Block to MPCL along with signing a side letter.
- Negotiations are on-going for farm-in into PPL's operated Kotri Block with 35% share and divestment of 35% share in Sujawal Block to PPL. PPL intends to take it to their Board for approval.
- Tullow has submitted Assignment Agreement to DGPC for its approval to assign entire working interests in Bannu West Block (20%), Block-28 (95%) and Kalchas Block (30%) to MPCL.
- Joint bidding: Different E&P companies (local & MNC's) are being perused to jointly evaluate and bid focused blocks in the upcoming bidding round subject to prospectively and necessary approvals.
- MPCL to acquire entire working interest of 30% of M/s MOL in Ghauri Block. The Farm-in/Farm-out Agreement between the parties has been signed, however, approval of Deed of Assignment (DOA) by DGPC is awaited.
- Mari Petroleum Company Limited (MPCL) and Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company (KUFPEC) have signed an MOU on February 13, 2018 for strategic cooperation to exchange technical knowledge and industry experiences, as well as jointly explore growth opportunities in local and international upstream sector.

International Blocks/Countries

MPCL is also continuously evaluating selected international blocks/countries for possible farm-in opportunities. Currently, blocks offered in following countries by different E&P Companies are being reviewed:

- Kenya
- Zambia
- Mauritania
- Surinam
- Cuba
- Morocco

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 while maintaining world class quality as per international oilfield standards.

Mari Seismic Unit (MSU)

MSU has successfully acquired 2D data in the challenging terrain of Sukkur exploration license during August to December 2017.

MSU is currently operating in Bannu West Block to acquire 2D followed by 3D seismic data acquisition. Parameter testing for 2D seismic data acquisition has been conducted. Currently, survey is in progress. Seismic data acquisition commenced on February 10, 2018 after parameter testing / approval by JV partners.

Mari Drilling Unit (MDU)

Rig Mari 1 (1500HP) spud Azadi-1 well on September 30, 2017 and completed the well to target depth of 2995M. Rig Mari 1 was released from Azadi-1 well on November 30, 2017 and started mobilization from Azadi-1 to Bhitai-5 on December 1, 2017 which completed on December 4, 2017.

Spud-in of Bhitai-5 development well commenced on December 11, 2017 with Rig Mari 1 (1500HP) and well was completed to target depth of 1180M.

Rig Mari 3 (2500HP) was under rig up as of July 1, 2017 at Exploratory Well Tipu-1. The well was spud-in on July 5, 2017 and drilled down to the depth of 3936M and the well was completed on October 22, 2017. The rig was mobilized from Mari D&P Lease to Ghauri Block during first week of December 2017.

Rig Mari 3 (2500HP) spud-in Dahrian-1 Exploratory well on December 21, 2017. Currently drilling is in progress.

Mari Seismic Processing Center (MSPC)

MSPC is currently processing 3,000 Line km time processing of seismic data from Sukkur Block and 1080 sq. km of 3D depth imaging of seismic data from Mari D&P Lease. MPSC has also carried out pre-stack inversion of Sujawal Exploration License while pre-stack deterministic inversion of Sujawal 3D is under process as of December 31, 2017.

CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY (CSR)

CSR Budget (FY 2017- 2018)

As per PCA, total budget allocation for social welfare schemes in the Company's operated JV blocks during FY 2017-18 is Rs. 29.495 million which was deposited in the respective Joint Accounts. Annual CSR Budget for Mari Field is Rs. 112 million and Rs. 40 million has been allocated for other significant projects in Islamabad.

CSR at JV Blocks

Approved / Proposed Projects at JV Blocks

Social welfare schemes / contributions are undertaken as per the approved MSPs, in line with Social Welfare Guidelines issued by Directorate General of Petroleum Concessions in February 2017.

Karak Block:

Three projects worth Rs. 4.7 million have been approved and are under implementation phase.

- Water Supply Scheme Chashmee Bangi Khail , Tabisar
- Repair of Water Supply Scheme Tola Bangi Khail
- Water Supply Scheme Parshoo , Tehsil Esa Khail , District Mianwali

Ghauri Block:

Recommended CSR Schemes worth Rs. 9.5 million are listed as under, awaiting approval from the DC Rawalpindi / SW Committee:

- Water Supply Scheme Bhallot
- Science cum Computer Lab with Equipment, 4 x Toilets and Sports Ground

Recommended CSR Scheme for District Jhelum is Water Supply Scheme for Village Pothi / Geedaraam, awaiting approval from the DC Jhelum / SW Committee.

Projects for the Utilization of Production Bonus

Production Bonus of amount Rs. 177 million (Approx.) has been deposited in the joint accounts as per the below mentioned details:

- Sujawal / Badin - $600,000 (July 2016) (Rs. 62.70 million)

  (Note: 15 Projects approved by PSDC Sujawal, worth Rs. 52.21 million)
- Karak / Mianwali - $600,000 (June 2017) (Rs. 62.82 million)

  (Note: 12 Projects approved by PSDC Mianwali, worth Rs. 44.60 million)
- Bolan / Zarghun - $500,000 (October 2014) (Rs. 51.35 million)

  (Note: 11 Projects approved by PSDC Zarghun, worth Rs. 38.82 million)

Projects as proposed and approved in the respective Petroleum Social Development Committee (PSDC) meetings held in the last quarter of 2017, will be implemented by the respective DCs.

Mari Field Daharki

Budget (FY 2017-18) Rs. 112 million

- Recurring budget: Rs. 87 million
- New Projects: Rs. 25 million

Recurring Projects

- Three mobile dispensaries
- Maternity Home (Dad Leghari)
- Dispensary at Well No 8
- TB Clinic (Well No 8)
- Mari Education and Medical Complex (MEMC)

(Note: Mari Education Complex is being run by TCF, for which a cheque of Rs. 4.8 million has been handed over for Operational Support for Year 2017-18)

- Provision of vehicle to Health Department during Polio campaign
- Mari Special Education School
- Operational expenditures of schools (at Well No 8, Lohi Pull and Khirohi)
- Supply of drinking water through water bowsers
- MPCL IBA Sukkur Scholarship Program: Payment of Rs. 750,000 for Fall 2017 Semester has been handed over to IBA Sukkur
- Health Management Information System (HMIS)
- Mari Early Education Tool (MEET) being implemented at Shaheen Public School

New Project - Construction of Special Children School

- A consultant NGO Special Talent Exchange Program (STEP) is taken on board for leading the project and preparing a feasibility study.
- STEP is an Islamabad based NGO that specializes in the provision of quality education and services to the differently-abled children, preparing them for the inclusion in the mainstream society.
- MPCL team visited Daharki Field to assess the scope and requirements of the project that will help STEP prepare a comprehensive proposal / feasibility of the project.

Over and Above CSR Obligations

MPCL Youth Tennis Sponsorship Program – Rs. 8.7 million

Second tranche of payment was handed over to the guardians of both players on December 29, 2017. This payment will cover the expenses for the next six months i.e. Jan-June 2018.

Rehabilitation of Marghazar Zoo, Islamabad

MPCL Management was approached by CDA for the said project in November 2017. After round of discussions with CDA, Rs. 18.9 million have been allocated for rehabilitation work to be carried out under this project. The project initiation is delayed due to CDA's management approval process.

Free Specialist Medical Camps

In addition to the free medical camps, specialist medical camps have been organized at the field locations to provide specialized treatment to the locals for their ailments / diseases.

Ghauri Field

- Free Child Specialist Camp – 5th October, 2017
- Free Gynecologist Camp – 15th November, 2017
- Free Eye Specialist Camp – 23rd December, 2017

Halini Field

- Free Eye Specialist Camp – 14th December, 2017
- Free Gynecologist Camp – 23rd December, 2017

Sujawal Field

- Free Eye and Gynae Camp – 21st November, 2017

Zarghun Field

- Free Eye and Gynae Camp – 12th October, 2017

Establishment of Specialist Medical Camps have been widely appreciated / acknowledged by local district administration and community alike.

New guidelines have been issued on February 22, 2017 by DGPC with regards to the Utilization of Social Welfare Obligations, whereby, CSR Projects Implementation has been handed over to the Social Welfare Committee, thus minimizing the role of E&P companies to depositing funds in Joint Accounts only. This has restricted E&P Companies from identifying / executing new CSR projects.

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

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

Qaiser Javed
Director

Islamabad
February 22, 2018

AUDITORS' REPORT

TO THE MEMBERS ON REVIEW OF CONDENSED INTERIM FINANCIAL INFORMATION

Introduction

We have reviewed the accompanying condensed interim balance sheet of Mari Petroleum Company Limited (the Company) as at December 31, 2017, and the related condensed interim profit and loss account, condensed interim statement of comprehensive income, condensed interim cash flow statement and condensed interim statement of changes in equity and notes to the condensed interim financial information for the six months then ended (here-in-after referred to as the "interim financial information"). Management is responsible for the preparation and presentation of this interim financial information in accordance with approved accounting standards as applicable in Pakistan for interim financial reporting. Our responsibility is to express a conclusion on this interim financial information based on our review. The figures of the condensed interim profit and loss account and condensed interim statement of comprehensive income for the three months ended December 31, 2017 and 2016 have not been reviewed, as we are required to review only the cumulative figures for the six months ended December 31, 2017.

Scope of review

We conducted our review in accordance with International Standard on Review Engagements 2410, "Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity". A review of interim financial information consists of making inquiries, primarily of persons responsible for financial and accounting matters, and applying analytical and other review procedures. A review is substantially less in scope than an audit conducted in accordance with the International Standards on Auditing and consequently does not enable us to obtain assurance that we would become aware of all significant matters that might be identified in an audit. Accordingly, we do not express an audit opinion.

Conclusion

Based on our review, nothing has come to our attention that causes us to believe that the accompanying interim financial information as of and for the six months ended December 31, 2017, is not prepared, in all material respects, in accordance with approved accounting standards as applicable in Pakistan for interim financial reporting.

Deloitte Yousuf Adil

Deloitte Yousuf Adil
Chartered Accountants
Engagement Partner: Shahzad Ali

Islamabad
February 22, 2018

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

	Note	Un-Audited 31.12.2017	Audited 30.06.2017
		(Rupees in thousand)	
EQUITY AND LIABILITIES			
SHARE CAPITAL AND RESERVES			
Authorized capital			
250,000,000 (June 30, 2017: 250,000,000) ordinary shares of Rs 10 each		2,500,000	2,500,000
1,059,000,100 (June 30, 2017: 1,059,000,100) preference shares of Rs 10 each		10,590,001	10,590,001
		13,090,001	13,090,001
Issued, subscribed and paid up capital	5	1,102,500	1,102,500
Undistributed percentage return reserve	6	392,691	496,436
Other reserves	7	11,190,001	11,190,001
Profit and loss account	8	19,425,346	12,748,733
		32,110,538	25,537,670
NON CURRENT LIABILITIES			
Long term financing	9	2,909,091	4,172,727
Deferred liabilities	10	8,034,192	7,483,812
		10,943,283	11,656,539
CURRENT LIABILITIES			
Trade and other payables	11	72,912,289	55,191,169
Current maturity of long term financing		848,711	955,037
Provision for income tax		78,675	-
Interest accrued on long term financing		255,128	254,552
		74,094,803	56,400,758
CONTINGENCIES AND COMMITMENTS	12		
		117,148,624	93,594,967

The annexed notes 1 to 33 form an integral part of this condensed interim financial information.

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

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

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

	Note	Un-Audited 31.12.2017	Audited 30.06.2017
		(Rupees in thousand)	
ASSETS			
NON CURRENT ASSETS			
Property, plant and equipment	13	**12,502,499**	12,688,670
Development and production assets	14	**11,923,707**	7,409,878
Exploration and evaluation assets	15	**1,915,441**	5,972,108
Long term loans, advances, deposits and prepayments		**62,846**	58,235
Deferred income tax asset		**1,899,917**	2,162,308
		28,304,410	28,291,199
CURRENT ASSETS			
Stores and spares		**951,733**	1,015,000
Trade debts	16	**72,472,783**	54,426,085
Loans, advances, prepayments and other receivables	17	**2,388,660**	1,792,572
Short term investments	18	**8,505,254**	3,604,596
Income tax paid in advance		**-**	1,142,319
Cash and bank balances	19	**4,525,784**	3,323,196
		88,844,214	65,303,768
		117,148,624	93,594,967

Qaiser Javed
Director

Condensed Interim Profit and Loss Account (Un-Audited)
FOR THE SIX MONTHS ENDED DECEMBER 31, 2017

	Note	Three months ended		Six months ended	
		31.12.2017	31.12.2016	**31.12.2017**	31.12.2016
		(Rupees in thousand)		**(Rupees in thousand)**	
Gross sales to customers	20	**23,051,981**	23,797,566	**47,589,851**	49,823,112
Gas development surcharge		**3,118,104**	6,090,622	**6,227,639**	12,377,073
General sales tax		**2,703,524**	3,383,329	**5,597,449**	7,076,946
Excise duty		**460,381**	433,496	**939,184**	890,035
Gas infrastructure development cess		**8,088,466**	8,093,549	**16,808,595**	16,419,549
		14,370,475	18,000,996	**29,572,867**	36,763,603
Sales - net		**8,681,506**	5,796,570	**18,016,984**	13,059,509
Royalty		**1,101,194**	724,572	**2,288,440**	1,633,230
		7,580,312	5,071,998	**15,728,544**	11,426,279
Operating expenses	21	**2,730,386**	1,925,418	**4,661,950**	3,513,747
Exploration and prospecting expenditure	22	**1,110,473**	422,677	**1,355,745**	897,936
Other charges		**315,146**	117,762	**660,205**	404,921
		4,156,005	2,465,857	**6,677,900**	4,816,604
		3,424,307	2,606,141	**9,050,644**	6,609,675
Other income / (expenses)	23	**666,733**	(94,324)	**308,092**	(119,874)
Operating profit		**4,091,040**	2,511,817	**9,358,736**	6,489,801
Finance income	24	**184,393**	53,693	**303,740**	79,475
Finance cost	25	**312,659**	208,246	**608,609**	406,368
Profit before taxation		**3,962,774**	2,357,264	**9,053,867**	6,162,908
Provision for taxation	26	**760,451**	510,815	**2,238,449**	1,550,789
Profit for the period		**3,202,323**	1,846,449	**6,815,418**	4,612,119
Earnings per share - basic and diluted					
Earnings per ordinary share (Rupees)	27	**29.05**	16.75	**61.82**	41.83
Distributable earnings per ordinary share (Rupees)	27	**1.55**	1.43	**3.16**	2.93

The annexed notes 1 to 33 form an integral part of this condensed interim financial information.

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

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Qaiser Javed
Director

Condensed Interim Statement of Comprehensive Income (Un-Audited)
FOR THE SIX MONTHS ENDED DECEMBER 31, 2017

	Three months ended		Six months ended	
	31.12.2017	31.12.2016	**31.12.2017**	31.12.2016
	(Rupees in thousand)		(Rupees in thousand)	
Profit for the period	**3,202,323**	1,846,449	**6,815,418**	4,612,119
Other comprehensive income	**-**	-	**-**	-
Total comprehensive income for the period	**3,202,323**	1,846,449	**6,815,418**	4,612,119

The annexed notes 1 to 33 form an integral part of this condensed interim financial information.

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

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Qaiser Javed
Director

Condensed Interim Cash Flow Statement (Un-Audited)
FOR THE SIX MONTHS ENDED DECEMBER 31, 2017

	Note	31.12.2017	31.12.2016
		(Rupees in thousand)	
Cash flows from operating activities			
Cash receipts from customers		**29,546,331**	41,017,299
Cash paid to the Government for Government levies		**(14,458,410)**	(32,567,003)
Cash paid to suppliers, employees and others		**(4,764,344)**	(5,688,176)
Income tax paid		**(755,064)**	(704,009)
Net cash flow from operating activities		**9,568,513**	2,058,111
Cash flows from investing activities			
Capital expenditure		**(1,997,050)**	(1,634,421)
Proceeds from disposal of property, plant and equipment		**9,686**	-
Interest received		**280,910**	66,270
Net cash flow from investing activities		**(1,706,454)**	(1,568,151)
Cash flows from financing activities			
Long term financing received		**-**	3,000,000
Long term loans repaid		**(1,363,636)**	-
Redemption of preference shares		**(6,326)**	(9,238)
Finance cost paid		**(150,688)**	(44,024)
Dividends paid		**(238,163)**	(227,010)
Net cash flow from financing activities		**(1,758,813)**	2,719,728
Net increase in cash and cash equivalents		**6,103,246**	3,209,688
Cash and cash equivalents at beginning of the period		**6,927,792**	626,154
Cash and cash equivalents at end of the period	28	**13,031,038**	3,835,842

The annexed notes 1 to 33 form an integral part of this condensed interim financial information.

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

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Qaiser Javed
Director

Condensed Interim Statement of Changes in Equity (Un-Audited)
FOR THE SIX MONTHS ENDED DECEMBER 31, 2017

		Other Reserves				
	Issued, subscribed and paid up capital	Undistributed percentage return reserve	Capital redemption reserve fund	Self Insurance Reserve	Profit and loss account	Total
			(Rupees in thousand)			
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	-	-	-	-	4,612,119	4,612,119
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	4,612,119	4,612,119
Final dividend for the year ended June 30, 2016 @ Rs 2.10 per share *	-	(112,234)	-	-	(119,291)	(231,525)
Balance as at December 31, 2016 (Un-Audited)	**1,102,500**	**314,633**	**10,590,001**	**100,000**	**9,239,383**	**21,346,517**
Total comprehensive income for the period:						
Profit for the period	-	-	-	-	4,524,075	4,524,075
Other comprehensive loss	-	-	-	-	(2,172)	(2,172)
	-	-	-	-	4,521,903	4,521,903
First interim cash dividend for the year ended June 30, 2017 @ Rs 3 per share *	-	-	-	-	(330,750)	(330,750)
Transfer from profit and loss account to undistributed percentage return reserve	-	181,803	-	-	(181,803)	-
Transfer from profit and loss account to self insurance reserve	-	-	-	500,000	(500,000)	-
Balance as at June 30, 2017 (Audited)	**1,102,500**	**496,436**	**10,590,001**	**600,000**	**12,748,733**	**25,537,670**
Total comprehensive income for the period:						
Profit for the period	-	-	-	-	6,815,418	6,815,418
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	6,815,418	6,815,418
Final dividend for the year ended June 30, 2017 @ Rs 2.20 per share * - note 6.1	-	(103,745)	-	-	(138,805)	(242,550)
Balance as at December 31, 2017 (Un-Audited)	**1,102,500**	**392,691**	**10,590,001**	**600,000**	**19,425,346**	**32,110,538**

* Distribution to owners - recorded directly in equity

The annexed notes 1 to 33 form an integral part of this condensed interim financial information.

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

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Qaiser Javed
Director

NOTES TO THE CONDENSED INTERIM FINANCIAL INFORMATION (UN-AUDITED) FOR THE SIX MONTHS ENDED DECEMBER 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 six months ended December 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 repealed Companies Ordinance, 1984. In case requirements differ, the provisions or directives of the repealed 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, 2017 which have been prepared in accordance with approved accounting standards as applicable in Pakistan.

The Companies Act, 2017 (the new Companies Act) was enacted on May 30, 2017. However, as per the requirements of Circular No. 23 of 2017 dated October 04, 2017 issued by the SECP and related clarifications by ICAP through its circular No. 17 of 2017 dated October 06, 2017 companies whose financial year, including quarterly and other interim period, closes on or before December 31, 2017 shall prepare their annual / interim financial statements / information in accordance with the provisions of the repealed Companies Ordinance, 1984.

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, 2017 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, 2018.

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, pro-rated 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 field as well as outside Mari field.

	Note	(Un-Audited) 31.12.2017	(Audited) 30.06.2017
		(Rupees in thousand)	

5. ISSUED, SUBSCRIBED AND PAID UP CAPITAL

	Note	(Un-Audited) 31.12.2017	(Audited) 30.06.2017
24,850,007 (June 30, 2017: 24,850,007) ordinary shares of Rs 10 each issued for cash		**248,500**	248,500
11,899,993 (June 30, 2017: 11,899,993) ordinary shares of Rs 10 each issued for consideration other than cash		**119,000**	119,000
73,500,000 (June 30, 2017: 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 As at December 31, 2017, 608,364 (June 30, 2017: 608,364) bonus shares have not been issued pending resolution of issue relating to deduction of withholding tax on issuance of bonus shares.

6. UNDISTRIBUTED PERCENTAGE RETURN RESERVE

	Note	(Un-Audited) Six months ended 31.12.2017	(Audited) Year ended 30.06.2017
		(Rupees in thousand)	
Opening balance		**496,436**	426,867
Transferred from profit and loss account		**-**	181,803
Final dividend:			
for the year ended June 30, 2017	**6.1**	**(103,745)**	-
for the year ended June 30, 2016		**-**	(112,234)
Closing balance		**392,691**	496,436

6.1 The Board of Directors in its meeting held on July 27, 2017 had proposed a final cash dividend for the year ended June 30, 2017 @ Rs 2.20 per share amounting to Rs 242.550 million, which was subsequently approved by the shareholders in Annual General Meeting held on September 26, 2017. Out of this, Rs 103.745 million has been appropriated out of undistributed percentage return reserve while the balance amount of Rs 138.805 million represents undistributed guaranteed return for the year ended June 30, 2017.

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.

	Note	(Un-Audited) 31.12.2017	(Audited) 30.06.2017
7. OTHER RESERVES		(Rupees in thousand)	
Capital redemption reserve fund	7.1	10,590,001	10,590,001
Self insurance reserve	7.2	600,000	600,000
		11,190,001	11,190,001

7.1 Capital Redemption Reserve Fund

This reserve was created for redemption of redeemable preference shares in the form of cash to the preference shareholders.

7.2 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. PROFIT AND LOSS ACCOUNT	Note	(Un-Audited) 31.12.2017	(Audited) 30.06.2017
		(Rupees in thousand)	
Undistributed return	8.1	347,849	138,805
Unappropriated balance		19,077,497	12,609,928
		19,425,346	12,748,733

8.1 This represents guaranteed return @ 43.51% per annum on shareholders' funds for six months ended December 31, 2017 (December 31, 2016 @ 42.18%).

	Note	(Un-Audited) 31.12.2017	(Audited) 30.06.2017
9. LONG TERM FINANCING		(Rupees in thousand)	
Redeemable preference shares - unsecured	9.1	-	-
Long term loans - secured	9.2	2,909,091	4,172,727
		2,909,091	4,172,727
9.1 Redeemable preference shares - unsecured			
Non-voting, non-cumulative redeemable preference shares		121,438	127,764
Current maturity		(121,438)	(127,764)
		-	-

As at December 31, 2017: 5,335,946 preference shares (June 30, 2017: 5,335,946) have not been issued pending resolution of issue relating to deduction of withholding tax on issuance of bonus shares. Further, 6,807,875 preference shares (June 30, 2017: 7,440,495) have not been claimed / redeemed by certain minority shareholders.

9.2	Long term loans - secured	Note	(Un-Audited) Six months ended 31.12.2017	(Audited) Year ended 30.06.2017
			(Rupees in thousand)	
	Loan for infill wells	9.2.1		
	Opening balance		**1,000,000**	1,000,000
	Amount repaid during the period / year		**(1,000,000)**	-
			-	1,000,000
	Current maturity of long term loans		**-**	(100,000)
			-	900,000
	Loan for exploration and development projects	9.2.2		
	Opening balance		**4,000,000**	-
	Amount received during the period / year		**-**	4,000,000
	Amount repaid during the period / year		**(363,636)**	-
			3,636,364	4,000,000
	Current maturity of long term loans		**(727,273)**	(727,273)
			2,909,091	3,272,727
	Long term loans - secured		**2,909,091**	4,172,727
	Current maturity of long term loans		**727,273**	827,273

9.2.1 Long term finance facility amounting to Rs 1,000 million was 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 for the said loan was paid semi-annually in arrears on the outstanding facility amount at six months KIBOR + 0.15% per annum. The mark-up rate was revised downward to six months KIBOR + 0.10% per annum from December 31, 2016. The effective mark-up rate for the period ended December 31, 2017 was 6.24% (June 30, 2017: 6.23%) per annum. The loan was repayable in ten equal semi-annual installments after two years grace period from the date of first disbursement. Full amount of the outstanding loan has been repaid on November 30, 2017 and the Company is in the process of vacating security charge against the loan.

9.2.2 Long term finance facility amounting to Rs 9,000 million has been availed 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 upto December 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 December 31, 2017 was 6.21% (June 30, 2017: 6.14%) per annum. The loan is 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.

	(Un-Audited) 31.12.2017	(Audited) 30.06.2017
	(Rupees in thousand)	
10. DEFERRED LIABILITIES		
Provision for decommissioning cost	**7,224,641**	6,741,532
Provision for employee benefits - unfunded	**528,601**	506,794
Provision for compensated leave absences	**236,167**	207,195
Deferred income	**44,783**	28,291
	8,034,192	7,483,812
11. TRADE AND OTHER PAYABLES		
Creditors	**955,474**	782,016
Accrued liabilities	**1,989,074**	2,591,509
Joint operating partners	**1,377,466**	1,143,668
Retention and earnest money deposits	**55,448**	61,644
Gratuity funds	**97,526**	180,733
Gas development surcharge	**5,207,482**	4,701,334
General sales tax	**4,348,616**	3,890,996
Excise duty	**178,362**	158,484
Gas Infrastructure Development Cess (GIDC)	**56,657,937**	40,329,433
Royalty	**244,451**	153,704
Workers' Welfare Fund	**1,230,646**	1,109,854
Workers' Profit Participation Fund	**539,413**	61,787
Unclaimed dividend	**17,115**	17,274
Unpaid dividend	**13,279**	8,733
	72,912,289	55,191,169

12. CONTINGENCIES AND COMMITMENTS

12.1 Contingencles

Indemnity bonds given to Collector of Customs against duty concessions on import of vehicles amounted to Rs 5.23 million was outstanding as at June 30, 2017. In the current period, indemnity bonds were cancelled by the Collector of Customs upon surrender of vehicles / payment of custom duties.

	(Un-Audited) 31.12.2017	(Audited) 30.06.2017
	(Rupees in thousand)	
12.2 Commitments		
Capital expenditure:		
Share in joint operations	**4,488,366**	4,961,303
Mari field and Rigs	**1,508,572**	1,443,039
	5,996,938	6,404,342

	(Un-Audited) Six months ended 31.12.2017	(Audited) Year ended 30.06.2017
	(Rupees in thousand)	
13. PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT		
Opening book value	**10,341,416**	10,309,547
Movement during the period / year:		
Additions	**144,254**	1,004,885
Tangible assets transferred from exploration and evaluation assets	**26,642**	484,619
Revision due to change in estimates of provision for decommissioning cost	**-**	(20,735)
Written down value of disposals	**-**	(1,626)
Depreciation charge	**(759,347)**	(1,435,274)
	(588,451)	31,869
	9,752,965	10,341,416
Add: Capital work in progress	**939,808**	703,867
Add: Stores and spares held for capital expenditure	**1,809,726**	1,643,387
Closing book value	**12,502,499**	12,688,670
14. DEVELOPMENT AND PRODUCTION ASSETS		
Opening book value	**7,409,878**	3,002,063
Movement during the period / year:		
Additions	**1,012,197**	1,408,770
Transfer from property, plant and equipment	**-**	96,486
Transfer from exploration and evaluation assets	**4,479,615**	3,845,980
Revision due to change in estimates of provision for decommissioning cost	**-**	(196,555)
Amortization charge	**(977,983)**	(746,866)
	4,513,829	4,407,815
Closing book value	**11,923,707**	7,409,878
15. EXPLORATION AND EVALUATION ASSETS		
Opening book value	**5,972,108**	10,084,055
Movement during the period / year:		
Additions	**643,688**	2,364,373
Left over inventory transferred to stores and spares	**(91,360)**	(513,544)
Transfer to development and production assets	**(4,479,615)**	(3,845,980)
Tangible assets transferred to property, plant and equipment	**(26,642)**	(484,619)
Revision due to change in estimates of provision for decommissioning cost	**-**	(8,371)
Cost of dry and abandoned wells written off	**(102,738)**	(1,531,246)
Depreciation charge	**-**	(92,560)
	(4,056,667)	(4,111,947)
Closing book value	**1,915,441**	5,972,108

16. TRADE DEBTS

	(Un-Audited) 31.12.2017	(Audited) 30.06.2017
	(Rupees in thousand)	
Due from related parties - considered good		
Central Power Generation Company Limited	**6,736,089**	3,888,959
Foundation Power Company Daharki Limited	**3,998,653**	3,323,360
Fauji Fertilizer Company Limited	**23,698,698**	14,431,598
Sui Southern Gas Company Limited	**319,431**	1,235,478
Sui Northern Gas Pipelines Limited	**728,149**	406,141
Foundation Gas	**-**	1,268
	35,481,020	23,286,804
Due from others - considered good		
Engro Fertilizer Limited	**6,823,132**	4,908,487
Fatima Fertilizer Company Limited	**29,122,654**	25,035,199
Byco Petroleum Pakistan Limited	**494,192**	614,192
National Refinery Limited	**28,444**	36,518
Attock Refinery Limited	**417,524**	349,215
Pakistan Refinery Limited	**40,570**	31,553
EGAS (Private) Limited	**14,254**	56,266
Pak Arab Refinery Limited	**21,425**	21,316
Petrosin CNG (Private) Limited	**29,568**	86,535
	72,472,783	54,426,085

16.1 Trade debts due from related parties are net of provision for doubtful debts amounting to Rs 238.00 million (June 30, 2017: Rs 238.00 million).

16.2 Trade debts include Gas Infrastructure Development Cess (GIDC) withheld by customers amounting to Rs 53,428 million (June 30, 2017: Rs 38,420 million).

17. LOANS, ADVANCES, PREPAYMENTS AND OTHER RECEIVABLES

	(Un-Audited) 31.12.2017	(Audited) 30.06.2017
	(Rupees in thousand)	
Due from related parties		
Interest accrued - Askari Bank Limited	**7,096**	4,515
Due from others		
Loans and advances	**1,110,169**	608,813
Receivables from joint operating partners	**948,507**	1,031,252
Short term prepayments	**250,278**	65,697
Interest accrued	**62,948**	42,516
Others	**9,662**	39,779
	2,388,660	1,792,572

18. SHORT TERM INVESTMENTS

Short term investments include Rs 1,400.00 million (June 30, 2017: Rs 700.00 million) held with Askari Bank Limited, a related party, at an average rate of 5.58% (June 30, 2017: 5.70%) per annum. They have a maximum maturity period of 1 month (June 30, 2017: 3 months).

19. CASH AND BANK BALANCES

Cash and bank balances include Rs 2,580.95 million (June 30, 2017: Rs 1,402.80 million) held with Askari Bank Limited, a related party, at an average rate of 5.32% (June 30, 2017: 5.39%) per annum.

	Note	Three months ended 31.12.2017	Three months ended 31.12.2016	Six months ended 31.12.2017	Six months ended 31.12.2016
		(Rupees in thousand)		(Rupees in thousand)	
20. GROSS SALES TO CUSTOMERS					
Sale of:					
Gas	20.1	22,405,316	23,277,851	46,333,537	48,690,982
Crude Oil	20.2	534,579	451,194	1,047,439	981,734
Less: Transportation charges		15,365	32,848	37,768	51,797
		519,214	418,346	1,009,671	929,937
Condensate	20.3	121,729	99,940	232,122	195,812
Less: Transportation charges		4,031	4,815	7,080	8,890
		117,698	95,125	225,042	186,922
Own consumption		9,753	6,244	21,601	15,271
		23,051,981	23,797,566	47,589,851	49,823,112

20.1 This represents sale of gas as per detail below:

Mari Field	20,925,947	21,613,300	42,986,653	45,397,507
Sujawal block	608,884	1,197,564	1,688,176	2,400,795
Hala block	292,348	303,270	576,263	559,406
Sukkur block	11,961	14,951	25,015	30,030
Karak block	276,378	30,869	486,784	63,024
Zarghun field	289,798	117,897	570,646	240,220
	22,405,316	23,277,851	46,333,537	48,690,982

20.2 This represents sale of crude oil as per detail below:

Karak block	475,987	390,973	931,855	859,325
Ghauri block	58,592	60,221	115,584	122,409
	534,579	451,194	1,047,439	981,734

20.3 This represents sale of condensate as per detail below:

Mari Field	29,702	19,518	60,563	40,661
Sujawal block	82,289	69,977	146,764	135,114
Hala block	8,475	9,591	22,031	18,374
Zarghun field	1,263	854	2,764	1,663
	121,729	99,940	232,122	195,812

20.4 Sale of gas includes sale from Sukkur block/field invoiced on provisional price. There may be adjustment in gross sales upon issuance of final wellhead price notification by Oil and Gas Regulatory Authority (OGRA).

	Three months ended		Six months ended	
	31.12.2017	31.12.2016	**31.12.2017**	31.12.2016
	(Rupees in thousand)		(Rupees in thousand)	
21. OPERATING EXPENSES				
Salaries, wages and benefits	**936,442**	1,010,860	**1,897,467**	1,821,018
Employee benefits	**62,734**	60,436	**125,307**	120,565
Rent, rates and taxes	**40,669**	40,331	**108,744**	71,017
Legal and professional services	**8,807**	9,990	**13,628**	11,193
Fuel, light, power and water	**39,477**	25,731	**73,066**	66,839
Maintenance and repairs	**194,509**	180,800	**269,103**	284,732
Insurance	**13,674**	12,680	**24,011**	30,248
Depreciation	**242,441**	216,790	**483,101**	458,622
Amortization	**813,443**	123,416	**977,983**	183,579
Employees medical and welfare	**87,241**	75,097	**172,383**	129,545
Field and other services	**296,210**	285,139	**615,481**	630,282
Travelling	**20,058**	31,986	**44,901**	44,032
Communications	**8,215**	3,913	**12,540**	9,805
Printing and stationery	**10,259**	1,954	**13,222**	11,159
Office supplies	**7,094**	6,714	**10,690**	8,468
Technical software	**7,917**	20,649	**12,004**	24,696
Auditor's remuneration and tax services	**681**	(49)	**681**	1,362
Mobile dispensary and social welfare	**34,884**	58,946	**67,690**	79,065
Training	**59,622**	30,544	**88,267**	39,664
Advertisement	**5,292**	769	**7,435**	1,594
Books and periodicals	**290**	124	**490**	331
Public relations and social activities	**8,527**	6,559	**8,866**	7,290
Reservoir Study and Production Logging	**3,813**	-	**6,448**	-
Directors' fee and expenses	**2,416**	2,721	**5,251**	5,505
Freight and transportation	**472**	896	**5,971**	5,782
Subscriptions	**966**	5,860	**8,049**	7,168
Reversal of provision for doubtful debts	**-**	(23,614)	**-**	(23,614)
Miscellaneous	**18,156**	15,975	**21,820**	17,207
	2,924,309	2,205,217	**5,074,599**	4,047,154
Less: Recoveries from joint operating partners	**193,923**	279,799	**412,649**	533,407
	2,730,386	1,925,418	**4,661,950**	3,513,747
Operating expenses includes block-wise expenses as follows:				
Karak block	**99,279**	50,696	**193,993**	159,132
Sujawal block	**115,117**	130,411	**166,737**	201,152
Hala block	**88,930**	79,806	**137,151**	130,494
Zarghun field	**38,110**	43,829	**78,148**	81,918
Ghauri block	**21,978**	32,883	**41,841**	57,015
Sukkur block	**9,684**	8,301	**19,992**	17,869
Kohat block	**-**	1,641	**702**	1,670
	373,098	347,567	**638,564**	649,250

	Note	Three months ended 31.12.2017	Three months ended 31.12.2016	Six months ended 31.12.2017	Six months ended 31.12.2016
		(Rupees in thousand)		(Rupees in thousand)	
22. EXPLORATION AND PROSPECTING EXPENDITURE					
Mari Field					
3D seismic data acquisition		**-**	24,226	**-**	24,226
Joint Operations					
Cost of dry and abandoned wells written off		**9,445**	-	**102,738**	-
Prospecting expenditure		**1,101,028**	398,451	**1,253,007**	873,710
		1,110,473	398,451	**1,355,745**	873,710
		1,110,473	422,677	**1,355,745**	897,936
23. OTHER INCOME / (EXPENSES)					
Mari Seismic Unit income / (loss) - net	**23.1**	**736,962**	(9,345)	**536,540**	(72,076)
Mari Drilling Unit loss - net	**23.2**	**(111,851)**	(78,671)	**(266,625)**	(39,402)
Mari Seismic Processing Centre loss - net	**23.3**	**(16,431)**	(10,034)	**(25,241)**	(16,760)
Line heaters rental income		**1,069**	2,093	**3,178**	3,138
Gain on disposal of property, plant and equipment		**9,686**	-	**9,686**	-
Equipment rental income - Karak block		**42,350**	-	**42,350**	-
Miscellaneous		**4,948**	1,633	**8,204**	5,226
		666,733	(94,324)	**308,092**	(119,874)
23.1 Break-up of Mari Seismic Unit income / (loss) - net is as follows:					
Income:					
Mari Seismic Unit income		**1,037,838**	189,953	**1,037,838**	241,471
Income on bank deposits		**-**	-	**183**	980
		1,037,838	189,953	**1,038,021**	242,451
Less: Expenses					
Operating expenses		**239,430**	127,066	**378,409**	170,039
Depreciation of property and equipment		**61,427**	72,229	**123,044**	144,457
Bank charges		**19**	3	**28**	31
		300,876	199,298	**501,481**	314,527
		736,962	(9,345)	**536,540**	(72,076)
23.2 Break-up of Mari Drilling Unit loss - net is as follows:					
Income:					
Mari Drilling Unit rental income		**53,186**	99,781	**53,186**	163,168
Less: Expenses					
Operating expenses		**128,398**	152,067	**255,390**	172,860
Depreciation of property and equipment		**36,639**	26,385	**64,421**	29,710
		165,037	178,452	**319,811**	202,570
		(111,851)	(78,671)	**(266,625)**	(39,402)

	Three months ended		Six months ended	
	31.12.2017	31.12.2016	**31.12.2017**	31.12.2016
	(Rupees in thousand)		**(Rupees in thousand)**	
23.3 Break-up of Mari Seismic Processing Centre loss - net is as follows:				
Income:				
Mari Seismic Processing Centre income	**6,081**	-	**17,475**	-
Less: Expenses				
Operating expenses (net of recoveries from joint operating partners)	**17,706**	5,228	**33,104**	7,148
Depreciation of property and equipment	**4,806**	4,806	**9,612**	9,612
	22,512	10,034	**42,716**	16,760
	(16,431)	(10,034)	**(25,241)**	(16,760)

24. FINANCE INCOME

Interest income on bank deposits	**120,566**	53,693	**193,741**	79,475
Interest income on short term investments	**63,827**	-	**109,999**	-
	184,393	53,693	**303,740**	79,475

25. FINANCE COST

Mark-up on long term financing - secured	**73,026**	46,118	**151,264**	61,821
Mark-up on short term running finance - secured	**-**	(32)	**-**	11,615
Unwinding of discount on provision for decommissioning cost	**176,776**	160,047	**356,909**	320,094
Exchange loss / (gain)	**62,630**	1,178	**98,095**	(6,987)
Interest on Workers' Profit Participation Fund	**-**	-	**1,783**	17,765
Bank charges	**227**	935	**558**	2,060
	312,659	208,246	**608,609**	406,368

26. PROVISION FOR TAXATION

Current	**706,609**	234,754	**1,976,058**	1,206,966
Deferred	**53,842**	276,061	**262,391**	343,823
	760,451	510,815	**2,238,449**	1,550,789

	Three months ended		Six months ended	
	31.12.2017	31.12.2016	**31.12.2017**	31.12.2016

27. EARNINGS PER SHARE - BASIC AND DILUTED

Profit for the period (Rupees in thousand)	**3,202,323**	1,846,449	**6,815,418**	4,612,119
Distributable earnings (Rupees in thousand)	**170,527**	157,449	**347,849**	322,544
Number of shares outstanding (in thousand)	**110,250**	110,250	**110,250**	110,250
Earnings per ordinary share (in Rupees)	**29.05**	16.75	**61.82**	41.83
Distributable earnings per ordinary share (in Rupees)	**1.55**	1.43	**3.16**	2.93

28. CASH AND CASH EQUIVALENTS

For the purpose of cash flow statement, cash and cash equivalents comprise the following:

	31.12.2017	31.12.2016
	(Rupees in thousand)	
Cash and bank balances	**4,525,784**	3,835,842
Short term investments	**8,505,254**	-
	13,031,038	3,835,842

29. TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES

	31.12.2017	31.12.2016

Fauji Foundation holds 40% shares of the Company, therefore, all subsidiaries and associated undertakings of Fauji Foundation are related parties of the Company. Other related parties comprise of associated companies, directors, major shareholders, key management personnel and employees' retirement benefit funds. Transactions with related parties are as follows:

	31.12.2017	31.12.2016
Gross sale to related parties is as follows:	**(Rupees in thousand)**	
Foundation Power Company Daharki Limited (FPCDL)	**3,092,624**	3,489,210
Fauji Fertilizer Company Limited	**18,566,094**	19,582,320
Central Power Generation Company Limited	**8,104,930**	6,362,200
Sui Southern Gas Company Limited	**2,855,850**	3,213,882
Sui Northern Gas Pipelines Limited	**2,254,185**	1,371,867
Line heaters rental income - FPCDL	**3,178**	3,138
Interest income on bank deposits - Askari Bank Limited	**124,286**	55,205
Interest income on short term investments - Askari Bank Limited	**19,548**	-
Remuneration of chief executive and key management personnel	**2,039,383**	1,921,849
Contribution to funded employee benefit plans	**133,680**	126,369

30. OPERATING SEGMENTS

30.1 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

30.2 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) ----------			
Period ended December 31, 2017				
Revenue from external customers	47,589,851	-	53,186	**47,643,037**
Inter-segment revenue	-	1,037,838	461,571	**1,499,409**
	47,589,851	1,037,838	514,757	**49,142,446**
Operating expenses	3,200,866	378,409	519,114	**4,098,389**
Depreciation and amortization	1,461,084	123,044	143,590	**1,727,718**
Cost of dry and abandoned wells written off	102,738	-	-	**102,738**
Other income / (expenses)	38,177	-	-	**38,177**
Finance income	303,740	183	-	**303,923**
Finance cost	608,609	28	-	**608,637**
Profit / (loss) before taxation	8,783,952	536,540	(147,947)	**9,172,545**
Period ended December 31, 2016				
Revenue from external customers	49,823,112	-	163,168	**49,986,280**
Inter-segment revenue	-	241,471	653,396	**894,867**
	49,823,112	241,471	816,564	**50,881,147**
Operating expenses	2,871,546	170,039	570,934	**3,612,519**
Depreciation and amortization	642,201	144,457	144,025	**930,683**
Other income / (expenses)	(8,396)	-	-	**(8,396)**
Finance income	79,475	980	-	**80,455**
Finance cost	406,368	31	-	**406,399**
Profit / (loss) before taxation	6,274,386	(72,076)	101,605	**6,303,915**

30.3 **Reconciliation of segments' revenue and profit before taxation**

		31.12.2017	31.12.2016
		(Rupees in thousand)	
i)	Revenue from reportable segments	**49,142,446**	50,881,147
	Elimination of inter-segment revenue - Mari Drilling Unit	**(461,571)**	(653,396)
	Revenue of the Company	**48,680,875**	50,227,751
	Revenue of the Company comprises:		
	- Gross sales to customers	**47,589,851**	49,823,112
	- Mari Seismic Unit - other income	**1,037,838**	241,471
	- Mari Drilling Unit - other income	**53,186**	163,168
		48,680,875	50,227,751
ii)	Profit before taxation from reportable segments	**9,172,545**	6,303,915
	Elimination of inter-segment profit - Mari Drilling Unit	**(118,678)**	(141,007)
	Profit before taxation of the Company	**9,053,867**	6,162,908

30.4 **Other information**

Revenue from external customers for products of the Company is disclosed in note 20.

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

31. 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 - AssetW	Non-interest bearing
iii)	Long term financing - Liability	Interest bearing
iv)	Segment revenue	Disclosed in note 30
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 & Conventional both) 2. Bank Alfalah Limited (Islamic & Conventional both) 3. Meezan Bank Limited 4. Al Baraka Bank Pakistan Limited

	Description	Explanation	Rupees in thousand
vi)	Bank balances as at December 31, 2017	Placed under interest arrangement	3,819,317
		Placed under Shariah permissible arrangement	702,995
			4,522,312
vii)	Short term investments as at December 31, 2017	Placed under interest arrangement	6,907,704
		Placed under Shariah permissible arrangement	1,597,550
			8,505,254
viii)	Interest income on bank deposits for the period ended December 31, 2017	Placed under interest arrangement	167,709
		Placed under Shariah permissible arrangement	26,215
			193,924
ix)	Interest income on short term investments for the period ended December 31, 2017	Placed under interest arrangement	95,617
		Placed under Shariah permissible arrangement	14,382
			109,999
x)	All sources of other income	Disclosed in note 23	
xi)	Exchange gain	Earned from actual currency fluctuations	

Disclosures other than above are not applicable to the Company.

32. CORRESPONDING FIGURES

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

	Rupees in thousand
Profit and loss account	
Exchange gain reclassified to "Finance Cost" from "Finance Income"	6,987

33. DATE OF AUTHORIZATION FOR ISSUE

This condensed interim financial information was authorized for issue by the Board of Directors of the Company on February 22, 2018.

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

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

Qaiser Javed
Director

ماری پٹرولیم کمپنی لمیٹڈ

ڈائریکٹرز کی جائزہ رپورٹ

ہم 31دسمبر 2017 کو ختم ہونے والے چھ ماہ کے ڈائریکٹرز کے جائزے کے ساتھ مالیاتی گوشوارے پیش کرنے پر خوشی محسوس کر رہے ہیں۔

مالیاتی نتائج

دوسری سہ ماہی کے لیے مجموعی سیل کی رقم 23,052ملین روپے ہے جبکہ 31 دسمبر 2017 کو ختم ہونے والے چھ ماہ کے دوران مجموعی سیلز کی رقم 47,590 ملین روپے تک پہنچ گئی تھی جبکہ گزشتہ سال اسی مماثل مدت کے دوران یہ رقم 49,823 ملین روپے تھی۔ اس کمی کی وجہ توانائی کے شعبے میں تیل و گیس کی قیمتوں میں کمی اور کھادی کی صنعت میں فیڈ گیس میں سیلز ٹیکس پر ہونے والی کمی تھی۔ 31 سمبر 2017 کو ختم ہونے والے چھ ماہ کے دوران خالص سیلز کی رقم 18,017 ملین روپے تھی جبکہ گزشتہ برس اِسی تقابلی مدت کے دوران یہ رقم 13,060 ملین روپے تھی۔

دوسری سہ ماہی کے مالیاتی گوشواروں میں آپریشنز کے نتائج 3,202 ملین روپے کا منافع ظاہر کر رہے ہیں جبکہ اسی مماثل مدت کے دوران 1,846 ملین روپے کا منافع ہوا تھا۔ 31دسمبر 2017 کو ختم ہونے والے چھ ماہ کے دوران مجموعی منافع کی رقم 6,815 ملین روپے تھی جبکہ اسی مماثل مدت کے دوران 4,612 ملین روپے کا منافع ہوا تھا۔ خالص سیلز، دیگر آمدن اور مالی آمدنی میں اضافہ اس منافع کے اضافے کی بڑی وجوہات تھیں۔ تاہم یہ منافع آپریشنز کے اخراجات، تیل و گیس کی تلاش و امکانات کے اخراجات، رائلٹی، دیگر اخراجات، مالیاتی لاگت میں اضافے اور ٹیکس کی ادائیگی کی وجہ سے متاثر ہوا تھا۔

آپریشنز/منصوبے

کمپنی نے ماری فیلڈ سے جولائی 2017 سے دسمبر 2017 تک اپنے تمام صارفین کو بلاتعطل گیس کی فراہمی جاری رکھی۔

ماری فیلڈ میں مجموعی طور پر 650 MMSCF کی روزانہ اوسط کے حساب سے 119,606 MMSCF گیس اور 9,209 بیرل کنڈنسیٹ (50 بیرل یومیہ) کی پیداوار ہوئی جبکہ اسی مماثل مدت کے دوران اس کے مقابلے میں صارفین کی ضروریات/اخراج کے مطابق 626 MMSCF کی روزانہ اوسط کے حساب سے 115,200 MMSCF گیس اور 7,360 بیرل کنڈنسیٹ (40 بیرل یومیہ) کی پیداوار ہوئی تھی۔

علاوہ ازیں اِس مدت کے دوران مشترکہ کاروباری معاہدوں کے ذریعے 220,932 بیرل خام تیل (1,201 بیرل یومیہ)، 34,636 بیرل کنڈنسیٹ (188 بیرل یومیہ) اور 6,787 MMSCF گیس (37 MMSCF یومیہ) کی پیداوار ہوئی تھی اور اسے فروخت کیا گیا تھا جبکہ اسی تقابلی مدت کے

دوران، 234,002 بیرل خام تیل (1,272 بیرل یومیہ) 35,757 بیرل کنڈنسیٹ (194 بیرل یومیہ)، MMSCF 6,225 گیس (34MMSCF یومیہ) کی پیداوار ہوئی اور اسے فروخت کیا گیا تھا۔

کمپنی کے صارفین میں اینگرو فرٹیلائزر کمپنی لمیٹڈ (EFL)، فوجی فرٹیلائزر کمپنی لمیٹڈ (FFC)، فاطمہ فرٹیلائزر کمپنی لمیٹڈ، فاؤنڈیشن پاور کمپنی ڈہرکی لمیٹڈ (FPCDL)، سنٹرل پاور جنریشن کمپنی لمیٹڈ (CPGCL)، سوئی ساؤتھرن کمپنی لمیٹڈ (SSGCL)، سوئی ناردرن گیس پائپ لائنز کمپنی لمیٹڈ (SNGPL)، اٹک ریفائنری لمیٹڈ، نیشنل ریفائنری لمیٹڈ، پاکستان ریفائنری لمیٹڈ، پاک عرب ریفائنری لمیٹڈ، ای جی اے ایس (پرائیویٹ) لمیٹڈ، پیٹرو سن سی این جی (پرائیویٹ) لمیٹڈ اور فاؤنڈیشن گیس شامل ہیں۔

تیل و گیس کی تلاش، منصوبہ جاتی اور ترقیاتی سرگرمیاں

2017-18 کے لیے تیل و گیس کی تلاش کا منصوبہ (متصرف اور غیر متصرف)

کنویں

صنعت کے بہترین طریقہ ہائے کار کے مطابق حتمی اور احتمالی دونوں کنوؤں کی منصوبہ بندی کی جاتی ہے جبکہ احتمالی کنوؤں کی ممکنہ ڈرلنگ کے لیے حتمی فیصلہ کرنے سے قبل ہمیشہ خطرات کو کم کرنے کے لیے اضافی تحقیق کی ضرورت ہوتی ہے۔ اس حقیقت کے پیش نظر 2017-18 کے دوران 10 حتمی اور 3 احتمالی کنوؤں کی منصوبہ بندی کی گئی تھی۔ تاہم 13 احتمالی کنوؤں میں سے 3 احتمالی کنوؤں کو حتمی شکل نہ دی جا سکی کیونکہ کنوؤں کی نشاندہی سے پہلے خطرات کو مزید کم کرنے کی ضرورت تھی۔ اسی لیے متصرف اور غیر متصرف بلاکس میں 2017-18 کے دوران 10 کنوؤں کی منصوبہ بندی کی گئی جس کی تفصیل درج ذیل ہے:۔

Operated blocks/متصرف بلاکس

کنواں	قسم	بلاک/فیلڈ	کیفیت
ٹیپو-1	آزمائشی	ماری فیلڈ	سینڈ B میں گیس کی دریافت
آزادی-1	ترقیاتی	ماری فیلڈ	سینڈ B میں گیس کی پیداوار
بھٹائی-5	تشخیصی	ماری فیلڈ	SML میں گیس کی پیداوار
شاہین-2	تشخیصی	ماری فیلڈ	جگہ کی نشاندہی ہوگئی
دھاریاں-1	آزمائشی	غوری	کھدائی کا کام جاری
بولان ایسٹ-1	آزمائشی	زیارت	سول کام کی تکمیل ہوگئی
صوفی-1	آزمائشی	سکھر	جگہ کی نشاندہی ہوگئی

غیر متصرف بلاکس/Non-Operated blocks

کنواں	قسم	بلاک/فیلڈ	کیفیت
زرباب X-I	آزمائشی	ہالہ	کھدائی کے بعد کام معطل ہے
قمر X-I	آزمائشی	ہالہ	حتمی شکل دینے کے لیے مقام کا جائزہ لیا جارہا ہے
بیناری X-I	آزمائشی	شاہ بندر	سول کام جاری ہیں

سیسمک ڈیٹا کا حصول

کمپنی کی طرف سے 2D اور 3D سیسمک ڈیٹا کے حصول کا منصوبہ درج ذیل ہے:-

متصرف بلاکس

سکھر بلاک:

منصوبہ: 617 لائن کلومیٹر (حتمی) اور 214 لائن کلومیٹر (احتمالی) 2D۔

عملی طور پر: 03 دسمبر 2017 تک 758.76 لائن کلومیٹر 2D سیسمک ڈیٹا کا حصول مکمل ہو گیا ہے۔

بنوں ویسٹ بلاک:

منصوبہ: 3D: زیپر-1: 672 مربع کلومیٹر (حتمی) اور زیپر-II: 178 مربع کلومیٹر (احتمالی)

2D: 285 لائن کلومیٹر (حتمی) اور 100 لائن کلومیٹر (احتمالی)

JV پارٹنرز کی منظوری/ پیرامیٹر ٹیسٹنگ کے بعد بنوں ویسٹ 2D (فیرون) پر کام کا آغاز 10 فروری 2018 کو کیا گیا۔

غیر متصرف بلاکس

کالچاس بلاک میں 306 لائن کلومیٹر (حتمی) اور 119.5 لائن کلومیٹر (احتمالی) کے 2D سیسمک ڈیٹا کے حصول کی منصوبہ بندی کر لی گئی ہے۔

ماری D&P لیز

HRL فارمیشن سے 19 ترقیاتی کنوؤں کی کھدائی (2018-19)

ماری فیلڈ میں سب سے بڑا پروڈیوسر حبیب راہی لائم سٹون (HRL) فارمیشن ہے۔ ان کے پاس 97 کنویں ہیں اور یومیہ بنیادوں پر مجموعی پیداواری استعداد 630 MMSCFD گیس ہے۔ ماضی میں بھی HRL نے زیادہ اور پائیدار پیداوار اور موثر مینجمنٹ کے لیے کئی ترقیاتی منصوبے شروع اور مکمل کیے۔ ہر مرحلے کے دوران اضافی کنوؤں سے تیل کی پیداوار سے نہ صرف پیداوار میں یقینی اضافہ ہوا بلکہ ارضیاتی مدت میں بھی اضافہ ہوا۔ اسی طرح HRL فارمیشن میں سال 16-2015 کے دوران جو کنویں کھودے گئے اور جن میں گیس جمع کرنے کے محدود نیٹ ورک تھے، اُن کی یومیہ پیداواری سطح اضافی قیمتوں کی پالیسی کے تحت 525 MMSCFD سے بڑھ کر 630 MMSCFD ہوگئی۔ اضافی پیداواری استعداد سے کمپنی کو یہ صلاحیت مل گئی کہ وہ نہ صرف یہ کہ کھاد کے موجودہ صارفین کو زیادہ عرصے کے لیے مختص سپلائی کو برقرار رکھ سکے گی بلکہ کمپنی کو یہ فائدہ بھی حاصل ہوگیا کہ وہ اضافی پیداوار نئے صارفین کو منتقل بھی کر سکے گی۔

گیس کی زیادہ شرح پر مسلسل پیداوار مقامی کھاد کی پیداوار اور قوم کے غذائی تحفظ کو یقینی بنانے کے لیے بھی ضروری ہے۔ تاہم یہ اندازہ لگایا گیا ہے کہ سال 2019 کے اختتام تک توقع ہے کہ فیلڈ کی گیس کی پیداواری استعداد 600 MMSCFD سے کم ہونا شروع ہو جائے گی۔ اس موقع پر کمپنی کو اپنے تمام صارفین کی موجودہ سپلائی کے تناسب کا ازسرنو جائزہ لینا ہوگا۔ اس لیے ذخائر کا اندرونی جائزہ لینے کے بعد یہ تجویز دی گئی کہ HRL فارمیشن کے اندر آئندہ 16 تا 20 ماہ کے دوران 19 نئے کنویں کھودے جائیں۔ یہ بھی اندازہ لگایا گیا ہے کہ 19 کنوؤں کی کھدائی، ان میں جدید سہولیات کی تنصیب، 20 کلومیٹر سے زائد گیس کو جمع کرنے والے پائپ لائن انفرا سٹرکچر کی صلاحیت کو محدود کرنے، 30 کلومیٹر لائنز کی تعمیر اور چیزوں کی اپ گریڈیشن کرنے سے آئندہ 4 تا 5 برس کے دوران پیدا واری استعداد 610 MMSCFD تک برقرار رہ سکتی ہے۔ اس منصوبے سے نہ صرف یہ کہ چار سے پانچ سال کے دوران 100 تا 150 BCF کی اضافی پیداوار سے 330 تا 490 ملین ڈالر کی آمدنی ہوگی بلکہ اس سے اگلے 4 تا 5 برس کے دوران بھی کھاد کے تمام صارفین کو گیس سپلائی میں کمی سے نجات مل جائے گی۔ اس کے نتیجے میں گیس کا فرق کھاد کے تقریباً 4 ملین میٹرک ٹن (پاکستانی 160 ارب روپے) کے برابر ہو جائے گا جس سے ملک میں غذائی تحفظ ملے گا اور زرمبادلہ کی بچت بھی ہوگی۔ 16 ماہ کے اندر اندازاً 45 ملین ڈالر کا سرمایہ شامل ہوگا۔ یہ پراجیکٹ پیداوار اور ذخائر کی مینجمنٹ کے لحاظ سے اہم فنی خوبیوں کا حامل ہے۔

ہائیڈروکاربن کی اضافی تلاش اور استفادہ

3D سیسمک ڈیٹا کے حصول، پراسیسنگ اور تشریح کے بعد ایک حکمت عملی تیار کی گئی تھی تا کہ آزمائشی، تشخیصی اور ترقیاتی کنوؤں کی کھدائی کے ذریعے ماری D&P لیز کی استعداد کا جائزہ لیا جائے۔ اس کے نتیجے میں تین بڑی دریافتوں سمیت سات لگا تار کامیابیاں حاصل کی گئیں۔ ان میں ایک شہباز-1، شاہین-1 اور ٹیپو-1 شامل ہیں جبکہ چار تشخیصی/ترقیاتی کنوؤں کو مکمل کر کے گیس کی پیداوار شروع کر دی گئی۔

اس طریقہ کار سے نہ صرف یہ کہ کمپنی کے وسائل کی بنیاد کو مضبوط بنانے میں مدد ملی بلکہ SUL، SML اور لوئر گورو سے گیس کی پیداوار بڑھانے میں بھی مدد

ملے گی۔

آزمائشی/تشخیصی اورترقیاتی سرگرمیوں کے دوسرے مرحلے پرعملدرآمد کے لیےان ہاؤس اورآؤٹ سورس تحقیق جاری ہے:

i۔ میسرز جیوسائنس ویلز (برطانیہ) کی طرف سے ارضیاتی اسٹڈیزمکمل کی گئی جس کے درج ذیل مقاصد ہیں:۔
- ☆ SML،لوئرگورو،سمبراورچلتن میں نشاندہی کردہ ڈھانچہ جاتی استعدادکار کےخطرات کم کرنا۔
- ☆ SUL/SML،لوئرگوروB سینڈاورسمبر میں ارضیاتی استعدادکار کے خطرےکوکم کرنا۔
- ☆ سمبرفارمیشن میں ٹھوس ریت اورشیل گیس کا جائزہ۔
- ☆ تحقیق کے نتائج کوحتمی شکل دینے کے لیےاندرونی طور پرڈیٹا کا جائزہ اوراسے اکٹھا کرنا۔

ii۔ چلتن میں سیسمک اٹریبوٹس تجزیے کے ذریعےفریکچرنیٹ ورک کے sweetspot کی نشاندہی۔

iii۔ سمبرٹھوس ریت اورشیل گیس کی استعدادکا جائزہ لینے کے لیےکوراورایڈوانس وائرلائن لاگزکاسیسمک مطالعہ۔

iv۔ پراسپیکٹ 3اورپراسپیکٹ 4 میں خطرے کاامکان کم کرنے کے لیےاندرونی سطح پرپری اسٹیک ڈیپتھ امیگریشن (PSDM) ڈیٹاپراسیسنگ۔

v۔ آگے بڑھنے کے ممکنہ طریقہ کارکی خاطرتحقیقی کےنتائج کوحتمی شکل دینے کے لیےڈیٹاکوجمع کرنےاوراس کاجائزہ کاایک متوازی کام بھی جاری ہے۔

2017-18کے دوران تلاش اورتشخیص کی مہم میں درج ذیل کنویں کھودے گئے:۔

ٹیپو 1- کنواں

ماری D&P لیز میں ٹیپو-1 آزمائشی کنویں پرابتدائی کھدائی 05جولائی 2017 کوشروع ہوئی تھی تاکہ لوئرگوروB سینڈ میں ہائیڈروکاربن کی استعداد کے جائزے اورسمبر فارمیشن میں ٹھوس ریت کے جائزے کے لیے ڈیٹا اکٹھا کیا جا سکے۔03اکتوبر 2017 تک چلتن لائم سٹون میں اس کنویں کی کھدائی 3936M تک پہنچ گئی جس سے اندازاً1 ملین امریکی ڈالر کی بچت ہوئی۔ٹیسٹنگ کے دوران اس کنویں کا 2153 Psi کی WHFP کےساتھ "40/64چوک پر 15.51 MMSCFD گیس کا بہاؤ تھا۔تکمیل کے سالمیت ٹیسٹ (CIT) کے دوران اس کنویں نے 2635 Psi کی WHFP کےساتھ "40/64چوک پر21.4 MMSCFD گیس فراہم کی۔

آزادی-1 کنواں

ماری D&Pلیز میں آزادی-1 کنواں کوجنوبی حصے میں لائرگورو''B''سینڈکاجائزہ لینے کے لیے 30 ستمبر 2017 کوکھوداگیاتھااور09نومبر 2017 کولوئر گورو''B''ئینڈمیں اس کی گہرائی 2995M تک پہنچ گئی۔اس کی ٹیسٹنگ ہونے پرمذکورہ کنویں کا 2229 Psi کی WHFP کےساتھ "40/64چوک پر

15.96 MMSCFD کی شرح سے گیس کا بہاؤ تھا۔ CIT کے دوران اس کنویں نے 2470 Psi کی WHFP کے ساتھ "40/64 چوک پر 18.3 MMSCFD گیس کے بہاؤ کے ساتھ 2472 psi WHFP کے ساتھ "40/64 چوک پر 12 بیرل کنڈنسیٹ بھی فراہم کیا۔ یہ کنواں منصوبے کے مقررہ 81 دن کی بجائے صرف 61 میں کھودا گیا، ٹیسٹ کیا گیا اور مکمل کیا گیا جس کے نتیجے میں تقریباً 3.5 ملین ڈالر کی بچت ہوئی۔

بھٹائی-5 کنواں

ماری D&P لیز میں بھٹائی-5 کنویں کی کھدائی آزمائشی بنیادوں پر 11 دسمبر 2017 میں کی گئی تھی اور 1180M کی مقررہ گہرائی تک اس کی کامیابی کے ساتھ کھدائی کی گئی تھی۔ اس کنویں کی کھدائی کا کام منصوبے کے 22 دنوں کی بجائے 16.65 دنوں میں مکمل کر لیا گیا تھا۔ ڈرلنگ کے ٹیسٹ کے دوران مذکورہ کنویں کا "40/64 کی شرح سے SML کے مقابلے میں 727 Psi WHFP کے ساتھ "40/64 چوک سائز پر 5.98 MMSCFD گیس کا بہاؤ تھا۔ SUL کے حوالے سے DST#2 بھی کیا گیا تھا جس کا WHFP 428 Psi کے ساتھ "40/64 '' سائز چوک کی شرح پر 3.41MMSCFD گیس کا بہاؤ تھا۔ گیس پروڈیوسر کے طور پر کنویں کو SML میں مکمل کیا گیا تھا۔ اس کنویں کو straddle اسکیم کو استعمال کرتے ہوئے دونوں فارمیشنوں میں مکمل کیا گیا تھا۔ SUL فارمیشن کو SSD کے پیچھے رکھا گیا تھا جبکہ یہ کنواں موجودہ تکمیلی منظرنامے کے مطابق SML فارمیشن سے پیداوار فراہم کر سکتا ہے۔

شاہین-2 کنواں

30 دسمبر 2017 کو SML اور SUL ذخائر کی سطحوں پر شاہین کے مقام کا جائزہ لینے کے زمین پر شاہین-2 کے تشخیصی کنویں کی کھدائی کی گئی۔ اس کنویں کی SML اور SUL کی دوہری تکمیل کے ساتھ دوہری بحالی کے لیے شاہین تشخیصی کنویں کی کھدائی کی جائے گی۔ اس کنویں کی کھدائی مالی سال 19-2018 میں کرنے کی منصوبہ بندی کی جا رہی ہے۔ فی الحال، اس کنویں کی ڈیزائنگ اور منصوبہ بندی کا کام جاری ہے جس کے بعد LLIs کی خریداری کی باری آئے گی۔

پیداواری آپریشنز

22 دسمبر 2017 کا دن بڑی اہمیت کا حامل ہے کیونکہ اس دن ماری فیلڈ نے بلاتعطل گیس کی فراہمی کے 50 سال مکمل کیے ہیں۔ کمپنی نے 22 دسمبر 1967 کو ماری فیلڈ سے 6 MMSCFD کی معمولی پیداوار کے ساتھ گیس کی فروخت کا آغاز کیا تھا اور اب تقریبا 900 MMSCFD کی پیداواری صلاحیت حاصل کر چکی ہے۔ روزانہ کی بنیاد پر بڑھتے ہوئے حجم کے باوجود ہم عام صارفین کی ضروریات کو پورا کرنے کے لیے پرعزم ہیں اور ہم ان کی پورے ہفتے اور چوبیس گھنٹے 7 / 24 خدمات فراہم کرتے ہیں نیز ہم GSA کی اجازت تحت کسی بھی مقررہ دن کی چھٹی کیے بغیر بھی خدمت کرتے رہتے ہیں۔

ہم نے گیس کی اضافی قیمت کا فائدہ اٹھانے کے لیے HRL سے 577.5 MMSCFD سے زائد پیداوار کی سطح کو برقرار رکھتے ہوئے 18-2017 کے پہلے نصف میں تین ماہ کے دوران بجلی کی فراہمی مسلسل بند ہونے کے باوجود بہتر کارکردگی کا مظاہرہ کیا۔ یہاں تک کہ اینگرو اور FFC-III کی عدم دستیابی میں

بھی MPCL نے 2017-18 کے پہلے نصف میں 184 دنوں میں سے صرف 160 دنوں میں بڑھتی ہوئی پیداوار کے مقررہ اہداف حاصل کرنے میں کامیاب رہی۔

زرغون ساؤتھ D&P لیز

زرغون فیلڈ میں پیداواری آپریشنز

زرغون گیس فیلڈ فی الحال تقریباً 17 MMSCFD گیس پیدا کر رہی ہے اور تمام تین کنوؤں میں ہموار اور مستحکم پیداواری رجحان کا مظاہرہ کر رہی ہے۔ زرغون فیلڈ سے پائپ لائن معیاری گیس کوئٹہ شہر کو فراہم کی جارہی ہے تاکہ اس شہر کی مقامی آبادی کی ضروریات خصوصاً سردیوں میں پورا کیا جا سکے۔

مصرف بلاکس/OPERATED BLOCKS

زیارت بلاک

زیارت بلاک میں بولان ایسٹ-1، تیسرے آزمائشی کنویں کی کھدائی

سیسمک ڈیٹا کی تشریح کی بنیاد پر زیارت بلاک میں بولان ایسٹ-1، تیسرے آزمائشی کنویں کی کھدائی 7 ستمبر 2017 کو کی گئی تاکہ ڈانگان، مغل کوٹ اور چلتن فارمیشنوں کی ہائیڈروکاربن استعداد کو 1550M± کی گہرائی سے نیچے تک کی جانچ پڑتال کی جا سکے۔ تعمیراتی کاموں کو مکمل کر لیا گیا ہے جبکہ جون 2018 تک کنویں کی کھدائی متوقع ہے۔ دستیاب انوینٹری سے LLIs کی اکثریت کا استعمال کیا جائے گا اور LLIs کی کمی کی صورت میں اس خریداری کا آرڈر دے دیا جائے گا جو فروری 2018 تک مل جائے گا۔

کرک بلاک

G&G اسٹڈیز

پری اسٹیک گہرائی کی منتقلی (PSDM) پروسیسنگ کے متوازی نتائج پر تشریح کو متوازی میں پیش کیا جا رہا ہے اور ڈیٹا کوالٹی کی بہتری کے لیے ضروری فیڈ بیک ٹھیکیدار کو فراہم کی جارہی ہے۔

اندرونی شرح رفتار اور ماڈل بلڈنگ کی مشق جاری ہے تاکہ سرغر پراسپیکٹ کی گہرائی کے تبادلوں کا جائزہ لیا جا سکے/ تصدیق کی جا سکے۔ 23 جنوری 2018 کو پراسیس شدہ پری سٹیک منتقلی (PSTM) کا ڈیٹا موصول ہو چکا ہے۔ اس ڈیٹا کی بنیاد پر سرغر پراسپیکٹ کی ایک آزمائشی کنویں کی ممکنہ ڈرلنگ کے لیے توثیق ہو جائے گی۔

کالاباغ-1A سے پہلی گیس

مقررہ کیش فلو کے فوری حصول کے لیے ابتدائی پیداواری سہولیات کو رینٹل بنیاد پر نصب کرنے کے بعد کالاباغ-1A کنویں سے گیس اور کنڈنسیٹ کی پیداوار 14 جون 2017 سے شروع ہوئی۔ گیس کی فراہمی کی شرائط پر SNGPL کے ساتھ بات چیت کے سلسلے کے دوران کمپنی اپنے صارفین کو ہائیڈرو کاربن ڈیو پوائنٹ کی تصریحات پر متبادل انتظامات پر قائل کرنے کے قابل ہوگئی تھی اور اس طرح لاکھوں ڈالر مالیت کی گیس ریفریجریشن کی پیچیدہ اور مہنگی ٹیکنالوجی کی تنصیب کو روک دیا گیا۔

کالاباغ کی سہولیات میں رینٹل کے ساز و سامان کو اپریل 2018 کے اختتام پر JV کے ملکیت کے سامان کے ساتھ تبدیل کر دیا جائے گا جس سے اس منصوبے کے معاشی نقطہ نظر کو مزید بڑھایا جا سکے گا۔ اس وقت، پروسیسنگ اور پیداواری آپریشنز SNGPL کو 5.2 MMSCFD گیس اور ARL کو 170 بیرل کنڈنسیٹ کی فراہمی کے لیے بہتر طور پر برقرار رکھے ہوئے ہیں۔

ہالینی فیلڈ میں آپریشنز

ہالینی فیلڈ فی الحال دو کنوؤں سے تقریباً 1470 BOPD اور 2.1 MMSCFD گیس پیدا کر رہی ہے۔ گیس کی فروخت کے لیے کم دباؤ کے گیس کے دوسرے خریدار کو منسلک کرنے کے ذریعے صفر بھڑکنے کا ہدف حاصل کر لیا گیا ہے۔ یہ انتظام اس امر کو یقینی بنائے گا کہ گیس کی مقدار جو کسی ایک خریدار سے نہیں لی جا سکتی، اسے دوسرے خریدار کو فراہم کر دی جائے گی۔ اس سے قابل قدر توانائی کے نقصان سے بچنے اور اضافی طور پر زیادہ آمدنی حاصل کرنا ممکن ہوگا۔

سکھر بلاک

G&G اسٹڈیز

تیل و گیس کی تلاش کی حکمت عملی کو اس بلاک میں اختیار کیا گیا ہے۔ MSU نے 3 دسمبر 2017 کو 758.76 لائن کلومیٹر 2D سیسمک ڈیٹا کے حصول کا ہدف مکمل کر لیا گیا ہے۔

3D سیسمک ڈیزائننگ میسرز KL جیوفزکس (برطانیہ) کر رہی ہے جس میں نشاندہی کردہ لوئر گرولیڈز کی جانچ کے لیے 3D سیسمک ڈیٹا کا حصول ضروری ہے۔

ماری سیسمک پروسیسنگ سینٹر میں 758.76 لائن کلومیٹر کی پراسیسنگ اور ری پراسیسنگ کے علاوہ 2000 لائن کلومیٹر ونٹیج سیسمک کا کام جاری ہے۔ نئے حاصل کردہ/ پروسیسنگ اور سیسمک ڈیٹا کی فوری تشریح کا کام مساوی سطح پر انجام دیا گیا ہے تاکہ سیسمک ڈیٹا کے حصول کے آپریشن کو بہتر بنایا جائے۔ اسی طرح مذکورہ تشریح کی بنیاد پر صوفی-1 آزمائشی کنویں کے مقام کو حتمی شکل دے دی گئی ہے۔

صوفی-1 کنویں کی ایکسپلوریشن

سکھر بلاک میں چوتھا آزمائشی کنویں کی کھدائی 29 جنوری 2018 کو نئے حاصل کردہ 2D سیسمک ڈیٹا کی تشریح کی بنیاد پر کی گئی تاکہ SML ذخائر کی ہائیڈروکاربن استعداد کی جانچ پڑتال کی جائے نیز اضافی ہدف/ڈیٹا جمع کرنے کی مہم کے مطابق لوئر گرو تک کنویں کو گہرا کیا جائے۔ یہ کنواں ±2120M گہرائی تک کھودا جائے گا اور توقع ہے کہ کھدائی کا عمل مارچ 2018 کے دوران ہوگا۔

غوری بلاک

G&G اسٹڈیز

456 مربع کلومیٹر 3D سیسمک ڈیٹا کے حصول پر مبنی دو پراسپیکٹس یعنی؛ دھاریاں اور ہرناؤ۔1 کو حتی شکل دی گئی ہے تاکہ فوری بنیادوں پر تیل وگیس کی تلاش کے لیے ڈرلنگ کی جا سکے۔ دھاریاں۔1 کا کام جاری ہے جبکہ ہرناؤ۔1 کی جگہ کو کھدائی کے لیے حتی شکل دے دی گئی ہے۔

غوری بلاک میں دھاریاں۔1 کنویں کی ایکسپلوریشن

تین سالہ منصوبے کے ایک حصے کے طور پر دھاریاں-1 کنویں کی کھدائی 21 دسمبر 2017 کو کی گئی تھی جس کی لاگت کا تخمینہ 23.7 ملین امریکی ڈالر تھا۔ دھاریاں-1 کنویں کو منصوبے کے مطابق ±4900M گہرائی تک کھودنا تھا تاکہ کیمرین سے آسکین عرصہ تک کے متعدد چٹانوں کے ذخائر کی ہائیڈروکاربن استعداد کی جانچ کی جا سکے۔ اس کنویں کی کھدائی، ٹیسٹ اور تکمیل 293 دنوں میں ہونے کی منصوبہ بندی کی گئی۔ DST کے دوران کئی فارمیشنوں کا جائزہ لیا گیا جن میں سکیسر، کھیوڑا، مری کا نچلا حصہ، چورگلی، لاکھارت، ٹوبرا اور کشک شامل ہیں۔ ان میں بنیادی ہدف سکیسر اور کھیوڑا تھے۔ کنویں کا پہلا حصہ پہلے سے "20 کیسنگ کے ساتھ 594M کی گہرائی تک مکمل ہو چکا ہے۔ فی الحال، 22 فروری 2018 تک اس کنویں کی 2905M کی گہرائی تک ڈرلنگ کی گئی ہے۔

دھاریاں-1 کنواں اپنی افادیت کے لحاظ سے اس بلاک میں بہترین ممکنہ امکانات کا حامل ہے۔ اس کی کامیابی کا امکان ہے اور توقع ہے کہ اس میں 10 MMBO تیل اور 89 BCF گیس (P-50 کیس) کے قابل اعتماد وسائل کی استعداد موجود ہے۔

ہرناؤ-1 آزمائشی کنواں

غوری بلاک میں تیسرے آزمائشی کنوین ہرناؤ-1 کی منصوبے کے مطابق کھدائی دھاریاں-1 کنویں کے بعد کی جائے گی۔ بہترین ڈیزائنگ اور منصوبہ بندی کا عمل مکمل کر دیا گیا ہے۔ LLIs کی پروکیورمنٹ جاری ہے۔ رگ ماری 3 کو دھاریاں-1 کنویں پر کام مکمل کرنے کے بعد ہرناؤ-1 کنویں کے کام کو متحرک کیا جائے گا۔

غوری بلاک میں پیداواری آپریشنز

غوری X-1 کنویں سے تیل کی پیداوار میں تیزی سے کمی جون 2017 کے مہینے میں آئی تھی جسے فوری طور پر تشخیص اور بحالی کے لیے اقدامات کے ذریعے کنٹرول کیا گیا تھا۔اس وقت اس کنویں سے 390 bpd کی اوسط شرح پیداوار میں کوئی کمی نہیں دیکھی گئی ہے۔موجودہ پیداوار اور تیل کی قیمتوں کی صورتحال کے تحت کمپنی ستمبر 2019 تک ممکنہ پیداوار حاصل کرسکتی ہے۔غوری X-1 سے مجموعی طور پر اپنی پہلی پیداوار سے اب تک 771,000 بیرل تیل نکالا گیا ہے۔

سجاول بلاک

G&G اسٹڈیز

728 مربع کلومیٹر کی 3D سیسمک ڈیٹا کی مفصل تشریح مکمل کر لی گئی ہے۔اندرونی نیٹ سینڈ کی نقشہ کاری اور جیولوجیکل ماڈلنگ کا کام جاری ہے تاکہ اس بلاک کے باقی ہائڈرو کاربن استعداد کا جائزہ لیا جاسکے اور کنویں کی کھدائی کرنے سے پہلے نشاندہی کردہ امکانات کے خطرے کو کم کیا جاسکے۔

عقیق-1 کنویں سے پہلی گیس

سجاول بلاک کے چوتھے کنویں عقیق -1 کو کھودا گیا تھا اور اپریل 2017 میں مکمل کیا گیا تھا۔اس کنویں کا گورو ''A'' سینڈ فارمیشن سے 4.8 MMSCFD گیس اور 15 بیرل کنڈنسیٹ کی پیداوار کے لیے کامیابی کے ساتھ جائزہ لیا گیا تھا۔

اس نئی فیلڈ سے ابتدائی آمدنی پیدا کرنے کی نشاندہی کو ہدف بنانے کے لیے عقیق-1 سے سجاول X-1 کنویں تک گیس ٹرانسپورٹ کرنے کے امکان کا جائزہ لیا گیا ہے۔تکنیکی اور تجارتی طور پر منتخب کردہ سب سے زیادہ مناسب آپشن پائپ لائن کی تعمیر کرنا اور گیس کو سجاول سینٹرل پروسیسنگ مرکز (CPF) میں ٹیسٹ اور کمپریس کرنا تھا۔عقیق 1 سے سجاول CPF تک 5.5 کلومیٹر کی 6 قطر پائپ لائن کی تعمیر 10 دنوں میں مکمل کرنا،ایک چیلنج تھا۔یہ ROW کے انتہائی نمی کے حالات کی وجہ سے تھا۔تاہم بہتر منصوبہ بندی اور عملدرآمد کی حکمت عملیوں کے باعث یہ ریکارڈ اہداف کو وقت پر حاصل کرلیا گیا تھا۔عقیق۔1 کو سجاول CPF میں ضم کرنے اور ہائی پریشر سپلائی کے حالات کے تحت گیس کی فوری منظوری کے لیے SSGCL کو قائل کرنے کے بعد پہلی گیس 08 نومبر 2017 کو 4.8 MMSCFD کی شرح سے فراہم کی گئی تھی۔

فی الوقت سجاول CPF کو اپنی استعداد کے 125 فیصد تک چلایا جارہا ہے اور پچھلے 6-8 مہینوں میں کسی منصوبہ بندی کے بغیر مستقل طور پر SSGCL کو 100 فیصد گیس فراہم کی جاتی رہی ہے۔فیلڈ پائپ لائن معیار کی تقریباً 25 MMSCFD گیس اور 190 بیرل کنڈنسیٹ پیدا کررہی ہے جو پارکو اور پی آر ایل کراچی کو تناسب کی بنیاد پر فراہم کیا جارہا ہے۔

پشاور ایسٹ بلاک

JV شراکت داروں کے مابین 25 جنوری 2018 کو MPCL کے صدر دفتر میں ایک اجلاس منعقد ہوا تھا جس میں سیکورٹی حکام کی جانب سے NOC / سیکورٹی کلیئرنس کے عدم اجراء کی روشنی میں آگے بڑھنے کے لیے مناسب طریقے پر تبادلہ خیال کیا گیا۔

بنوں ویسٹ بلاک

G&G اسٹڈیز

3D اور 2D سیسمک ڈیٹا کے حصول کے لیے ایک کنٹریکٹ ماری سیسمک یونٹ کو دیا گیا تھا۔ اس علاقے میں عملے کو متحرک کیا گیا۔ اس مقصد کے لیے 2D سیسمک ڈیٹا کے لیے پیرامیٹرکی جانچ پڑتال کی گئی۔ فی الحال سروے جاری ہے۔ پیرامیٹرکی جانچ پڑتال/ JV شراکت داروں کی منظوری کے بعد سیسمک ڈیٹا کے حصول کے کام کا آغاز 10 فروری 2018 کو کیا گیا۔ اس کے علاوہ، 3D سیسمک ڈیٹا کے حصول کی تکمیل کے بعد برق رفتاری کے ساتھ پہلے کنویں کی جگہ پر کام شروع ہو جائے گا۔

غیر مصرف بلاکس

ہالہ بلاک

G&G اسٹڈیز

نئے پراسیس کردہ 525 مربع کلومیٹر ڈیٹا کی تشریح مکمل ہو چکی ہے۔ سیسمک تبدیلی کی تحقیق کے ابتدائی نتائج موصول ہو گئے ہیں اور ان کا جائزہ لیا جا رہا ہے۔ تشریح کے ساتھ سیسمک تبدیلی کے نتائج کا انضمام بھی جاری ہے تاکہ چھٹے آمائشی کنویں قمر X-1 کی جگہ کو حتمی شکل دی جا سکے۔

کلچاس بلاک

G&G اسٹڈیز

306 لائن کلومیٹر حتمی اور 119.5 لائن کلومیٹر امکانی 2D seismic data کے حصول کے سلسلے میں بولیاں 26 دسمبر 2017 کو موصول ہو چکی تھیں۔ ان ٹھیکیداروں یعنی میسرز BGP، میسرز Senshe اور میسرز Sino Geophysical نے اپنی بولیاں جمع کرا دیں ہیں۔ فی الوقت مذکورہ بولیوں کی تکنیکی جانچ پڑتال کرنے کا عمل جاری و ساری ہے۔

کوہاٹ بلاک

G&G اسٹڈیز

319 مربع کلومیٹر 3D اور 240 لائن کلومٹرج 2D سیسمک ڈیٹا کی ایڈوانس سطح کی ری پراسیسنگ کا کام میسرز GRI (چین) کررہی ہے۔ توقع ہے کہ یہ پراجیکٹ مارچ 2018 تک مکمل ہوجائے گا۔ اس کے بعد آزمائشی کنویں کے مقام کو حتمی شکل دی جائے گی۔

شاہ بندر بلاک

آزمائشی کنواں بناری X-1

شاہ بندر بلاک میں سب سے پہلے آزمائشی کنویں کا آغاز ہوگیا ہے اوراس کے تعمیراتی کام جاری وساری ہیں۔ اپریل 2018 کے وسط کے دوران توقع ہے کہ لوئر گورو سینڈز کے 3776 ± میٹر ایم ڈی گہرائی تک ہائیڈروکاربن کی استعداد کی جانچ پڑتال کی جائے گی۔

تلاش کے منصوبوں کی وسعت - مقامی اور بین الاقوامی

MPCL ممکنہ مواقع یا آپریٹرز شپ کے لیے مختلف E&P کمپنیوں کے ساتھ مل کر آزمائشی بلاکس کے ڈیٹا کا مسلسل جائزہ لے رہی ہے تاکہ محفوظ وسائل کی ترقیاتی حکمت عملی کو مزید فروغ دینے کے لیے تلاش کے منصوبوں میں اضافہ کیا جاسکے۔ اس سلسلے میں مندرجہ ذیل عمل کیا جارہا ہے:

<u>کوہاٹ بلاک: اضافی 13.33 فیصد کام کی دلچسپی کا حصول (W.I.) - نظرثانی شدہ W.I. 33.33 فیصد:</u> میسرز تلو پاکستان ڈویلپمنٹ لمیٹڈ (TPDL) نے 19 فروری 2018 سے اس بلاک سے اپنے 40 فیصد کام کی دلچسپی (W.I.) سے دستبردار ہونے کا ارادہ ظاہر کیا ہے۔ PCA کے مطابق اب یہ باقی تین JV شراکت دار، OGDCL، MPCL اور SEL کی دستوری ذمہ داری ہے کہ آیا وہ تلو سے W.I. حاصل کریں یا ان سے دستبردار ہوجائیں۔ اس لیے کوہاٹ JV کے باقی ساتھیوں کے پاس اس کے علاوہ کوئی اختیار نہیں ہے کہ وہ مندرجہ ذیل پر غور کرتے ہوئے EL میں اپنے حصص کی دلچسپی کو برقرار رکھنے کا فیصلہ کریں:۔

i- 319 مربع کلومیٹر 3D اور 240 لائن کلومیٹر 2D سیسمک ڈیٹا کے پیشگی ری پراسیسنگ نتائج آنے والے ہیں اور توقع ہے کہ یہ مارچ/اپریل 2018 تک موصول ہوجائیں گے؛ لہٰذا، آگے بڑھنے کے طریقے پر فیصلہ کرلیا جائے گا۔

ii- تلو سے دلچسپی کے شیئرز کے حصول کے لیے میسرز TPDL کو اخراجات کی کوئی ادائیگی نہیں کرنی ہے؛ جبکہ اختتامی مدت یعنی 31 اگست 2018 کے اختتام تک اہم کاموں کے پروگرام سے متعلق تمام PCA وعدوں کی تکمیل پہلے ہی کی جاچکی ہے۔ اضافی طور پر 19 فروری 2018 سے 13.33 فیصد کی حاصل کردہ کام کی دلچسپی کی بناء پر توسیع کی مدت ختم ہونے تک PCA کے ذمہ داریاں اور؛ ایڈوانس ری پراسیسنگ/پراسیسنگ سے متعلق لاگت MPCL کو برداشت کرنا پڑے گی جو معمولی ہوگی۔

iii۔ وسائل، ذخائر اور معدن کے لحاظ یہ بلاک پٹرولیم سسٹم میں واقع ہے۔ اس علاقے کی کثیر دریافتوں کے اندر گیس/کنڈنسیٹ کی دریافت کے واضح شواہد موجود ہیں۔

iv۔ سیسمک ڈیٹا کے مطابق ان امکانات میں درج ذیل شامل ہیں یعنی؛ (a) شیخان جنوبی کے 12 بی سی ایف (P-50 case) کے قابل دریافت وسائل اور دو لیڈز ہیں جو ایڈوانس پراسیسنگ کی تصدیق سے مشروط ہیں۔ اسی طرح جبین نارتھ اور جی ویسٹ 33 بی سی ایف اور 31 بی سی ایف (P-50 case) قابل دریافت وسائل کی استعداد کے حامل ہیں جن کی بالترتیب نشاندہی بھی کی جا چکی ہے۔

v۔ شیخان ساؤتھ کے بلاک (33.33 فیصد) میں MPCL کی بڑھتی ہوئی کام کی دلچسپی کے لیے کیا جانے والے اقتصادی تجزیے سے پتہ چلتا ہے کہ مجموعی طور پر 37 فیصد کے مثبت NPV موجود ہیں جس کی بنیاد پر لائسنس مینجمنٹ کے لیے مضبوط عزم کی پیشکش کی جا سکتی ہے۔

vi۔ مزید برآں، جبی نارتھ اور جیم ویسٹ کے اقتصادی تجزیے سے بھی مثبت NPV کا پتہ چلتا ہے بشرطیکہ ان کی مضبوطی قائم رہے۔

3D کے متوقع ایڈوانس ری پراسیسنگ نتائج، امکان اور استعداد کو مدنظر رکھتے ہوئے کوہاٹ JV شراکت دار بشمول MPCL کوہاٹ PCA کے آرٹیکل 7.3 اور جوائنٹ آپریٹنگ معاہدہ کے آرٹیکل 13.1 کی دفعات کے مطابقت تلو کے شیئر لینے پر اتفاق کیا ہے کیونکہ اگست 2018 فیصلے تک اضافی دلچسپی کے حصول کے لیے معمولی مالی اخراجات کرنا ہوں گے۔

- ☆ PPL بیلا ویسٹ بلاک کے 25 فیصد کام کی دلچسپی MPCL کو دینے کے لیے ایک مراسلے پر دستخط کرنے کے ساتھ اپنے بورڈ سے منظوری لینے کی کوشش کر رہی ہے۔
- ☆ PPL کے کوٹری بلاک میں 35 فیصد حصص کے ساتھ کام کرنے اور سجاول بلاک کے 35 فیصد حصص کی تقسیم کے ساتھ PPL کو دینے کے لیے مذاکرات ہو رہے ہیں۔ PPL کا ارادہ ہے کہ اس کی بورڈ سے منظوری لی جائے۔
- ☆ تلو نے DGPC کو اس کی منظوری کے لیے تفویض کا معاہدہ پیش کیا ہے تاکہ بنوں ویسٹ بلاک (20 فیصد)، بلاک-28 (95 فیصد) اور کلچاس بلاک (30 فیصد) کی کام کی تمام دلچسپیاں MPCL کو تفویض کر دے۔
- ☆ مشترکہ بولی: مختلف E&P کمپنیاں (مقامی اور MNC) مشترکہ طور پر ممکنہ امکانات اور ضروری منظوریوں کی بناء پر آنے والے بولی کے راؤنڈ میں مذکورہ بلاکس کا جائزہ لینے اور بولی دینے کے لیے مشاورت کر رہے ہیں۔
- ☆ MPCL غوری بلاک میں میسرز MOL کے 30 فیصد کام کی دلچسپی حاصل کرنے ہیں۔ فریقین کے درمیان فارم ان/ فارم آؤٹ معاہدوں پر دستخط کیے گئے۔ تاہم DGPC کی طرف سے وثیقہ تفویض (DOA) کی منظوری کا انتظار ہے۔
- ☆ ماری پٹرولیم کمپنی لمیٹڈ (MPCL) اور کویت فارن پٹرولیم ایکسپلوریشن کمپنی (KUFPEC) نے فروغ علم اور صنعتی تجربات کا تبادلہ کرنے کے ساتھ ساتھ مقامی اور بین الاقوامی شعبے میں ترقیاتی مواقع کو دریافت کرنے کے لیے باہمی تعاون کے ایک معاہدے پر 13 فروری 2018 کو دستخط کیے۔

بین الاقوامی بلاکس/ممالک

MPCL ممکنہ مواقع کی تلاش کے لیے منتخب بین الاقوامی بلاکس/ممالک کا مسلسل جائزہ لے رہی ہے۔ فی الحال، مختلف E&P کمپنیاں کی طرف سے مندرجہ ذیل ممالک میں بلاکس کی پیش کش کی گئی ہے:

- ☆ کینیا
- ☆ زمبیا
- ☆ موریطانیہ
- ☆ سرینام
- ☆ کیوبا
- ☆ مراکش

ماری سروسز ڈویژن (MSD)

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

ماری سیسمک یونٹ (MSU)

MSU نے اگست سے دسمبر 2017 تک سکھر ایکسپلوریشن لائسنس کے مشکل علاقے میں 2D ڈیٹا نہایت کامیابی کے ساتھ حاصل کیا ہے۔

MSU متعلقہ 3D سیسمک ڈیٹا حاصل کرنے کے بعد 2D ڈیٹا کے حصول کے لیے بنوں ویسٹ بلاک میں فی الوقت کام کر رہا ہے۔ 2D سیسمک ڈیٹا کے حصول کے لیے پیرامیٹر جانچ پڑتال کی جا چکی ہے۔ اب سروے جاری ہے۔ پیرامیٹر جانچ پڑتال/JV شراکت داروں کی منظوری کے بعد سیسمک ڈیٹا کا حصول 10 فروری 2018 کو شروع کیا گیا۔

ماری ڈرلنگ یونٹ (MDU)

رگ ماری 1 (1500HP) نے 30 ستمبر 2017 کو آزادی۔1 کنویں کی کھدائی کی اور 2995M کی مقررہ گہرائی مکمل کی۔ رگ ماری 1 کو 30 نومبر 2017 کو آزادی۔1 کنویں سے ہٹالیا گیا اور آزادی۔1 کنویں سے بھٹائی۔5 کا کام یکم دسمبر 2017 کو شروع کر دیا گیا جو 4 دسمبر 2017 کو مکمل ہو گیا۔

بھٹائی-5 کنویں کی کھدائی کا کام رگ ماری 1 (1500HP) کے ساتھ 11 دسمبر 2017 کو شروع گیا اور اس کنویں کی مقررہ کھدائی 1180M کی گہرائی کو مکمل کر لیا گیا۔

یکم جولائی 2017 تک رگ ماری 3 (2500HP) نے آزمائشی کنویں ٹیپو-1 کی کھدائی کی تھی۔ یہ کھدائی 5 جولائی 2017 تک ہوگئی تھی اور یہ کنواں 3936 میٹر تک گہرا ہوگیا تھا نیز کنویں کا کام 22 اکتوبر 2017 تک مکمل کر لیا گیا تھا۔ رگ نے 2017 دسمبر کے پہلے ہفتے کے دوران ماری D&P لیز سے غوری بلاک تک متحرک کر دیا تھا۔

رگ ماری 3 (2500HP) نے 21 دسمبر 2017 کو دھاریاں۔1 آزمائشی کنویں کی کھدائی کی۔ اب ڈرلنگ کا کام جاری ہے۔

ماری سیسمک پراسیسنگ سنٹر (MSPC)

MSPC فی الوقت سکھر بلاک سے 3,000 لائن کلومیٹر سیسمک ڈیٹا کے وقت کی پراسیسنگ اور ماری D&P لیز سیسمک ڈیٹا کی 1080 مربع کلومیٹر 3D گہرائی کی تصویر کشی کی پراسیسنگ کر رہا ہے۔ MPSC نے سجاول ایکسپلوریشن لائسنس کے تحت ڈیٹا کی منتقلی کا کام بھی انجام دیا ہے جبکہ 31 دسمبر 2017 تک سجاول 3D کے ڈیٹا کی منتقلی کا زیر عمل رہا ہے۔

کارپوریٹ سماجی ذمہ داری (CSR)

CSR بجٹ (مالی سال 18-2017)

PCA کے مطابق مالی سال 18-2017 کے دوران کمپنی کے زیر انتظام چلنے والے JV بلاکس میں سماجی فلاح و بہبود کے منصوبوں کے لیے کل رقم 29.495 ملین روپے مختص کی گئی ہے جسے متعلقہ مشترکہ اکاؤنٹس میں جمع کرا دیا گیا تھا۔ ماری فیلڈ کے سالانہ CSR بجٹ 112 ملین روپے ہے اور اسلام آباد میں دیگر اہم منصوبوں کے لیے 40 ملین روپے مختص کیے گئے ہیں۔

JV بلاکس میں CSR

JV بلاکس میں منظور شدہ/تجویز کردہ پراجیکٹس

فروری 2017 میں پٹرولیم رعایت کے ڈائریکٹر جنرل کی طرف سے جاری کردہ سماجی فلاح و بہبود کے رہنما اصولوں کے تحت منظور شدہ MSPs کے مطابق سماجی فلاح و بہبود کی اسکیمیں/شراکت داریوں کو شروع کیا گیا۔

کرک بلاک:

4.7 ملین روپے کی مالیت کے تین پراجیکٹس منظور کیے گئے ہیں اور عملدرآمد کے مرحلے میں ہیں۔

- ☆ پانی کی فراہمی کی اسکیم چشمی بنگی خیل، تبی سار
- ☆ پانی کی فراہمی کی اسکیم کی مرمت تولہ بنگی خیل
- ☆ پانی کی فراہمی کی اسکیم پارشو، تحصیل عیسی خیل، ضلع میانوالی

غوری بلاک:

9.5 ملین روپے کی مالیت کی سفارش کردہ CSR اسکیمیں تیار کی گئی ہیں اور ڈی سی راولپنڈی/ SW کمیٹی کی منظوری کی منتظر ہیں۔

- ☆ پانی کی فراہمی کی اسکیم، بھلوٹ
- ☆ سائنس کے ساتھ کمپیوٹر لیب وآلات، 4 ٹائلٹ اور سپورٹس گراوٗنڈ

ضلع جہلم کے لیے سفارش کردہ CSR اسکیم پوتھی/گڈارام گاؤں کے لیے پانی کی فراہمی کی اسکیم ہے جو ڈی سی جہلم اور سوشل ویلفئر کمیٹی کی منظوری کی منتظر ہے۔

پیداواری بونس کے پراجیکٹس

پیداواری بونس کی رقم تقریباً 177 ملین روپے مندرجہ ذیل تفصیلات کے مطابق مشترکہ اکاؤنٹس میں جمع کرائی جا چکی ہے:

- ☆ سجاول/ بدین-600,000 ڈالر (جولائی 2016)(62.70 ملین روپے)

  (نوٹ: PSDC سجاول کی طرف سے منظور شدہ 15 منصوبے، مالیت 52.21 ملین روپے)
- ☆ کرک/میانوالی-600,000 ڈالر (جون 2017)(62.82 ملین روپے)

  (نوٹ: PSDC میانوالی کی طرف سے منظور شدہ 12 منصوبے، 44.60 ملین روپے)
- ☆ بولان/ زرغون-500,000 ڈالر (اکتوبر 2014)(51.35 ملین روپے)

  (نوٹ: PSDC زرغون کی طرف سے منظور شدہ 11 منصوبے، 38.82 ملین روپے)

2017 کے آخری سہ ماہی میں منعقد ہونے والے متعلقہ پٹرولیم سوشل ڈویلپمنٹ کمیٹی (PSDC) کی میٹنگ میں تجویز کردہ اور منظور کردہ پراجیکٹس پر متعلقہ DCs کی طرف سے عملدرآمد کیا جائے گا۔

ماری فیلڈ ڈہرکی

بجٹ (مالی سال 18-2017)	112 ملین روپے
رواں بجٹ:	87 ملین روپے
نئی منصوبے:	25 ملین روپے

رواں آمدنی کے منصوبوں

☆ تین موبائل ڈسپنسریاں

☆ زچگی گھر (دادلغاری)

☆ کنواں نمبر 8 پر ڈسپنسری

☆ ٹی بی کلینک (کنواں نمبر 8)

☆ ماری تعلیمی اور میڈیکل کمپلیکس (MEMC)

(نوٹ: ماری تعلیمی کمپلیکس کو TCF کی طرف سے چلا جاتا ہے، جس کے لیے مالی سال 18-2017 کے لیے آپریشنل سپورٹ کے لیے 4.8 ملین روپے چیک دیا گیا ہے)

☆ پولوی مہم کے دوران محکمہ صحت کو گاڑی کی فراہمی

☆ ماری اسپیشل ایجوکیشن سکول

☆ اسکولوں کے آپریشنل اخراجات (کنواں نمبر 8، لوہی پل اور خروہی)

☆ پانی کے ٹینکروں کے ذریعے پینے کے پانی کی فراہمی

☆ IBA-MPCL سکھر اسکالر پروگرام: 2017 کے موسم خزاں کے لیے IBA سکھر کے لیے 750,000 روپے کا ادائیگی

☆ ہیلتھ مینجمنٹ انفارمیشن سسٹم (HMIS)

☆ شاہین پبلک سکول میں ماری ابتدائی تعلیم کا طریقہ (MEET) لاگو کیا جا رہا ہے۔

نیا پراجیکٹ - خصوصی بچوں کے سکول کی تعمیر

☆ اسپیشل ٹیلنٹ ایکسی چینج پروگرام (STEP) نامی این جی او کے لیے ایک کنسلٹنٹ رکھا گیا ہے جو اس منصوبے کی قیادت کرے گا اور اس کی فیزیبلٹی رپورٹ تیار کرے گا۔

☆ STEP اسلام آباد کی این جی او ہے، جس میں مختلف قسم کے بچوں کو معیاری تعلیم اور خدمات کی فراہمی اور انھیں مرکزی دھارے میں شامل کرنے کے لیے تیار کرنے میں خصوصی مہارت رکھتی ہے۔

☆ MPCL کی ٹیم نے اس منصوبے کے دائرہ کار اور ضروریات کا جائزہ لینے کے لیے ڈہرکی فیلڈ کا دورہ کیا جس سے STEP کو پراجیکٹ کی ایک

جامع تجویز/امکانات کو تیار کرنے میں مدد ملے گی۔

CSR ذمہ داریوں کے علاوہ سرگرمیاں

MPCL یوتھ ٹینس اسپانسرشپ پروگرام-8.7 ملین روپے

29 دسمبر 2017 کو دونوں کھلاڑیوں کے سرپرستوں کو ادائیگی کا دوسری قسط ادا کی گئی تھی۔ اس ادائیگی سے اگلے چھ مہینوں یعنی جنوری۔ جون 2018 کے اخراجات کو پورا کیا جائے گا۔

مرغزار چڑیا گھر، اسلام آباد کی تعمیر و بحالی

CDA نے مذکورہ منصوبے کے لیے نومبر 2017 میں MPCL مینجمنٹ سے رابطہ کیا تھا۔ سی ڈی اے کے ساتھ ہونے والے مذاکرات کے نتیجے میں اس منصوبے کے تحت تعمیر و بحالی کے کام کے لیے 18.9 ملین روپے مختص کیے گئے۔ سی ڈی اے کی انتظامی منظوری کے عمل کی وجہ سے پراجیکٹ کی شروعات میں تاخیر ہوئی ہے۔

مفت خصوصی میڈیکل کیمپ

مفت طبی کیمپ کے علاوہ فیلڈ کے مقامات پر مفت خصوصی میڈیکل کیمپ لگائے گئے تاکہ مقامی لوگوں کی بیماریوں کے لیے خصوصی علاج معالجہ فراہم کیا جائے۔

غوری فیلڈ

- ☆ بچوں کے لیے مفت خصوصی کیمپ — 15 اکتوبر 2017
- ☆ خواتین کے لیے مفت خصوصی کیمپ۔ — 15 نومبر 2017
- ☆ آنکھوں کے علاج کے لیے مفت خصوصی آئی کیمپ۔ — 23 دسمبر 2017

ہلینی فیلڈ

- ☆ آنکھوں کے علاج کے لیے مفت خصوصی آئی کیمپ۔ — 14 دسمبر 2017
- ☆ خواتین کے لیے مفت خصوصی کیمپ۔ — 23 دسمبر 2017

سجاول فیلڈ

- ☆ آنکھوں کے علاج اور امراض زچہ بچہ کے خصوصی کیمپ۔ — 21 نومبر 2017

زرغون فیلڈ

☆ آنکھوں کے علاج اور امراض زچہ بچہ کے خصوصی کیمپ- 12 اکتوبر 2017

خصوصی میڈیکل کیمپوں کے قیام کو مقامی ضلعی انتظامیہ اور لوگوں نے بہت زیادہ سراہا اور ان کی تعریف کی۔

DGPC کی جانب سے 22 فروری 2017 کو سماجی بہبود کی ذمہ داریوں کے بہتر استعمال کے حوالے سے نئے ہدایات جاری کی گئی ہیں جن کے تحت CSR پراجیکٹس کے عملدرآمد کی ذمہ داری سماجی ویلفیئر کمیٹی کے سپرد کردی گئی ہے، اس طرح مشترکہ اکاؤنٹس میں رقوم جمع کرنے کے E&P کمپنیوں کے کردار کو کم کردیا گیا ہے۔ اس عمل نے E&P کمپنیوں کو نئے CSR پراجیکٹس کی نشاندہی/ چلانے کو محدود کردیا ہے۔

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 عرصے 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 اشفاق ندیم احمد (ر)، ہلال امتیاز (ملٹری)
مینجنگ ڈائریکٹر/ CEO

قیصر جاوید
ڈائریکٹر

اسلام آباد
22 فروری 2018