Mari Petroleum Company Limited

Interim Financial Statements
(Un-Audited)
For the First Quarter Ended
September 30, 2019

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
A.F. Ferguson & Co., Chartered Accountant
3rd Floor, PIA Building, Fazl-e-Haq Road,
Blue Area, Islamabad.
Tel: 051-2273457-60
Email: asim.masood@pk.pwc.com
Web: www.pwc.com

Shares Registrar
M/s Corplink (Pvt) Limited
Wings Arcade, 1-K Commercial,
Model Town, Lahore
Tel: 042-35976719, 042-35916714
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
United Bank Limited
Al Baraka Bank Limited
Standard Chartered Bank
Meezan Bank Limited
Bank Islami Pakistan
JS 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

This Page has been intentionally left blank

CONTENTS

02 Board of Directors

04 Directors’ Review

14 Condensed Interim Statement of Financial Position

16 Condensed Interim Statement of Profit or Loss

17 Condensed Interim Statement of Comprehensive Income

18 Condensed Interim Statement of Cash Flows

19 Condensed Interim Statement of Changes in Equity

20 Notes to the Condensed Interim Financial Statements

01 Directors’ Review (in Urdu)

BOARD OF DIRECTORS

1. Lt Gen Syed Tariq Nadeem Gilani (Retd)
   Chairman, Non-Executive Director

2. Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad (Retd)
   Managing Director/CEO-MPCL, Executive Director

3. Dr Nadeem Inayat
   Non-Executive Director

4. Maj Gen Javaid Iqbal Nasar (Retd)
   Non-Executive Director

5. Dr Rehan Laiq
   Non-Executive Director

6. Syed Iqtidar Saeed
   Non-Executive Director

7. Mr. Asad Hayaud Din
   Non-Executive Director

8. Mr Sajid Mehmood Qazi
   Non-Executive Director

9. Mr Shahid Yousaf
   Non-Executive Director

10. Dr. Naseem Ahmad
    Non-Executive Director

11. Mr Ahmed Hayat Lak
    Non-Executive Director

12. Adnan Afridi
    Independent Director

13. Ms. Ayla Majid
    Independent Director

Mr Muhammad Asif
Chief Financial Officer

Mr Assad Rabbani
Company Secretary

COMMITTEES OF THE BOARD

AUDIT COMMITTEE

Director	Designation
Ms. Ayla Majid	President
Mr. Rehan Laiq	Member
Mr. Shahid Yousaf	Member
Mr. Ahmed Hayat Lak	Member
Mr. Adnan Afridi	Member

HR&R COMMITTEE

Director	Designation
Mr. Adnan Afridi	President
Maj Gen Javaid Iqbal Nasar (Retd)	Member
Mr. Ahmed Hayat Lak	Member
Ms. Ayla Majid	Member

TECHNICAL COMMITTEE

Director	Designation
Syed Iqtidar Saeed	President
Mr. Rehan Laiq	Member
Mr. Sajid Mehmood Qazi	Member
Mr. Shahid Yousaf	Member
Dr. Naseem Ahmad	Member

DIVERSIFICATION AND ENTERPRISE RISK MANAGEMENT

Director	Designation
Dr. Nadeem Inayat	President
Syed Iqtidar Saeed	Member
Mr. Rehan Laiq	Member
Mr. Sajid Mehmood Qazi	Member
Dr. Naseem Ahmad	Member

MARI PETROLEUM COMPANY LIMITED

DIRECTORS' REVIEW

We are pleased to present to you Directors' review along with condensed interim financial statements for the three months ended September 30, 2019.

FINANCIAL RESULTS

Gross sales for the quarter under review increased to Rs 36,937 million from Rs 27,129 million for the corresponding period. Net sales for the quarter were Rs 17,849 million as against Rs 14,341 million for the corresponding period. The increase is mainly due to increase in sale prices.

The operating results for first quarter show profit for the period of Rs 7,463 million as against Rs 5,142 million for the corresponding period. Increase in net sales and finance income were the major reasons for increase in profitability, which was partially offset with increase in royalty, operating expenses, exploration and prospecting expenditure, other charges and provision for taxation. Company's contribution to the Government Exchequer also increased and amounted to Rs 25,200 million compared with Rs 17,769 million contributed in the comparative period.

Earnings Per Share (EPS) stood at Rs 55.94 per share as compared to Rs 38.55 per share for the corresponding period. EPS on the basis of distributable profits also increased to Rs 1.51 per share from Rs 1.45 per share for the comparative period.

The rate of return to the shareholders for the period, calculated on the basis of production, was 44.51% per annum.

OPERATIONS

The Company continued un-interrupted gas supply to all its customers during the three months ended September 30, 2019.

A cumulative 62,738 MMSCF of gas at a daily average of 682 MMSCF and 3,811 barrels of condensate (41 barrels per day) were produced from Mari Field during the period as against 64,117 MMSCF of gas at a daily average of 697 MMSCF and 3,835 barrels of condensate (42 barrels per day) for the corresponding period as per the requirement / withdrawal of the customers.

In addition, 75,457 barrels of crude oil (820 barrels per day), 19,675 barrels of condensate (214 barrels per day) and 2,494 MMSCF of gas (27 MMSCF per day) was produced and sold from joint ventures during this period, whereas 89,663 barrels of crude oil (975 barrels per day), 25,744 barrels of condensate (280 barrels per day) and 3,073 MMSCF of gas (33 MMSCF per day) was produced and sold in the corresponding 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, Pak Arab Fertilizers Limited, EGAS (Pvt) Limited, Petrosin CNG (Private) Limited and Foundation Gas.

EXPLORATION, OPERATIONAL AND DEVELOPMENT ACTIVITIES

STATUS OF PLANNED WELLS 2019-20 (Operated and Non Operated)

Operated Blocks and D&P Leases

Wells	Type	Block / Field	Status
Miraj-1	Exploratory	Ghauri	Drilling is in progress.
Surghar X-1	Exploratory	Karak	Well staked on ground on August 16, 2018. Expected spud-in by May 2020.

1st Exploratory Well	Exploratory	Bannu West	Expected spud-in after completion of Zipper–I 3D seismic data processing, interpretation and firming up of prospect by June 2020, subject to completion of civil works.
Zarghun South -4	Development	Zarghun South Field	Well staked on ground on September 22, 2019 to spud-in by November/December 2019.
Shahbaz North	Exploratory	Mari Field	Expected to spud-in by March 2020.
Prospect 3/7, Lower Goru (Contingent)	Exploratory	Mari Field	The well is expected to be spud-in by April 2020, subject to de-risking of prospect based on on-going studies and firming up for drilling of well.

Non-Operated Blocks

Well	Type	Block / Field	Status
Bela West X-1 ST-2	Exploratory	Bela West	As of October 10, 2019, well has been drilled down to the depth of 4,680 meters.
Togh-1	Exploratory	Kohat	Gas and condensate discovery from Lumshiwal and Hangu formations.
8th Exploratory Well (Contingent)	Exploratory	Hala	The well is expected to be spud-in during February 2020, subject to de-risking and due-diligence on prospect.

OPERATED BLOCKS AND D&P LEASES

MARI D&P LEASE

G&G Activities

Pre-Stack Depth Migration (PSDM) processing of 1,079 Sq Km 3D seismic data is in progress at GRI China while PSTM results have been received, which are under review. The objective of PSTM and PSDM reprocessing is to de-risk identified prospects at multiple reservoir levels. Core Sedimentology Study and Geochemical Study are in progress at CGG UK and M/s Weatherford respectively in order to de-risk reservoir distribution at SUL, SML, B-Sand of Lower Goru and Sembar levels in upcoming prospects before placement of exploration wells or otherwise.

Activities in Mari D&P Lease

Maintaining incentive price benchmark of 577.5 MMSCFD has become challenging from Habib Rahi Limestone Reservoir (HRL) owing to low gas off-take by TPS Guddu. In order to secure the incentive price, the Company has kept very robust coordination with downstream customers i.e. both Fertilizer and Energy sectors. Besides planned maintenance activities, some of the customers remained on reduced load due to low power requirement by NTDC. As a result of efficient flow management, gas becoming spare from one customer due to operational constraint is swiftly being transferred to other customers. The preceding swing arrangement of flow has allowed us to secure the ever needed incentive price for 98% days during the reported period of 92 days i.e. July 01, 2019 to Sep 30, 2019 and thus have become eligible to sell 9,483 MMSCF volume of gas against incentive price.

Need for the Optimal Utilization of Swing Volumes of Natural Resources

It has therefore become an imperative for the Company to look into and explore other options to secure the incentive price. A project of laying pipeline is being considered by MPCL aiming at establishing connectivity with national pipeline grid of SNGPL from Mari Field. Central Manifold of Mari Field Daharki shall be connected with SNGPL’s valve assembly QV-2 through construction of 20” inches diameter pipeline of 24 km length. Pipeline shall have the capacity

of transporting up to 150 MMSCFD gas and shall play a significant role in attaining incremental production levels from Mari field during shutdowns/ATAs of fertilizer customers and GENCO. Company is also targeting the supply of raw gas from Mari Deep and Tipu wells for delivery in national LNG network through the same pipeline thereby putting Goru-B reservoir to its full capacity on fast track basis. Preliminary negotiations are underway with SNGPL for Goru-B raw gas for LNG mix, which will also benefit the buyer in terms of control over Wobbe Index with their power plant customers. At present, the Right of Way (ROW) is being acquired for pipeline laying, which involves dealing with more than 70 land owners and a total land area of 90 Acres. Pipeline route shall mainly bypass populated areas but involve crossing three canals, several water courses and small roads and sub-surface horizontal directional crossing underneath the main railway track and national highway (N5). RFQ on EPC basis has been prepared for construction and supply of 20" inches diameter seamless pipeline in compliance with relevant API and ASME codes whereas paraphernalia works like environmental studies, topographic works, seeking NOCs for crossings, ROW preparations and cathodic protection works shall be carried out by the company itself. Project is targeted to be commissioned for gas supply by April-May, 2020.

Debottlenecking Project at Mari Field Daharki

As has already been aimed to extend the daily plateau of 650 MMSCF of gas as much as we can, the second part of phase-X Development Project is triggered. This was commenced soon after the drilling, completion, stimulation and construction of approximately 30 km spur lines associated with 19 development wells.

The major pipeline hydraulics constraints were established through in house expertise by using M/s Schlumberger's patent software. The simulation was run taking into account the existing bottlenecks and the extension of daily plateau in such a manner that incentive price is secured for a prolonged period of time.

Scope of Part – II Includes:

Debottlenecking of Existing piping Network:

- Tendering & Design on simulator & approvals.
- Procurement of different diameter line pipe & high pressure fittings.
- Tendering & Approval for acquisition of Mechanical contractor services.
- Tendering & Procurement of Non Destructive Testing (NDT) services.
- Acquisition & Grading/Clearing of ROWs.
- Pipeline construction.

Revamping of Central Manifolds:

- Engineering, Design, Tendering & Approvals for revamping of CMF.
- Procurement of high pressure fittings for revamping project.
- Pipeline construction & tie-in of Manifolds.

A total of approximately 60 km of seamless line pipe comprising of 8", 10", 12", 16" & 20" diameter shall be required.

The second phase of project is kicked off from well No. 79 to junction 515 with the construction of 12" diameter pipeline of about 8 km. The work on the remaining section shall follow.

SCADA/Telemetry System

In order to maintain reliable controls on high pressure wells of Tipu and digitized measurement on wellheads of Bhittai and SML wells for gas supplies to potential customers, the project of SCADA/Telemetry was considered. MPCL initiated in-house working and devised operational philosophy for workable options. Main project deliverables shall be securing fully automated ESD philosophy and remote control / monitoring of high pressure Tipu Wells and production facilities at CMF-II along with fiscal measurements for developing bifurcation factors against gas volumes belonging to different pricing regimes being handled in one sales stream.

In line to above plan 90 % material has been delivered at site while the field installation works are 75 % complete. Factory Acceptance Test (FAT) of the control system/design part has been successfully conducted in July, 2019 while FAT for the hardware is scheduled for the end of October, 2019 followed by installation, commissioning and start-up.

Development, Drilling and Construction of Production facility

Aiming at extending the production plateau of 650 MMSCFD and to continue securing the advantage associated with incremental gas price, MPCL planned to drill additional 19 developmental wells in Habib Rahi Limestone reservoir, along with construction of new spur lines vis-à-vis revamping of existing gas pipeline gathering network. All the 19 wells of Phase-X development have been drilled, completed and hooked up with the existing gas gathering network. Resultantly, the pressure at the delivery point of downstream customers has been improved thereby facilitating the downstream customers for adequately picking up the allocated volumes from central manifold(s). Relevant advantage would reflect in terms of securing the greater volumes of incremental gas for extended period.

Well Shahbaz North

Exploratory Well Shahbaz North is planned to be drilled to the target depth of +/-1200 meters. Long Lead Items (LLIs) have been arranged and the well is planned to be spud-in by March 2020.

Three Mari Deep Development Wells

Drilling of three development wells at Lower Goru B sand level has been advanced with the objective to increase gas production. Back to back drilling campaign is expected to commence from March 2020 and expected completion by October 2020. Currently, well designing and engineering works are in progress. Rig Mari-1 is planned to be used for this drilling campaign.

ZARGHUN SOUTH D&P LEASE

G&G Activities

Processing/ reprocessing of 255 Line km of newly acquired and vintage 2D seismic has been completed at Mari Seismic Processing Center, which was followed by in-house interpretation and finalization of ZS-4 location on fast track basis. The location was reviewed and agreed by Zarghun South Joint Venture Partners; accordingly, the location of well has been staked on ground on September 22, 2019 and expected to spud-in by November/December 2019. Upon successful completion, ZS-4 is expected to add about 6 MMSCFD of dedicated gas supply to Quetta City from Zarghun Gas Field.

ZS-4 Development Well

Planning and designing of development well ZS-4 to a target depth of + 2,070 meters has already been carried out and agreed with the Joint Venture Partners. ZS-4 will be a slant well with the maximum inclination of ~80 degree and departure of ~1000 meters from the surface location. Well has been staked on ground and currently civil contractor hiring is in progress for the site preparation works. Surface location finalization was a challenging task which was finalized after carrying our location recce and optimizing the trajectory. Well is planned to be spud-in by November/ December 2019.

SUJAWAL D&P LEASE

Activities at Sujawal D&P Lease

Sujawal X-1 and Aqeeq-1 wells are following depletion trends and therefore were introduced to compression machine in 2017.

Likewise, compression has been envisioned for Sujjal-1 well before the natural flow from the well ceases due to high back pressure of customer’s pipeline transmission network. In this regard, compression machine has been ordered with expected delivery by the end of October 2019. Meanwhile, civil works for compressor foundations have been completed. Mechanical and electrical contractors are aligned for start of work with the delivery of the machine. The compression unit for Sujjal-1 well is scheduled to be hooked-up and commissioned in November 2019 along with Annual Maintenance Shutdown (ATA) of the processing facilities.

ZIARAT BLOCK

G&G Activities

3D seismic designing study has been completed to acquire seismic data on Bolan East discovery area and adjacent leads. In addition, 265 Line Km 2D (196 firm and 69 contingent) is also planned in southern part over revised block boundary area and the central part of the block. Bidding process for 234 Sq Km 3D and 265 Line Km 2D seismic acquisition is in progress.

KARAK BLOCK

Activities at Kalabagh

Considering anticipated natural depletion of Kalabagh-1A well, different workable options for wellhead compression were devised and on the basis of economic evaluation results, management approved the installation of compression package of 4 MMSCFD capacity on rental basis with buy back option.

Based on the designs of engineering consultant for civil foundations and piping plan, civil works were completed in August 2019 meanwhile mechanical contractor was aligned for parallel work.

Compression unit has been delivered at site and mechanical works have been completed. Two days Annual Maintenance Shutdown (ATA) of Kalabagh field commenced in last week of September 2019 for the scheduled activities and hook-up of compressor. Unit shall be commissioned and taken in service by October 2019.

4th Exploratory Well Surghar Prospect

Extensive planning and designing of deep deviated Surghar X-1 well to a target depth of +/-6000 meters has been completed between the Joint Venture Partners. Accordingly, partial LLIs for the surface section and contingent liner has been ordered and received. Procurement of LLIs for remaining sections is in progress. The initial site reconnaissance and well staking has already been carried out. M/s NESPAK carried out the topographic survey of the location and approach road. Currently, the tendering is in progress for the hiring of civil contractor.

SUKKUR BLOCK

G&G Activities

M/s SINOPEC has acquired 333 Sq km 3D seismic data against planned seismic data of 359 Sq km as of October 10, 2019 over Mian Miro Lead to evaluate the hydrocarbon potential of Lower Goru sands. The said seismic campaign is expected to complete by October 2019.

Parallel processing from MSPC and M/s Petro trace, UK is planned for which contracts have already been awarded. Processing will be followed by interpretation to spud-in exploratory well during February 2021, subject to firming up of prospect at Lower Goru level.

GHAURI BLOCK

G&G Activities

Ghauri block has acquired 100 Sq Km 3D seismic data over the Harno West Lead with the objective to firm-up prospect or otherwise. M/s BGP has completed the acquisition on September 7, 2019, which is followed by processing/ reprocessing at M/s Petro Trace, UK. The data will be interpreted in-house for firming up of prospect to spud-in 4th exploratory well by March 2021.

Activities at Ghauri-X-1 Well

After successful workover operations, the jet pump was installed in Sliding Sleeve Door (SSD) with slick line in rigless mode and well production resumed. Production behavior since January 2019 is smooth and maintaining a production rate of 250 ~ 252 BOPD while cumulative production has reached a level of 0.91 Barrels in thousands.

Exploratory Well Dharian-1

Well was taken online for Extended Well Testing (EWT) on May 20, 2019 after necessary GOP approvals and currently producing 100 ~ 110 BOPD. The crude oil produced observed with minuscule flowing potential hence the well completed with the proactive approach of artificial lift system. In order to evaluate the reservoir potential, pressure build up survey was acquired during the month of September 2019.

Third Exploratory Well Miraj-1

3rd Exploratory well in Ghauri block was spud-in on May 4, 2019 to test the hydrocarbon potential of Sakessar and Khewra formation as a primary target down to the depth of + 5,270 meters into Khewra formation. The well has been drilled in 12 ¼" hole section down to the depth of 4,561 meters (MD). 9-5/8" casing has been landed and performed cement job. Further, drilling of 8 ½" hole down to the target depth of +5270m is expected to resume on October 14-15, 2019. However, drilling and testing is expected to complete by February 2020. Several challenges were encountered including loss/gain situation during the drilling of this section due to a narrow pressure window, which were successfully handled through improvement in drilling practices and vigilant monitoring.

BANNU WEST BLOCK

G&G Activities

MPCL's own Mari Seismic Unit has achieved another milestone by successfully completing the Zipper-I 3D seismic data acquisition of 640 sq km on September 4, 2019 despite the enormous security challenges/ incidents coupled with rough, rugged and high mountainous terrain. It was an uphill task to undertake and complete such a sophisticated 3D seismic data acquisition project in high security challenging area located within the Zarb-e-Operations by Security Authorities; demonstrating MPCL's vigorous untiring and utter commitment towards exploration/ exploitation of indigenous resources. Currently, acquisition of Zipper - II 3D seismic data of 210 sq km is in progress from August 20, 2019. The said acquired data is being processed at GRI Center China, which will be followed by interpretation and firming up of prospect or otherwise to spud-in first committed exploratory well by June 2020. In addition, keeping in view the subsurface complexity of the area, parallel processing at Mari Seismic Processing Center is also continued. The objective of parallel processing is to identify processing complications in advance for timely interaction with GRI to resolve issues for desired data quality.

1st Exploratory Well

Planning and designing of vertical exploratory well to the target depth of + 5,990 meters has already been completed. The LLIs have been received and well is planned to be spud-in by June 2020.

BLOCK-28

G&G Activities

The Company has made another breakthrough by opening the large area for exploration activities, which was possible only due to the Company's vision and consistent, rigorous & out-and-out efforts toward tapping nation's indigenous resource potential. Subsequent to elaborate security arrangements by security authorities, the Company mobilized its own seismic crew in Block-28 during mid of July 2019 to commence exploration activities in the area. MPCL while considering the prospectivity of the block and its significance from Country's energy security perspective, acquired 95% working interest along with operatorship in order to open the block for exploration activities on fast track basis. Thereafter, MPCL has embarked aggressive mega seismic plan of 1,487 Line km 2D to place exploration well for chasing hydrocarbon resources.

Seismic data acquisition campaign has commenced and so for 57 Line km 2D seismic data has been acquired as on October 10, 2019 in the block. To further expedite the seismic operations, MPCL is planning to deploy its another crew in the Western Part of the block to squeeze the overall project timelines to advance the drilling of first exploration well by February 2021, subject to acquisition of ~ 500 Line km 2D seismic data in Western Part of the Block. Otherwise, the first exploration well would spud-in by December 2021.

NON-OPERATED BLOCKS

KALCHAS BLOCK

G&G Activities

Currently, 207 Line Km 2D seismic data has been acquired by OGDCL's seismic crew as of October 10, 2019 against the planned acquisition of 306 Line Km firm and 119.5 Line Km contingent 2D seismic data as a part of commitment. The objective of data acquisition is to firm up identified two subsurface and one surface leads as prospects or otherwise. The said acquisition campaign is expected to complete by December 2019. Based on the results, first exploratory well is expected to be placed by October/November 2020.

KOHAT BLOCK

G&G Activities

Currently, reprocessing of 231 Sq Km of Jabbi 3D seismic data is in progress at OGDCL's processing center to evaluate additional leads. In-house post well evaluation / re-interpretation of Sheikhan 3D (87 Sq Km) is in progress to evaluate the upside potential in the vicinity of Togh-1 discovery.

Togh-1 Well

3rd exploratory well in Kohat block was spud-in on March 30, 2019 to test the hydrocarbon potential of Lumshiwal and Hangu (primary) and Lockhart and Samanasuk (secondary) formations. Based on wireline logs data and its integration with drilling and G&G data, zones for testing were selected against Lumshiwal and Hangu formations. During testing of Lumshiwal formation, the well flowed 12.7 MMSCFD gas and 240 Barrels per day condensate through 32/64" choke @ 2478 Psi Well Head Flowing Pressure (WHFP). Subsequently, drill stem test carried out against Hangu formation flowed 4.1 MMSCFD gas and 50 Barrels per day condensate through 32/64" choke size @ 760-823 Psi WHFP. The well has been completed against Lumshiwal formation. OGDCL is making efforts to bring the discovery on early production by end of January 2020.

BELA WEST BLOCK

Bela West X-1 Well

The first exploratory well in Bela West block was spud-in on November 26, 2018 to test the hydrocarbon potential of Branguli and Panjgur formations down to the total depth of ±5,000 meters (MD). Currently, 8-3/8" hole of ST-2 has been drilled down to the depth of 4,680 meters as of October 10, 2019. The drilling and testing of well is expected to complete by November 2019.

SHAH BANDAR BLOCK

G&G Activities

Reprocessing of 180 Sq Km Jabo 3D data is in progress at Western Geco, Cairo. Preliminary PSTM volume has been received and its interpretation is in progress. PSDM volume is expected in 2nd week of October 2019 to be followed by interpretation to firm up prospect or otherwise.

Efforts are being made to process Benari X-1 gas at Sujawal field processing facility to bring the well on production by June 2020.

EXPLORATION PORTFOLIO EXPANSION – LOCAL AND INTERNATIONAL

In order to achieve long term sustainability, growth and to target the replacement of depleting reserves, MPCL is aggressively pursuing to expand its exploration portfolios both locally as well as internationally.

Portfolio Expansion

Bela West: Directorate General of Petroleum Concessions (DGPC) has approved Deed of Assignment for transfer of Pakistan Petroleum Limited's 25% working interest to MPCL.

Local Blocks Evaluation

Evaluation of Blocks: Data review and due-diligence on prospective blocks with different E&P Companies for expansion of portfolios and new areas for bidding round are continued process at MPCL. As a part of said pursuance, currently, PPL's Kharan East and Kalat Blocks are being evaluated.

Application for New Blocks: New application over Hidan Block located in Kirthar Foldbelt has been submitted to DGPC for grant of exploration license.

Block Bidding Round 2018: Signing ceremony of Taung and Wali West Blocks PCAs is under discussion, which were provisionally awarded to MPCL based on 2018 block's bidding round.

International Blocks Evaluations

MPCL is continuously evaluating selected International Blocks/Countries for possible farm-in opportunities and acquisition of blocks & producing assets. Large data bank from different countries has been established and rigorously evaluated during the last few years.

Moreover, MPCL and PPL agreed to evaluate bid document for possibly joint bidding in Abu Dhabi's ADNOC Bid Round 2019. Data is being evaluated by MPCL, which will be followed by joint evaluation with PPL and then joint bidding can be pursued.

The data of producing/ discovered assets in Yemen with upside exploration potential and Tajikistan are being reviewed for possible farm-in opportunities.

Tullow Oil is being pursued again for possible farm-in opportunity in Peru, Cote d' Ivory and Argentina, subject to technical due diligence.

In addition, active bidding rounds in Gabon, Congo, Egypt and Uganda are being evaluated for screening of potential blocks and possible acquisition of working interest therein.

MARI SERVICES DIVISION (MSD)

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

Mari Seismic Services Unit (MSU)

Alpha Crew

MSU with its Alpha Crew has successfully completed Bannu West 3D Zipper-1 project by acquiring 640 Sq km area. Presently, Alpha Crew is acquiring Bannu West-3D project Zipper-II (210 Sq km). This was achieved besides, multi catastrophic incidents which couldn't deter the crew and it remained focused to achieve the desired objectives at the earliest.

Beta Crew

After successful completion of Zarghun South 2D seismic acquisition, Beta Crew mobilized to acquire 1,487 Line Km 2D in Block 28, which is situated in most challenging / security sensitive areas of Baluchistan.

Mari Drilling Services Unit (MDU)

MDU operates three drilling rigs including Rig Mari 1 (1500 HP), Rig Mari 2 (Sky Top) Brewster (300 HP) and Rig Mari 3 (2500 HP) with capacity to drill up to the depth of 8,000 meters.

Rig Mari 1 is under stacking at Daharki for maintenance work. Preparations are in progress for mobilization to spud upcoming Zarghun South-4 well in Baluchistan.

Rig Mari-2 is also under stacking at Daharki.

Rig Mari-3 has spud Miraj-1 in Ghauri block in May 2019. Presently, the rig has drilled to the depth of 4,561 meters.

MDU has drilled all the wells in record time without NPT (Non Productive Time) which is a major sign of high quality services being provided to the end user.

Mari Seismic Processing Services Center (MSPC)

MSPC has upgraded its processing systems from 96 core to 512 / 256 time and depth processing facility. This will help MSPC to provide time and depth processing services with better quality and less time period.

Currently MSPC is working on time processing of Bannu West-3D (850 Sq km), Sukkhur-3D (370 Sq km) and Block 28 (test line along with vintage data reprocessing of 1400 Line km).

CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY (CSR)

During the first quarter of financial year 2019-20, MPCL CSR strategy remained focused on provision of quality service delivery to its communities and sustainability of education, health and water related projects in and around its areas of operations.

CSR Budget (FY 2019- 20)

As per PCA, total budget allocation for social welfare schemes in the Company's operated Joint Venture blocks during financial year 2019-20 is Rs 60.33 million which has been deposited in the respective joint bank accounts. Annual CSR budget for Mari Field is Rs 134 million.

CSR at Joint Venture Blocks

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

Projects have been identified and concerned DCs have been requested to hold Social Welfare Committee meetings for utilization of production bonus and obligatory funds deposited in joint bank accounts with the respective DCs.

Free Medical Camps

Medical Camps are being organized for the communities, in and around MPCL areas of operations on weekly/monthly basis, fulfilling the basic healthcare requirements of the deprived communities, residing in the vicinity of our Fields.

Camps organized at Sujawal, Zarghun, Ghauri and Halini are a significant feature of CSR activities executed by the Company, where the specialist doctors including Medical, ENT, Skin, Surgical, Eye and Gynae specialists attend the Medical Camps.

NON-ADJUSTING EVENTS AFTER THE CONDENSED INTERIM STATEMENT OF FINANCIAL POSITION DATE

The Board of Directors in its meeting held on July 30, 2019 proposed (i) final cash dividend for the year ended June 30, 2019 @ Rs 2.0 per share, and (ii) issuance of Bonus Shares in ratio of one share for every ten shares held (i.e. 10%), for approval of the members in the Annual General Meeting (AGM). Subsequent to period end, the members have approved the same in their AGM held on October 22, 2019.

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 quarter resulting in uninterrupted production and supply of hydrocarbons to its customers. The Board also wishes to express its appreciation for continued assistance and cooperation received from the local administration at Daharki as well as at all the other locations, Provincial Governments, various departments of Federal Government especially the Ministry of Energy, Ministry of Finance, Oil and Gas Regulatory Authority, Directorates of Petroleum Concessions, Oil and Gas, Fauji Foundation, Oil & Gas Development Company Limited and law enforcement agencies.

For and on behalf of the Board

Lt Gen Ishfaq Nadeem Ahmad, HI (M), (Retd)
MANAGING DIRECTOR / CEO

Ayla Majid
DIRECTOR

Islamabad
October 22, 2019

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF FINANCIAL POSITION (UN-AUDITED)
AS AT SEPTEMBER 30, 2019

	Note	(Un-Audited) 30.09.2019	(Audited) 30.06.2019
		(Rupees in thousand)	
EQUITY AND LIABILITIES			
SHARE CAPITAL AND RESERVES			
Authorized capital			
250,000,000 (June 30, 2019: 250,000,000) ordinary shares of Rs 10 each		**2,500,000**	2,500,000
1,059,000,100 (June 30, 2019: 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	**1,212,750**	1,212,750
Undistributed percentage return reserve	6	**602,415**	602,415
Other reserves	7	**13,190,001**	13,190,001
Profit and loss account	8	**56,064,520**	48,601,563
		71,069,686	63,606,729
NON CURRENT LIABILITIES			
Deferred liabilities	9	**10,332,044**	10,057,962
CURRENT LIABILITIES			
Trade and other payables	10	**153,510,405**	140,372,206
Unclaimed dividend		**29,557**	32,563
Unpaid dividend		**5,040**	7,544
Provision for income tax		**7,823,475**	5,985,202
		161,368,477	146,397,515
CONTINGENCIES AND COMMITMENTS	11		
		242,770,207	220,062,206

The annexed notes 1 to 31 form an integral part of these condensed interim financial statements.

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

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

	Note	(Un-Audited) 30.09.2019	(Audited) 30.06.2019
		(Rupees in thousand)	
NON CURRENT ASSETS			
ASSETS			
Property, plant and equipment	12	**16,091,880**	16,176,231
Development and production assets	13	**12,508,054**	12,755,574
Exploration and evaluation assets	14	**7,687,974**	6,553,548
Long term loans, advances, deposits and prepayments		**339,725**	270,754
Deferred income tax asset		**520,046**	651,147
		37,147,679	36,407,254
CURRENT ASSETS			
Stores and spares		**2,749,476**	2,349,391
Trade debts	15	**162,228,036**	148,939,878
Short term investments	16	**21,786,259**	20,700,000
Loans, advances, prepayments and other receivables	17	**7,213,405**	5,029,865
Cash and bank balances		**11,645,352**	6,635,818
		205,622,528	183,654,952
		242,770,207	220,062,206

Ayla Majid
Director

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF PROFIT OR LOSS (UN-AUDITED)
FOR THE THREE MONTHS ENDED SEPTEMBER 30, 2019

	Note	**30.09.2019**	30.09.2018
		(Rupees in thousand)	
Gross sales to customers	18	**36,937,085**	27,128,905
Gas development surcharge		**5,788,683**	540,055
General sales tax		**3,735,963**	2,639,022
Excise duty		**479,568**	494,841
Gas infrastructure development cess		**9,084,023**	9,113,870
		19,088,237	12,787,788
Sales - net		**17,848,848**	14,341,117
Royalty		**2,256,164**	1,827,651
		15,592,684	12,513,466
Operating expenses	19	**3,254,626**	2,768,037
Exploration and prospecting expenditure	20	**2,042,819**	1,556,728
Other charges		**809,589**	586,923
		6,107,034	4,911,688
		9,485,650	7,601,778
Other income	21	**289,015**	119,880
Operating profit		**9,774,665**	7,721,658
Finance income	22	**1,182,665**	175,906
Finance cost	23	**248,375**	195,804
Profit before taxation		**10,708,955**	7,701,760
Provision for taxation	24	**3,245,998**	2,559,524
Profit for the period		**7,462,957**	5,142,236
			(Restated)
Earnings per share - basic and diluted			
Earnings per ordinary share (Rupees)	25	**55.94**	38.55
Distributable earnings per ordinary share (Rupees)	25	**1.51**	1.45

The annexed notes 1 to 31 form an integral part of these condensed interim financial statements.

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

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

Ayla Majid
Director

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF COMPREHENSIVE INCOME (UN-AUDITED)
FOR THE THREE MONTHS ENDED SEPTEMBER 30, 2019

	30.09.2019	30.09.2018
	(Rupees in thousand)	
Profit for the period	**7,462,957**	5,142,236
Other comprehensive income	**-**	-
Total comprehensive income for the period	**7,462,957**	5,142,236

The annexed notes 1 to 31 form an integral part of these condensed interim financial statements.

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

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

Ayla Majid
Director

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF CASH FLOWS (UN-AUDITED)
FOR THE THREE MONTHS ENDED SEPTEMBER 30, 2019

	Note	30.09.2019	30.09.2018
		(Rupees in thousand)	
Cash flows from operating activities			
Cash receipts from customers		**23,650,552**	14,423,584
Cash paid to the Government for Government levies		**(7,546,510)**	(5,012,148)
Cash paid to suppliers, employees and others		**(7,356,634)**	(3,434,404)
Income tax paid		**(1,276,624)**	(848,759)
Cash provided by operating activities		**7,470,784**	5,128,273
Cash flows from investing activities			
Capital expenditure		**(1,683,847)**	(1,531,804)
Interest received		**314,873**	245,804
Cash used in investing activities		**(1,368,974)**	(1,286,000)
Cash flows from financing activities			
Redemption of preference shares		**(497)**	(618)
Finance cost paid		**(10)**	(12)
Dividends paid		**(5,510)**	(1,881)
Net cash flow from financing activities		**(6,017)**	(2,511)
Increase in cash and cash equivalents		**6,095,793**	3,839,762
Cash and cash equivalents at beginning of the period		**27,335,818**	15,706,262
Cash and cash equivalents at end of the period	26	**33,431,611**	19,546,024

The annexed notes 1 to 31 form an integral part of these condensed interim financial statements.

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

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

Ayla Majid
Director

CONDENSED INTERIM STATEMENT OF CHANGES IN EQUITY (UN-AUDITED)
FOR THE THREE MONTHS ENDED SEPTEMBER 30, 2019

			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, 2018 (Audited)	**1,102,500**	**613,109**	**10,590,001**	**1,600,000**	**26,286,128**	**40,191,738**
Total comprehensive income for the period:						
Profit for the period	-	-	-	-	5,142,236	5,142,236
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	5,142,236	5,142,236
Balance as at September 30, 2018 (Un-Audited)	**1,102,500**	**613,109**	**10,590,001**	**1,600,000**	**31,428,364**	**45,333,974**
Total comprehensive income for the period:						
Profit for the period	-	-	-	-	19,184,852	19,184,852
Other comprehensive loss	-	-	-	-	(151,372)	(151,372)
	-	-	-	-	19,033,480	19,033,480
Final cash dividend for the year ended June 30, 2018 @ Rs 2.50 per share *	-	(171,990)	-	-	(103,635)	(275,625)
First interim cash dividend for the year ended June 30, 2019 @ Rs 4.00 per share *	-	-	-	-	(485,100)	(485,100)
Issuance of bonus shares *	110,250	(110,250)	-	-	-	-
Transfer from profit and loss account to undistributed percentage return reserve	-	271,546	-	-	(271,546)	-
Transfer from profit and loss account to self insurance reserve	-	-	-	1,000,000	(1,000,000)	-
Balance as at June 30, 2019 (Audited)	**1,212,750**	**602,415**	**10,590,001**	**2,600,000**	**48,601,563**	**63,606,729**
Total comprehensive income for the period:						
Profit for the period	-	-	-	-	7,462,957	7,462,957
Other comprehensive income	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	7,462,957	7,462,957
Balance as at September 30, 2019 (Un-Audited)	**1,212,750**	**602,415**	**10,590,001**	**2,600,000**	**56,064,520**	**71,069,686**

* Distribution to owners - recorded directly in equity

The annexed notes 1 to 31 form an integral part of these condensed interim financial statements.

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

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

Ayla Majid
Director

NOTES TO THE CONDENSED INTERIM FINANCIAL STATEMENTS (UN-AUDITED) FOR THE THREE MONTHS ENDED SEPTEMBER 30, 2019

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 (subsequently replaced with the Companies Act, 2017). 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

These condensed interim financial statements of the Company have been prepared in accordance with the accounting and reporting standards as applicable in Pakistan for interim financial reporting. The accounting and reporting standards as applicable in Pakistan for interim financial reporting comprise of International Accounting Standard (IAS) 34, "Interim Financial Reporting", issued by the International Accounting Standards Board (IASB) as notified under the Companies Act, 2017 and provisions of and directives issued under the Companies Act, 2017. Where the provisions of and directives issued under the Companies Act, 2017 differ with the requirements of IAS 34, the provisions of and directives issued under the Companies Act, 2017 have been followed.

The disclosures in these condensed interim financial statements do not include the information reported for full annual financial statements and should therefore be read in conjunction with the financial statements of the Company for the year ended June 30, 2019.

3. ACCOUNTING POLICIES

The accounting policies, significant judgements made in the application of accounting policies, key sources of estimations and the methods of computation adopted in the preparation of these condensed interim financial statements are the same as those applied in the preparation of the financial statements for the year ended June 30, 2019.

The management believes that standards, amendments to published standards and interpretations that became effective from July 1, 2019 do not have any significant effect on the condensed interim financial statements.

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

	(Un-Audited) 30.09.2019	(Audited) 30.06.2019
	(Rupees in thousand)	
5. ISSUED, SUBSCRIBED AND PAID UP CAPITAL		
24,850,007 (June 30, 2019: 24,850,007) ordinary shares of Rs 10 each issued for cash	**248,500**	248,500
11,899,993 (June 30, 2019: 11,899,993) ordinary shares of Rs 10 each issued for consideration other than cash	**119,000**	119,000
84,525,000 (June 30, 2019: 84,525,000) ordinary shares of Rs 10 each issued as bonus shares	**845,250**	845,250
	1,212,750	1,212,750

5.1 The Board of Directors in its meeting held on July 30, 2019 proposed issuance of bonus shares in ratio of one share for every ten shares held (i.e. 10%) for approval of the members in the Annual General Meeting (AGM). Subsequent to September 30, 2019, the members have approved the same in their AGM held on October 22, 2019. The impact of these bonus shares has not been adjusted in the issued, subscribed and paid up share capital of the Company in these condensed interim financial statements except for in the calculation of Earnings Per Share as referred to in Note 25.

669,200 bonus shares have not been issued as at September 30, 2019 due to pending resolution of issue relating to deduction of withholding tax on issuance of bonus shares (June 30, 2019: 669,200 bonus shares).

6. UNDISTRIBUTED PERCENTAGE RETURN RESERVE

	(Un-Audited) Three months ended 30.09.2019	(Audited) Year ended 30.06.2019
	(Rupees in thousand)	
Opening balance	**602,415**	613,109
Transferred from profit and loss account	**-**	271,546
Bonus shares issued	**-**	(110,250)
Final dividend for the year ended June 30, 2018	**-**	(171,990)
Closing balance	**602,415**	602,415

6.1 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) 30.09.2019	(Audited) 30.06.2019
7. OTHER RESERVES		(Rupees in thousand)	
Capital redemption reserve fund	7.1	**10,590,001**	10,590,001
Self insurance reserve	7.2	**2,600,000**	2,600,000
		13,190,001	13,190,001

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

7.2 The Company has set aside a specific capital reserve for self insurance of general assets, vehicles and personal accident for security personnel and is keeping such reserve for deductibles against insurance claims.

8. PROFIT AND LOSS ACCOUNT

	Note	(Un-Audited) 30.09.2019	(Audited) 30.06.2019
		(Rupees in thousand)	
Undistributed return	8.1	**205,179**	3,197
Unappropriated balance		**55,859,341**	48,598,366
		56,064,520	48,601,563

8.1 This represents the balance amount of distributable return to shareholders on account of increase in hydrocarbons production.

	Note	(Un-Audited) 30.09.2019	(Audited) 30.06.2019
		(Rupees in thousand)	
9. DEFERRED LIABILITIES			
Provision for decommissioning cost		**9,355,224**	9,111,825
Provision for employee benefits - unfunded		**678,078**	660,160
Provision for compensated leave absences		**298,742**	285,977
		10,332,044	10,057,962
10. TRADE AND OTHER PAYABLES			
Creditors		**2,746,144**	2,647,125
Accrued liabilities		**2,685,102**	3,359,436
Joint operating partners		**2,411,871**	2,392,598
Retention and earnest money deposits		**68,364**	61,193
Gratuity funds		**220,443**	1,007,598
Provident fund		**-**	19,367
Gas development surcharge		**15,723,451**	11,633,546
General sales tax		**9,413,578**	8,716,160
Excise duty		**154,317**	160,201
Gas Infrastructure Development Cess (GIDC)	10.1	**117,124,447**	108,040,424
Royalty		**1,357,066**	1,248,526
Redeemable preference shares	10.2	**115,158**	115,655
Profit accrued on redeemable preference shares		**10,102**	10,112
Deferred income		**207,043**	324,455
Workers' Welfare Fund		**625,246**	463,730
Workers' Profit Participation Fund		**648,073**	172,080
		153,510,405	140,372,206

10.1 This includes amounts withheld by fertilizer companies due to Gas Infrastructure Development Cess (GIDC) matter subjudice in the apex courts.

10.2 5,335,946 preference shares have not been issued as at September 30, 2019 due to pending resolution of issue relating to deduction of withholding tax on issuance of bonus shares (June 30, 2019: 5,335,946 preference shares). Further, 6,179,828 preference shares have not been claimed/redeemed by certain minority shareholders as at September 30, 2019 (June 30, 2019: 6,229,557 preference shares).

		(Un-Audited) 30.09.2019	(Audited) 30.06.2019
11.	**CONTINGENCIES AND COMMITMENTS**	**(Rupees in thousand)**	
11.1	**Commitments for capital expenditure:**		
	Share in joint operations	**10,010,483**	10,269,551
	Mari field and Rigs	**2,023,965**	2,804,430
		12,034,448	13,073,981

		(Un-Audited) Three months ended 30.09.2019	(Audited) Year ended 30.06.2019
		(Rupees in thousand)	
12.	**PROPERTY, PLANT AND EQUIPMENT**		
	Opening book value	**12,808,164**	10,269,436
	Movement during the period / year:		
	Additions	**508,616**	2,814,498
	Tangible assets transferred from development and production assets - cost	**-**	1,035,204
	Revision due to change in estimates of provision for decommissioning cost	**-**	341,278
	Net book value of disposals	**-**	(12,866)
	Depreciation charge	**(522,563)**	(1,639,386)
		(13,947)	2,538,728
		12,794,217	12,808,164
	Add: Capital work in progress	**1,333,885**	1,421,393
	Add: Stores and spares held for capital expenditure	**1,963,778**	1,946,674
	Closing book value	**16,091,880**	16,176,231

	(Un-Audited) Three months ended 30.09.2019	(Audited) Year ended 30.06.2019
	(Rupees in thousand)	
13. DEVELOPMENT AND PRODUCTION ASSETS		
Opening book value	**12,755,574**	11,886,872
Movement during the period / year:		
Additions	**141,750**	3,199,687
Tangible assets transferred to property, plant and equipment - cost	**-**	(1,035,204)
Transferred from exploration and evaluation assets	**-**	676,465
Stores and spares held for capital expenditure transferred to property, plant and equipment	**-**	(19,257)
Left over inventory transferred to stores and spares	**-**	(41,231)
Revision due to change in estimates of provision for decommissioning cost	**-**	(336,186)
Amortization charge	**(389,270)**	(1,575,572)
	(247,520)	868,702
Closing book value	**12,508,054**	12,755,574
14. EXPLORATION AND EVALUATION ASSETS		
Opening book value	**6,553,548**	2,689,549
Movement during the period / year:		
Additions	**1,134,426**	4,740,662
Transfer to development and production assets	**-**	(676,465)
Stores and spares held for capital expenditure transferred to property, plant and equipment	**-**	(47,496)
Revision due to change in estimates of provision for decommissioning cost	**-**	160,619
Cost of dry and abandoned wells written off	**-**	(313,321)
	1,134,426	3,863,999
Closing book value	**7,687,974**	6,553,548

15. TRADE DEBTS

	(Un-Audited) 30.09.2019	(Audited) 30.06.2019
	(Rupees in thousand)	
Due from associated companies - considered good		
Fauji Fertilizer Company Limited	**59,667,834**	54,024,034
Foundation Power Company Daharki Limited	**7,397,687**	5,962,244
	67,065,521	59,986,278
Due from others - considered good		
Fatima Fertilizer Company Limited	**43,281,042**	41,066,247
Engro Fertilizer Limited	**19,076,410**	16,828,625
Pak Arab Fertilizers Limited	**2,016**	246
Sui Southern Gas Company Limited	**4,545,893**	4,625,461
Sui Northern Gas Pipelines Limited	**1,030,933**	1,872,400
Central Power Generation Company Limited	**26,531,663**	23,807,948
Byco Petroleum Pakistan Limited	**328**	49,192
National Refinery Limited	**57,886**	88,191
Attock Refinery Limited	**456,774**	429,657
Pakistan Refinery Limited	**100,007**	101,687
EGAS (Private) Limited	**33,188**	34,784
Pak Arab Refinery Limited	**24,250**	26,288
Petrosin CNG (Private) Limited	**22,125**	22,874
	162,228,036	148,939,878

15.1 Trade debts due from associated companies are net of provision for doubtful debts amounting to Rs 238.00 million (June 30, 2019: Rs 238.00 million).

15.2 Trade debts include amounts withheld by fertilizer companies amounting to Rs 117,654 million (June 30, 2019: Rs 108,784 million) due to Gas Infrastructure Development Cess (GIDC) matter subjudice in the apex courts, resulting in a corresponding payable to the Government of Pakistan.

16. SHORT TERM INVESTMENTS

	Note	(Un-Audited) 30.09.2019	(Audited) 30.06.2019
		(Rupees in thousand)	
At amortised cost			
- Local currency term deposits with banks	16.1	**21,286,259**	20,700,000
At fair value through profit or loss			
- Mutual Funds		**500,000**	-
		21,786,259	20,700,000

16.1 They have a maximum maturity period of 3 months, carrying profit ranging from 12.55% to 14.00% (June 30, 2019: 12.05% to 13.10%) per annum.

17. LOANS, ADVANCES, PREPAYMENTS AND OTHER RECEIVABLES

	(Un-Audited) 30.09.2019	(Audited) 30.06.2019
	(Rupees in thousand)	
Advances to suppliers and employees	**3,011,396**	2,356,210
Receivables from joint operating partners	**2,711,739**	2,396,250
Short term prepayments	**616,656**	92,919
Interest accrued	**807,822**	105,747
Others	**65,792**	78,739
	7,213,405	5,029,865

	Note	30.09.2019	30.09.2018
		(Rupees in thousand)	
18. GROSS SALES TO CUSTOMERS			
Sale of:			
Gas	18.1	**36,165,002**	26,289,526
Crude Oil	18.2	**573,773**	624,864
Less: Transportation charges		**12,187**	16,660
		561,586	608,204
Condensate	18.3	**186,006**	219,471
Less: Transportation charges		**3,877**	6,437
		182,129	213,034
Own consumption		**28,368**	18,141
		36,937,085	27,128,905

18.1 This represents sale of gas as per details below:

	30.09.2019	30.09.2018
Mari field	**33,564,763**	24,196,824
Sujawal block	**1,543,709**	1,240,966
Zarghun field	**391,487**	328,428
Hala block	**427,180**	272,827
Karak block	**229,786**	236,375
Sukkur block	**8,077**	14,106
	36,165,002	26,289,526

18.2 This represents sale of crude oil as per details below:

	30.09.2019	30.09.2018
Karak block	**408,097**	489,055
Ghauri block	**165,676**	135,809
	573,773	624,864

18.3 This represents sale of condensate as per details below:

	30.09.2019	30.09.2018
Mari field	**39,720**	38,960
Sujawal block	**95,774**	110,801
Hala block	**23,795**	23,068
Zarghun field	**1,556**	1,535
Karak block	**25,161**	45,107
	186,006	219,471

18.4 Sale of gas includes sale from Mari field, Zarghun field, Hala block, Karak block, Sukkur block and Aqeeq well of Sujawal block invoiced on provisional prices. There may be adjustment in sales upon issuance of final wellhead prices notification by Oil and Gas Regulatory Authority (OGRA).

	Note	30.09.2019	30.09.2018
		(Rupees in thousand)	
19. OPERATING EXPENSES			
Salaries, wages and benefits	**19.1**	**1,593,267**	1,311,056
Rent, rates and taxes		**182,797**	87,455
Legal and professional services		**15,694**	6,401
Fuel, light, power and water		**70,098**	55,462
Maintenance and repairs		**163,732**	131,361
Insurance		**24,398**	12,344
Depreciation		**306,886**	238,542
Amortization		**389,270**	518,636
Employees medical and welfare		**104,971**	80,805
Field and other services		**403,201**	391,664
Travelling		**25,498**	36,384
Communications		**5,135**	8,694
Printing and stationery		**2,910**	2,544
Office supplies		**4,400**	4,303
Licences and equipment maintenance		**35,394**	44,421
Auditor's remuneration		**-**	183
Mobile dispensary and social welfare		**113,583**	49,197
Training		**43,884**	33,689
Advertisement		**7,716**	2,182
Books and periodicals		**207**	164
Public relations and social activities		**2,072**	1,690
Data purchase		**40,656**	-
Directors' fee and expenses		**5,253**	4,170
Subscriptions		**3,080**	637
Miscellaneous		**3,695**	12,246
		3,547,797	3,034,230
Less: Recoveries from joint operating partners		**293,171**	266,193
		3,254,626	2,768,037

Operating expenses include expenses (excluding depreciation and amortization) relating to joint operations as follows:

Karak block	**101,465**	112,537
Sujawal block	**96,809**	73,805
Hala block	**87,614**	49,628
Zarghun field	**60,181**	55,780
Ghauri block	**98,881**	48,624
Sukkur block	**14,643**	26,536
Ziarat block	**28,444**	-
Kohat block	**678**	-
	488,715	366,910

19.1 It includes employee benefits in respect of management and non-management gratuity, provident fund, non-management pension, management post retirement leaves and management post retirement medical amounting to Rs 180.71 million, Rs 18.26 million, Rs 5.09 million, Rs 10.78 million and Rs 2.95 million (September 2018: Rs 48.89 million, Rs 17.03 million, Rs 2.11 million, Rs 8.40 million and Rs 1.90 million respectively).

		Note	30.09.2019	30.09.2018
			(Rupees in thousand)	
20.	**EXPLORATION AND PROSPECTING EXPENDITURE**			
	Mari field		**6,723**	48,577
	Joint operations			
	Prospecting expenditure		**2,036,096**	1,008,151
	Impairment of well cost		**-**	500,000
			2,036,096	1,508,151
			2,042,819	1,556,728
21.	**OTHER INCOME**			
	Mari Seismic Unit income - net	**21.1**	**409,378**	85,542
	Mari Drilling Unit (loss) / income - net	**21.2**	**(137,839)**	25,135
	Mari Seismic Processing Centre income - net	**21.3**	**5,736**	5,081
	Line heaters rental income		**1,625**	1,864
	Miscellaneous		**10,115**	2,258
			289,015	119,880
21.1	**Break-up of Mari Seismic Unit income - net is as follows:**			
	Income:			
	Mari Seismic Unit income		**723,327**	340,936
	Interest income on bank deposits		**10,952**	14
			734,279	340,950
	Less: Expenses			
	Operating expenses		**274,176**	214,962
	Depreciation of property and equipment		**38,457**	40,438
	Finance cost		**12,268**	8
			324,901	255,408
			409,378	85,542
21.2	**Break-up of Mari Drilling Unit (loss) / income - net is as follows:**			
	Income:			
	Rig rental income		**74,860**	164,964
	Less: Expenses			
	Operating expenses		**186,854**	115,391
	Depreciation of property and equipment		**25,845**	24,438
			212,699	139,829
			(137,839)	25,135
21.3	**Break-up of Mari Seismic Processing Centre income - net is as follows:**			
	Income:			
	Mari Seismic Processing Centre income		**28,059**	30,389
	Less: Expenses			
	Operating expenses		**21,624**	24,344
	Depreciation of property and equipment		**699**	964
			22,323	25,308
			5,736	5,081

		30.09.2019	30.09.2018
		(Rupees in thousand)	
22.	**FINANCE INCOME**		
	Interest income on bank deposits	**318,469**	150,582
	Interest income on short term investments	**687,527**	117,033
	Exchange gain / (loss)	**176,669**	(91,709)
		1,182,665	175,906
23.	**FINANCE COST**		
	Unwinding of discount on provision for decommissioning cost	**243,399**	191,544
	Interest on Workers' Profit Participation Fund	**4,031**	3,714
	Bank charges	**945**	546
		248,375	195,804
24.	**PROVISION FOR TAXATION**		
	Current	**3,114,897**	2,606,738
	Deferred	**131,101**	(47,214)
		3,245,998	2,559,524

		30.09.2019	30.09.2018
25.	**EARNINGS PER SHARE - BASIC AND DILUTED**		(Restated)
	Profit for the period (Rupees in thousand)	**7,462,957**	5,142,236
	Distributable earnings (Rupees in thousand)	**201,982**	193,006
	Number of shares outstanding includes bonus shares @ 10%, approved by the shareholders in their Annual General Meeting held on October 22, 2019 (in thousand)	**133,403**	133,403
	Earnings per ordinary share (in Rupees)	**55.94**	38.55
	Distributable earnings per ordinary share (in Rupees)	**1.51**	1.45

There is no dilutive effect on the basic earnings per ordinary share of the Company.

Total number of shares outstanding and earnings per share for the period ended September 30, 2018 have been restated taking into account the effect of bonus shares.

25.1 Distributable earnings reflect return to shareholders for the period ended September 30, 2019 @ 44.51% (three months ended September 30, 2018: 45.00%) per annum on shareholders' funds as referred to in the "Revised Agreement".

26. CASH AND CASH EQUIVALENTS

For the purpose of condensed interim statement of cash flows, cash and cash equivalents comprise the following:

	Un-Audited	Un-Audited
	30.09.2019	30.09.2018
	(Rupees in thousand)	
Cash and bank balances	**21,786,259**	12,246,249
Short term investments	**11,645,352**	7,299,775
	33,431,611	19,546,024

27. TRANSACTIONS WITH RELATED PARTIES

RELATED PARTIES

The related parties of the Company comprise of entities having significant influence over the Company, employees' retirement funds and key management personnel. Key management personnel are those persons having authority and responsibility for planning, directing and controlling the activities of the Company directly or indirectly. The Company considers its Chief Executive and Directors to be key management personnel.

Nature of relationship	Nature of balance	Un-Audited 30.09.2019	Audited 30.06.2019
		(Rupees in thousand)	
Entities with significant influence over the Company			
Fauji Foundation	Dividend payable	**9,526**	9,526
OGDCL	Dividend payable	**4,763**	4,763
	Share (various fields/blocks) payable	**326,033**	251,668
	Share (various fields/blocks) receivable	**450,733**	441,245

		30.09.2019	30.09.2018
		(Rupees in thousand)	
Fauji Foundation	Corporate Social Responsibility	**60,000**	17,000
Employees' retirement funds			
Gratuity funds (Management and Non-Management)	Contribution	**1,007,598**	399,289
Provident fund	Contribution	**20,751**	12,656
Key management personnel			
Chief Executive	Remuneration and allowances	**9,182**	7,763
Directors	Fee and reimbursable expenses	**5,253**	4,170

	Un-Audited 30.09.2019	Audited 30.06.2019
ASSOCIATED COMPANIES		
Askari Bank Limited	(Rupees in thousand)	
Bank balances	**3,509,358**	4,631,566
Short term investments	**-**	3,500,000
Interest accrued	**194,113**	39,913

Amounts receivable from / payable to related parties have been disclosed in relevant notes to these financial statements.

28. OPERATING SEGMENTS

28.1 Basis of segmentation

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

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

28.2 Information about reportable segments

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

	Exploration and Production	Mari Seismic Unit	Mari Drilling Unit	Total
	---------- (Rupees in thousand) ----------			
Period ended September 30, 2019				
Revenue from external customers	36,937,085	723,327	74,860	**37,735,272**
Inter-segment revenue	-	924,290	142,244	**1,066,534**
	36,937,085	1,647,617	217,104	**38,801,806**
Operating expenses	2,558,470	729,082	287,388	**3,574,940**
Depreciation and amortization	696,156	158,592	56,386	**911,134**
Other income	17,476	-	-	**17,476**
Finance income	1,182,665	10,952	-	**1,193,617**
Finance cost	248,375	12,268	-	**260,643**
Profit / (loss) before taxation	10,437,416	758,627	(126,670)	**11,069,373**
Period ended September 30, 2018				
Revenue from external customers	27,128,905	340,936	164,964	**27,634,805**
Inter-segment revenue	-	416,699	357,905	**774,604**
	27,128,905	757,635	522,869	**28,409,409**
Operating expenses	2,010,859	463,098	272,038	**2,745,995**
Depreciation and amortization	757,178	89,862	67,038	**914,078**
Impairment of amortization	500,000	-	-	**500,000**
Other income	9,203	-	-	**9,203**
Finance income	175,906	14	-	**175,920**
Finance cost	195,804	8	-	**195,812**
Profit before taxation	7,591,083	204,681	183,793	**7,979,557**

28.3 Reconciliation of segments' revenue and profit before taxation

		30.09.2019	30.09.2018
		(Rupees in thousand)	
i)	Revenue from reportable segments	**38,801,806**	28,409,409
	Elimination of inter-segment revenue - Mari Seismic Unit	**(924,290)**	(416,699)
	Elimination of inter-segment revenue - Mari Drilling Unit	**(142,244)**	(357,905)
	Revenue of the Company	**37,735,272**	27,634,805
ii)	Revenue of the Company comprises:		
	- Gross sales to customers	**36,937,085**	27,128,905
	- Mari Seismic Unit - other income	**723,327**	340,936
	- Mari Drilling Unit - other income	**74,860**	164,964
		37,735,272	27,634,805
iii)	Profit before taxation from reportable segments	**11,069,373**	7,979,557
	Elimination of inter-segment profit - Mari Seismic Unit	**(349,249)**	(119,139)
	Elimination of inter-segment profit - Mari Drilling Unit	**(11,169)**	(158,658)
	Profit before taxation of the Company	**10,708,955**	7,701,760

28.4 Other information

Revenue from external customers for products of the Company is disclosed in note 18.

Revenue from major customers of the Company constitutes 98% of the total revenue during the period ended September 30, 2019 (September 30, 2018: 97%).

29. CORRESPONDING FIGURES

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

Statement of Financial position	Rupees in thousand
Expenditure reclassified to "Other income" from "Exploration and prospecting expenditure"	119,139
Exchange loss reclassified to "Finance income" from "Finance cost"	91,709

30. NON - ADJUSTING EVENTS AFTER THE CONDENSED INTERIM STATEMENT OF FINANCIAL POSITION DATE

The Board of Directors in its meeting held on July 30, 2019 proposed (i) final cash dividend for the year ended June 30, 2019 @ Rs 2.0 per share, and (ii) issuance of Bonus Shares in ratio of one share for every ten shares held (i.e. 10%), for approval of the members in the Annual General Meeting (AGM). Subsequent to period end, the members have approved the same in their AGM held on October 22, 2019.

31. DATE OF AUTHORIZATION FOR ISSUE

These condensed interim financial statements were authorized for issue by the Board of Directors of the Company on October 22, 2019.

Muhammad Asif
General Manager Finance / CFO

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

Ayla Majid
Director

ماری پٹرولیم کمپنی لمیٹڈ

ڈائریکٹرز رپورٹ

ہم 30 ستمبر 2019 کو ختم ہونے والے 3 ماہ کے ڈائریکٹرز کے جائزے کے ساتھ مالیاتی گوشوارے پیش کرنے پر خوشی محسوس کر رہے ہیں۔

مالیاتی نتائج

زیر جائزہ سہ ماہی کے لیے مجموعی سیل کی رقم 36,937 ملین روپے ہے جبکہ گزشتہ سال اس مماثل مدت کے دوران یہ رقم 27,129 ملین روپے تھی۔ اس سہ ماہی کے لیے خالص سیلز کی رقم 17,849 ملین روپے رہے جبکہ گزشتہ سال اسی مماثل مدت کے دوران یہ رقم 14,341 ملین روپے تھی۔ یہ اضافہ قیمت فروخت میں اضافے کی وجہ سے ہے۔

پہلی سہ ماہی کے مالیاتی گوشواروں میں آپریشنز کے نتائج 7,463 ملین روپے کا منافع ظاہر کر رہے ہیں جبکہ اسی مماثل مدت کے دوران 5,142 ملین روپے کا منافع ہوا تھا۔ خالص سیلز 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 اور ٹیکس کی ادائیگی کی وجہ سے متاثر ہوا۔ کمپنی کی طرف سے قومی خزانے کو پہنچایا جانے والا اضافہ بڑھ کر 25,200 ملین روپے ہو گیا جو کہ پچھلے سال کی مماثل مدت کے دوران 17,769 ملین روپے تھا۔

فی حصص آمدن 55.94 روپے فی حصص رہی جبکہ گزشتہ سال مماثل مدت کے دوران یہ رقم 38.55 روپے فی حصص تھی۔ قابل تقسیم منافع کی بنیاد پر فی حصص آمدن مماثل مدت کے لیے 1.45 روپے فی حصص سے بڑھ کر 1.51 روپے فی حصص ہو گئی۔

اس مدت کے دوران شیئر ہولڈرز کے لیے پیداوار کی بنیاد پر منافع کی شرح 44.51 فیصد سالانہ رہی۔

آپریشنز/منصوبے

کمپنی نے ماری فیلڈ سے 30 ستمبر 2019ء کو ختم ہونے والی سہ ماہی کے دوران اپنے تمام صارفین کو بلا تعطل گیس کی فراہمی جاری رکھی۔

ماری فیلڈ میں مجموعی طور پر 62738MMSCF گیس اور 3,811 بیرل کنڈنسیٹ (41 بیرل یومیہ) کی پیداوار ہوئی جبکہ اسی مماثل مدت کے دوران اس کے مقابلے میں صارفین کی ضروریات/اخراج کے مطابق 682MMSCF کی روزانہ اوسط کے حساب سے 64,117MMSCF گیس اور 3,835 بیرل کنڈنسیٹ
(42 بیرل یومیہ) کی پیداوار ہوئی تھی۔ 697MMSCF کی روزانہ اوسط کے حساب سے

علاوہ ازیں اِس مدت کے دوران مشترکہ کاروباری معاہدوں کے ذریعے MMSCF2,494 گیس (27MMSCF یومیہ) 19,675 بیرل کنڈنسیٹ (214 بیرل یومیہ)، 75,457 بیرل خام تیل (820 بیرل یومیہ) کی پیداوار ہوئی اور اسے مشترکہ منصوبوں کے تحت فروخت کیا گیا جبکہ اسی تقابلی مدت کے دوران، MMSCF 3,073 گیس (33MMSCF یومیہ)، 25,744 بیرل کنڈنسیٹ (280 بیرل یومیہ) اور 89,663 بیرل خام تیل (975 بیرل یومیہ) کی پیداوار ہوئی تھی اور اسے فروخت کیا گیا تھا۔

کمپنی کے صارفین میں اینگرو فرٹیلائزر کمپنی لمیٹڈ، فوجی فرٹیلائزر کمپنی لمیٹڈ، فاطمہ فرٹیلائزر کمپنی لمیٹڈ، فاؤنڈیشن پاور کمپنی ڈہرکی لمیٹڈ، سنٹرل پاور جنریشن کمپنی لمیٹڈ، سوئی ناردرن گیس پائپ لائنز کمپنی لمیٹڈ، سوئی ساؤتھرن گیس کمپنی لمیٹڈ، اٹک ریفائنری لمیٹڈ، نیشنل ریفائنری لمیٹڈ، پاکستان ریفائنری لمیٹڈ، پاک عرب ریفائنری لمیٹڈ، EGAS (پرائیویٹ) لمیٹڈ، پیٹروسن سی این جی (پرائیویٹ) لمیٹڈ اور فاؤنڈیشن گیس شامل ہیں۔

تلاش، آپریشنل اور ترقیاتی سرگرمیاں

2019-20ء کی منصوبہ بندی میں شامل کنویں (فعال اور غیر فعال)

فعال بلاکس اور D&P لیز

کنواں	قسم	بلاک/فیلڈ	کیفیت
معراج-1	آزمائشی	غوری	کھدائی کا کام جاری ہے
سرغر X-1	آزمائشی	کرک	16 اگست 2018ء کو کنویں کی جگہ کی نشاندہی کی گئی، کھدائی کا کام مئی 2020ء میں ہونے کی توقع ہے

پہلا آزمائشی کنواں	آزمائشی	بنوں ویسٹ	جون 2020ء میں زیر-1 سے 3 ڈی ڈیٹا کی پروسیسنگ، تشریح اور امکانات کا جائزہ لینے کے بعد کھدائی کا کام شروع ہونے کی توقع ہے، تاہم پہلے تعمیراتی کام مکمل ہونا ضروری ہے
زرغون ساؤتھ-4	ترقیاتی	زرغون ساؤتھ فیلڈ	22 ستمبر 2019ء کو کنویں کی جگہ کی نشاندہی کی گئی، کھدائی کا کام نومبر/دسمبر 2019ء میں ہونے کی توقع ہے
شہباز نارتھ	آزمائشی	ماری فیلڈ	مارچ 2020ء میں کھدائی شروع ہونے کی توقع ہے
پراسپیکٹ 7/3، لوئر گورو (ہنگامی)	آزمائشی	ماری فیلڈ	جاری سٹڈیز کی بنیاد پر امکانات کو خطرات سے پاک کرنے کے بعد اپریل 2020ء میں کھدائی کا کام شروع ہونے کی توقع ہے

غیر فعال بلاکس

کنواں	قسم	بلاک/فیلڈ	کیفیت
بیلا ویسٹ X-1 ایس ٹی-2	آزمائشی	بیلا ویسٹ	10 اکتوبر 2019ء تک کنواں 4,680 میٹر تک کھودا جا چکا ہے
ٹوغ-1	آزمائشی	کوہاٹ	لمشوال اور ہنگو فارمیشنز سے گیس اور کنڈینسیٹ دریافت ہوا ہے
آٹھواں آزمائشی کنواں (ہنگامی)	آزمائشی	ہالا	امکانات کو خطرات سے پاک کرنے اور دیگر احتیاطی اقدامات کرنے کے بعد کنویں کی کھدائی کا کام فروری 2020ء میں شروع ہونے کی توقع ہے

فعال بلاکس اور D&P لیز

ماری D&P لیز

G&G اسٹڈیز

میسرز GRI چین کی جانب سے 1,079 مربع کلومیٹر 3D سیسمک ڈیٹا کی وقت کے ساتھ گہرائی کی تبدیلی (PSDM) کی

پروسیسنگ کے نتائج موصول ہوچکے ہیں۔PSTMاور PSDM ری پروسیسنگ کا مقصد ذخائر کی مختلف سطحوں پر شناخت کردہ امکانات کو خطرات سے پاک کرنا ہے۔ سیڈی منٹولوجی سٹڈی اور جیو کیمیکل سٹڈی کا کام میسرز CGG برطانیہ اور میسرز Weatherford میں بالترتیب جاری ہےتا کہ آزمائشی کنوؤں کی تنصیب سے قبل ان پراسپکٹس میں لوئر گورو اور سمبار کے SUL, Sand-BSML, کے ذخائر کی تقسیم کے متعلقہ خطرات کو کم کیا جاسکے۔

ماری D&P لیز میں سرگرمیاں

حبیب راہی لائم سٹون ذخائر میں TPS گدو سے گیس کی مقدار کم ہو جانے کے باعث 577.5MMSCFD کی اضافی قیمت برقرار رکھنا مشکل ہوگیا ہے۔اس اضافی قیمت کو برقرار رکھنے کے لیے کمپنی نے ڈاؤن سٹریم کسٹمرز یعنی کھاد اور توانائی کے شعبے کے ساتھ قریبی رابطہ برقرار رکھا ہے۔منصوبہ بندی کے مطابق کی جانے والی تعمیر و مرمت کی سرگرمیوں کے باوجود کچھ کسٹمرز کم لوڈ پر رکھے گئے ہیں کیونکہ NTDC کی جانب سے کم بجلی طلب کی جا رہی ہے۔ بہاؤ کے بہتر انتظام کی بدولت کم طلب کے حامل کسٹمر سے گیس دوسرے کسٹمر کو منتقل کی جا رہی ہے۔ بہاؤ کے حوالے سے ان انتظامات کی بدولت کمپنی مجموعی طور پر 92 دنوں، یعنی یکم جولائی 2019ء سے 30 ستمبر 2019ء میں سے 98 فیصد کے لیے اضافی قیمت برقرار رکھنے میں کامیاب ہوئی ہے، اس طرح اضافی قیمت پر 9,483MMSCF گیس فروخت کی گئی۔

قدرتی وسائل کے بدلتے حجم کو مستعدی سے استعمال کرنے کی ضرورت

کمپنی کے لیے یہ انتہائی اہم چکا ہے کہ اضافی قیمت کو برقرار رکھنے کے لیے دیگر آپشنز تلاش کیے جائیں اور انہیں حاصل کیا جائے۔ MPCL ایک پائپ لائن منصوبے پر کام کر رہی ہے جس کے مطابق ماری فیلڈ کو ایس این جی پی ایل کے نیشنل پائپ لائن گرڈ سے جوڑا جائے گا۔ ماری فیلڈ ڈھرکی کو 20 انچ قطر کی پائپ لائن کے ذریعے ایس این جی پی ایل کے کیووی-2 ویلو کے ساتھ جوڑا جائے گا۔ یہ پائپ لائن 150MMSCFD گیس لے جانے کی صلاحیت کی حامل ہوگی اور کھاد و بجلی بنانے والی کمپنیوں کی بندش کے دوران ماری فیلڈ سے اضافی گیس کے حصول میں مددگار رہوگی۔ کمپنی ماری ڈیپ اور ٹپو کنوؤں سے خام گیس کے حصول کو بھی ہدف بنائے گی تاکہ اسی پائپ لائن کے ذریعے نیشنل ایل این جی نیٹ ورک میں گیس فراہم کی جاسکے، اس کے لیے گورو-بی ریزروائر کو تیزی سے فل کیپیسٹی پر منتقل کیا جائے گا۔ ایس این جی پی ایل کے ساتھ گورو-بی خام گیس اور ایل این جی مکس کے لیے ابتدائی بات چیت جاری ہے۔اس سے صارفین کو بھی فائدہ ہوگا۔اس وقت پائپ لائن کے راستے کے حصول کے لیے کام جاری ہے، پائپ لائن کے لیے 70 مالکان کے ساتھ مجموعی طور پر 190 ایکڑ زمین کے حصول کے لیے بات چیت کی جا رہی ہے۔ پائپ

لائن کے روٹ کے راستے میں آنے والے بڑے شہروں کو بائی پاس کیا جائے گا تاہم تین نہریں ، متعدد روڈ اور دیگر کراسنگ راستے میں آئیں گی، اسی طرح مین ریلوے ٹریک اور نیشنل ہائی وے کے نیچے سے پائپ لائن گزاری جائے گی۔ تعمیراتی کام کے لیے ای پی سی کی بنیاد پر RFQ تیار کرلیا گیا ہے اور متعلقہ ASME اور API کے تقاضوں کے مطابق سوراخوں سے پاک 20 انچ قطر کی پائپ لائن کی سپلائی کی جائے گی جبکہ ماحولیات وجانوروں کے تحفظ کے حوالے سے سٹڈیز، کراسنگ کے لیے این او سی، راستے کی تیاری اور حفاظتی کام کمپنی خود سرانجام دے گی۔ امکان ہے کہ اس پراجیکٹ کے ذریعے گیس کی سپلائی اپریل-مئی 2020ء میں شروع ہو جائے گی۔

ماری فیلڈ ڈہرکی میں رکاوٹوں کے خاتمے کا پراجیکٹ

جیسا کہ پہلے بھی ارادہ بنایا گیا تھا کہ 650MMSCF روزانہ گیس میں اضافہ کیا جائے گا اور اس سلسلے میں فیز-X ترقیاتی پراجیکٹ شروع کیا گیا ہے۔اس کا آغاز کنویں کی کھدائی، تکمیل، آزمائشی پیداوار اور 19 ترقیاتی کنوؤں سے جڑی 30 کلومیٹر طویل پائپ لائن کی تعمیر کے بعد کر دیا گیا تھا۔

پائپ لائن ہائیڈرالکس کے حوالے سے مسائل پر قابو پانے کے لیے M/s Schlumberger **کا سافٹ ویئر** استعمال کرتے ہوئے دور کرنے کی کوشش کی گئی۔ موجودہ مسائل کا تجزیہ کرتے ہوئے روزانہ کی گیس پیداوار میں اس طرح اضافے کی کوشش کی گئی کہ اضافی قیمت کے فائدے کو برقرار رکھا جاسکے۔

پارٹ-II کے سکوپ میں شامل ہے:

موجودہ پائپ لائن نیٹ ورک میں رکاوٹوں کا خاتمہ

- سمولیٹر پر ٹینڈرنگ اور ڈیزائن اور منظوری
- مختلف قطر کی حامل پائپ لائن کا حصول اور ہائی پریشر کی حامل فٹنگ
- مکینیکل کنٹریکٹر سروسز کے حصول کے لیے ٹینڈر اور منظوری
- نان ڈسٹرکٹو ٹیسٹنگ (NDT) سروسز کا ٹینڈر اور حصول
- راستوں کی بہتری اور صفائی
- پائپ لائن کی تعمیر

سنٹرل مینی فولڈ کی بحالی

- CMF کی بحالی کے لیے انجینئرنگ، ڈیزائن، ٹینڈر اور منظوری

- بحالی کے پراجیکٹ کے لیے ہائی پریشر فٹنگ کا حصول
- پائپ لائن کی تعمیر اور مختلف مینی فولڈ کو جوڑنا

مجموعی طور پر 8، 10، 12، 16 اور 20 انچ قطر کی 60 کلومیٹر بغیر سوراخ کے پائپ لائن درکار ہوگی۔

پراجیکٹ کا دوسرا مرحلہ کنواں نمبر 79 سے جنکشن 515 تک شروع ہو چکا ہے جس کے لیے 12 انچ قطر کی 8 کلومیٹر پائپ لائن تعمیر کی جائے گی۔ اس کے بعد باقی ماندہ سیکشن کی تعمیر کی جائے گی۔

SCADA / ٹیلی میٹری نظام

ممکنہ صارفین کو گیس کی فراہمی کے دوران ماری فیلڈ ڈہرکی میں ٹیپو کے کنوؤں کے بھاری دباؤ اور بھٹائی اور SML کنوؤں کے منبع پر ڈیجیٹل پیمائش پر قابل اعتماد کنٹرول برقرار رکھنے کے لیے SCADA/ ٹیلی میٹری نظام کے پراجیکٹ کے بارے میں سوچا گیا تھا۔ MPCL نے اس کام کا آغاز کیا اور قابل عمل آپشن کے لیے آپریشنل فلاسفی تشکیل دی۔ پراجیکٹ کی اہم پیداوار کو مکمل طور پر خود کار ہنگامی شٹ ڈاؤن (ESD) فلاسفی اور II-CMF پر ٹیپو کی کنوؤں اور پیداواری سہولیات کی نگرانی کے ساتھ ساتھ مختلف قیمتوں کے نظام کو ایک ترکیب سے ساتھ نمٹنے کے لیے گیس کے حجم کے حصوں کو تقسیم کرنے کر کے مالیاتی پیمائش کو تحفظ دیا جائے گا۔ متذکرہ بالا منصوبے کے مطابق 90 فیصد سامان سائٹ پر پہنچایا جا چکا ہے جبکہ فیلڈ پر تنصیب کا 75 فیصد کام مکمل ہو چکا ہے۔ کنٹرول سسٹم/ ڈیزائن پارٹ کا فیکٹری قبولیت ٹیسٹ (FAT) جولائی 2019ء میں کامیابی سے کیا گیا ہے جبکہ ہارڈ ویئر کا FAT اکتوبر 2019ء کے آخر میں کیا جائے گا جس کے بعد تنصیب، کمیشننگ اور کام شروع ہو جائے گا۔

پیداواری مرکز کی ترقی، ڈرلنگ اور تعمیر

MMSCFD650 کی پیداواری حجم میں اضافہ کرنے اور اضافی گیس کی قیمت کے فائدہ کو برقرار رکھنے کے مقصد کے تحت MPCL نے حبیب راہی لائم سٹون ذخیرہ میں مزید 19 ترقیاتی کنوؤں کی کھدائی کرنے کے ساتھ ساتھ موجودہ گیس پائپ لائن کے نیٹ ورک کی تعمیر کے کام شروع کرنے کی منصوبہ بندی کی ہے۔ اس طرح 19 کنوؤں کی کھدائی ہو چکی ہے اور انھیں موجودہ گیس کے نیٹ ورک کے ساتھ منسلک کرنے کا کام بھی جاری ہے۔ اس کے نتیجے میں صارفین کے لیے گیس کا پریشر بہتر ہو گیا ہے اور صارفین پیداواری مرکز سے اپنا مختص کردہ حجم اٹھا رہے ہیں۔ اس عرصے میں اضافی گیس کے زائد حجم کو محفوظ بنانے کی صورت میں متعلقہ فائدہ بھی ملے گا۔

شہباز شمالی کنواں

ماری ڈی اینڈ پی لیز میں تشخیصی کنواں شہباز شمالی تقریباً 1200+/- میٹر تک کھودا جائے گا۔ زیادہ گہرائی میں استعمال ہونے والے سامان کا انتظام کرلیا گیا ہے اور امید ہے کھدائی کا کام مارچ 2020ء میں شروع ہوگا۔

تین ماری ڈیپ ترقیاتی کنویں

لوئر گورو بی سینڈ لیول میں تین ترقیاتی کنوؤں کی کھدائی کی منظوری دی جاچکی ہے تا کہ گیس کی پیداوار میں اضافہ کیا جا سکے۔ یکے بعد دیگرے کنوؤں کی کھدائی کا کام مارچ 2020ء میں شروع ہوگا جو کہ اکتوبر 2020ء تک مکمل ہونے کی توقع ہے۔ اس وقت کنوؤں کی ڈیزائننگ اور انجینئرنگ کا کام جاری ہے۔ کھدائی کی اس مہم کے لیے رگ ماری-1 کو استعمال کرنے کی منصوبہ بندی کی گئی ہے۔

زرغون ساؤتھ D&P لیز

G&G سرگرمیاں

ماری سیسمک پروسیسنگ سنٹر میں 255 لائن کلومیٹر ڈیٹا کی 2 ڈی پروسیسنگ/ ری پروسیسنگ کا کام مکمل کرلیا گیا ہے۔ اس کے بعد ڈیٹا کی تشریح کے بعد ZS-4 کنویں کی جگہ کا انتخاب کرلیا گیا ہے۔ زرغون ساؤتھ جوائنٹ وینچر کے شراکت داروں نے کنویں کی جگہ کا جائزہ لینے کے بعد اس پر اتفاق کیا ہے۔ اس کے مطابق 22 ستمبر، 2019ء کو کنویں کی جگہ کی نشاندہی کردی گئی ہے اور امید ہے نومبر/ دسمبر 2019ء میں کھدائی کا کام شروع کر دیا جائے گا۔ کامیاب تکمیل کے بعد امید ہے کہ ZS-4 کنویں سے 6 MMSCFD گیس حاصل کی جائے گی جو کہ زرغون گیس فیلڈ سے کوئٹہ شہر کو فراہم کی جائے گی۔

ZS-4 ترقیاتی کنواں

ZS-4 کنویں کو تقریباً 2,070 +/- میٹر تک کھودنے کے لیے منصوبہ بندی اور ڈیزائننگ کا کام مکمل کرلیا گیا ہے اور اس حوالے سے جوائنٹ وینچر کے شراکت داروں سے مشاورت کرلی گئی ہے۔ ZS - 4 ایک سلانٹ کنواں ہوگا جس کا زیادہ سے زیادہ جھکاؤ 80 ڈگری جبکہ سطح سے زیادہ سے زیادہ دوری 1000 میٹر ہوگی۔ زمین پر کنویں کی جگہ کی نشاندہی کرلی گئی ہے اور تعمیراتی کام کے لیے کنٹریکٹر ہائر کرنے کا کام جاری ہے۔ کنویں کی جگہ کی نشاندہی کا کام کافی مشکل تھا جو کہ کم سے کم وسائل کے استعمال کی حکمت عملی کو استعمال کرتے ہوئے مکمل کیا گیا۔ کنویں کی کھدائی کا کام نومبر/ دسمبر 2019ء میں کیا جائے گا۔

سجل ڈی اینڈ پی لیز

سجل P&D لیز کی سرگرمیاں

سجاول X-1 اور عقیق 1- کنویں سے پیداوار میں کمی کے باعث 2017ء میں کمپریشن سسٹم متعارف کروایا گیا تھا۔ اسی طرح سجل-1 کنویں کے لیے کمپریشن سسٹم کی منصوبہ بندی کی گئی ہے اس سے پہلے کہ وہاں سے قدرتی بہاؤ ختم ہو جائے۔ اس حوالے سے کمپریشن مشین کا آرڈر دیا جا چکا ہے جو اکتوبر 2019ء کے آخر تک پہنچنے کی توقع ہے۔ اس دوران کمپریسر کی بنیادوں کے لیے تعمیراتی کام مکمل کر لیا گیا ہے۔ مشین کی ڈیلوری کے ساتھ ہی کام کے آغاز کے لیے مکینیکل اور الیکٹریکل کنٹریکٹرز کو تیار رہنے کی ہدایت کی گئی ہے۔ سجل-1 کے لیے کمپریشن یونٹ کے حصول کا کام نومبر 2019ء میں شروع کیا جائے گا۔

زیارت بلاک

جی اینڈ جی سرگرمیاں

بولان ایسٹ کے دریافتی اور ملحقہ علاقوں میں سیسمک ڈیٹا کے حصول کے لیے 3 ڈی سیسمک ڈیزائننگ سٹڈی مکمل ہو چکی ہے۔ مزید برآں جنوب میں بلاک ایریا کی نظر ثانی شدہ باؤنڈری اور بلاک کے مرکزی حصے میں 265 لائن کلومیٹر 2 ڈی (196 کلومیٹر مضبوط 69 کلومیٹر ہنگامی) ڈیٹا کے حصول کی منصوبہ بندی کی گئی ہے۔ 234 مربع کلومیٹر 3 ڈی اور 265 لائن کلومیٹر 2 ڈی سیسمک ڈیٹا کے لیے بولی کا عمل جاری ہے۔

کرک بلاک

کالاباغ میں سرگرمیاں

کالاباغ - 1A کنویں سے گیس میں قدرتی کمی کے ممکنہ رجحان پیش نظر کنویں کیویل ہیڈ کمپریشن (Wellhead Compression) کیلیے مختلف قابل عمل طریقے وضع کیے گئے تھے اور انکا اقتصادی جائزہ لیا گیا تھا۔ اقتصادی جائزے کے نتائج کی بنیاد پر انتظامیہ نے 4MMSCFD کمپریشن پیکیج کرائے پر مگر بعد ازاں خریدنے کے آپشن کے ساتھ لگانے کی منظوری دے دی۔

تعمیراتی بنیادوں اور پائپنگ منصوبے کے لیے انجینئرنگ کنسلٹنٹ کے ڈیزائنز کی بنیاد پر تعمیراتی کام اگست 2019ء میں مکمل کر لیا گیا جبکہ اس کے متوازی کام کے لیے مکینیکل کنٹریکٹر کو بھی ساتھ رکھا گیا ہے۔

کمپریشن یونٹ سائٹ پر پہنچایا جا چکا ہے اور مکینیکل کام مکمل ہو چکا ہے۔ سالانہ تعمیر و مرمت اور کمپریسر کی تنصیب کے سلسلے میں کالا باغ فیلڈ کو ستمبر 2019ء کے آخری ہفتے میں دو دن کے لیے بند رکھا گیا۔ یہ یونٹ اکتوبر 2019ء میں کام شروع کر دے گا۔

چوتھا آزمائشی کنواں سرغر

کرک بلاک میں سرغر X-1 کنویں کو تقریباً 6000 +/- میٹر تک کھودنے کے لیے پہلے ہی وسیع تر منصوبہ بندی اور ڈیزائننگ کی جا چکی ہے اور اس کے بارے میں مشترکہ وینچر کے شراکت داروں کے ساتھ تبادلہ خیال کر لیا گیا ہے۔ اس کے مطابق لانگ لیڈ آئیٹمز کے آرڈر اور حصول کا کام مکمل ہو چکا ہے۔ باقی ماندہ سیکشنز کے لیے لانگ لیڈ آئٹمز کے حصول کا کام جاری ہے۔ سائٹ کی ابتدائی جانچ پڑتال اور کنویں کی جگہ کا جائزہ پہلے ہی مکمل ہو چکا ہے۔ میسرز نیسپاک اس مقام کا جغرافیائی سروے کر چکا ہے۔ اس وقت سول کنٹریکٹر کے حصول کے لیے ٹینڈر کا عمل جاری ہے۔

سکھر بلاک

G&G سرگرمیاں

میسرز SINOPEC نے میاں میرولیڈ میں منصوبہ بندی میں شامل 359 مربع کلومیٹر سیسمک ڈیٹا میں سے 10 اکتوبر، 2019ء تک 333 مربع کلومیٹر تھری ڈی ڈیٹا حاصل کر لیا ہے، اس کا مقصد لوئر گورو سینڈز میں ہائیڈرو کاربن پوٹینشل کا پتہ چلانا ہے۔ یہ سیسمک مہم اکتوبر 2019ء تک مکمل ہونے کی توقع ہے۔

اس کے متوازی MSPC اور میسرز پیٹروٹریس یو کے کی طرف سے پروسیسنگ کی منصوبہ بندی کی گئی ہے جس کے لیے کنٹریکٹ تفویض کیے جا چکے ہیں۔ پروسیسنگ کے بعد ڈیٹا کی تشریح کا کام کیا جائے گا جس کے بعد لوئر گورو لیول میں امکانات کی مضبوطی کے بعد فروری 2021ء میں آزمائشی کنویں کی کھدائی کی جائے گی۔

غوری بلاک

G&G اسٹڈیز

غوری جوائنٹ وینچر ہرنو ویسٹ کے 100 مربع کلومیٹر 3D سیسمک ڈیٹا حاصل کر لیا گیا ہے ہے جس کا مقصد پراسپکٹ یا دوسری

صورت میں مضبوط بنانا ہے۔ڈیٹا کے حصول کا کام میسرز BGP سات ستمبر 2019ء کو مکمل کر چکا ہے،اس کے بعد میسرز پیٹروٹریس یو کے ڈیٹا کی پروسیسنگ اور ری پروسیسنگ کا کام جاری رکھے ہوئے ہے۔ڈیٹا کی تشریح کا کام خود کیا جائے گا تاکہ امکانات کی مضبوطی کے بعد مارچ 2021ء میں چوتھے آزمائشی کنویں کی کھدائی کا کام شروع کیا جاسکے۔

غوری X-1 میں سرگرمیاں

جنوری 2019ء میں جیٹ پمپ کی SSD میں دوبارہ تنصیب اور آپریشن کی کامیابی کے بعد غوری X-1 کنویں سے پیداوار بحالی ہوگئی اور تواتر سے جاری ہے۔اس وقت کنواں 252~250 BOPD پیدا کر رہا ہے اور مجموعی پیداوار 0.91 ملین بیرل کی سطح پر پہنچ چکی ہے۔

دھاریاں-1 آزمائشی کنواں

20 مئی 2019ء کو توسیع شدہ ویل ٹیسٹنگ (EWT) کے لیے کنویں کو آن لائن کیا گیا جس کے لیے ضروری GOR منظوری حاصل کی گئی،اس وقت کنواں 100 سے 110 BOPD پیداوار دے رہا ہے۔کنویں سے پیدا ہونے والے تیل کا بہاؤ سست روی کا شکار ہے جس کی وجہ سے کنویں کی تکمیل مصنوعی لفٹ سسٹم کے ذریعے کی گئی ہے۔ذخیرے کے پوٹینشل کا جائزہ لینے کے لیے پریشر بلڈاپ سروے ستمبر 2019ء کے مہینے میں حاصل کیا گیا ہے۔

تیسرا آزمائشی کنواں معراج-1

غوری بلاک میں تیسرے آزمائشی کنویں کی کھدائی کا کام 4 مئی، 2019ء کو شروع ہوا،اس کا مقصد سکیسر اور کھیوڑہ فارمیشنز میں ہائیڈروکاربن پوٹینشل کا پتہ چلانا ہے،ابتدائی ہدف کے تحت کھیوڑہ فارمیشن میں تقریباً +/-5,270 میٹر تک کھدائی کی جائے گی۔اب تک سوا 12 انچ سوراخ کی کھدائی 4,561 میٹر تک کی جا چکی ہے۔ان کی کیسنگ کا کام بھی 9-5/8 انچ کے ساتھ مکمل ہو چکا ہے۔مزید برآں ساڑھے 8 انچ سوراخ کو +/-5,270 میٹر تک کھودنے کا کام 14-15 اکتوبر 2019ء تک مکمل کر لیا جائے گا۔تاہم کھدائی اور ٹیسٹنگ کا کام فروری 2020ء تک مکمل ہونے کی توقع ہے۔اس سیکشن میں تنگ پریشر ونڈو کی وجہ سے کھدائی کے کام میں متعدد مشکلات کا سامنا کرنا پڑا،ان مشکلات پر ڈرلنگ میں بہتری اور احتیاطی مانیٹرنگ کے ذریعے قابو پایا گیا۔

بنوں ویسٹ بلاک

G&G سرگرمیاں

تمام مشکلات اور سکیورٹی مسائل کے باوجود Zipper-I 3D میں 4 ستمبر 2019 تک 640 مربع کلومیٹر سیسمک ڈیٹا کے حصول کا کام کامیابی سے مکمل کرلیا گیا ہے۔ یہ ایک بہت مشکل کام تھا اور اس طرح کے پیچیدہ ڈیٹا کو سکیورٹی کے حوالے سے مسائل کا شکار علاقے اور آپریشن ضرب عضب جاری ہونے کے باوجود مکمل کرنا انتہائی مشکل تھا۔ تاہم MPCL کی معدنی وسائل کی تلاش کے لیے عزم کی بدولت اسے کامیابی سے مکمل کیا جا سکا۔ اس وقت Zipper-II میں 210 مربع کلومیٹر سیسمک ڈیٹا کے حصول کا کام 20 اگست 2019ء سے شروع ہو چکا ہے۔ مذکورہ بالا ڈیٹا کی پروسیسنگ کا کام GRI سنٹر چائنہ میں جاری ہے جس کے بعد ڈیٹا کی تشریح اور امکانات کی مضبوطی یا انہیں مسترد کرنے کا کام انجام دیا جائے گا، امکانات کی مضبوطی کے بعد جون 2020ء میں تجرباتی کنویں کی کھدائی کا کام شروع کیا جائے گا۔ مزید برآں علاقے کی پیچیدگی کو مدنظر رکھتے ہوئے ماری سیسمک سنٹر میں بھی متوازی طور پر پروسیس کیا جائے گا۔ اس متوازی پروسیس کا مقصد پروسیسنگ کی مشکلات کا پیشگی اندازہ لگانا اور GRI کے ساتھ ڈیٹا کے معیار میں بہتری کے حوالے سے بات چیت کرنا ہے۔

پہلا آزمائشی کنواں

+5,990 میٹر گہرائی تک متوازی آزمائشی کنویں کی منصوبہ بندی اور ڈیزائننگ کا کام پہلے ہی مکمل کیا جا چکا ہے۔ زیادہ گہرائی میں استعمال ہونے والے سامان پہلے ہی پہنچایا جا چکا ہے اور کنویں کی کھدائی کا کام جون 2020ء میں شروع کیا جائے گا۔

بلاک – 28

جی اینڈ جی سرگرمیاں

کمپنی نے ایک اور اہم کامیابی حاصل کرتےہوئے تلاش کی سرگرمیوں کے لیے ایک بڑے علاقے کو کھولا ہے، یہ صرف کمپنی کے ویژن، مسلسل کام، لگن اور کوششوں کی بدولت ممکن ہوا ہے۔ سکیورٹی حکام کی طرف سے خصوصی حفاظتی انتظامات کی تکمیل کے بعد کمپنی نے جولائی 2019ء کے وسط میں بلاک-28 کی طرف اپنے سیسمک کریو کو روانہ کر دیا تاکہ علاقے میں تلاش کی سرگرمیاں شروع کی جا سکیں۔ کمپنی نے بلاک میں امکانات کی موجودگی اور ملک کی توانائی کی صورتحال میں اس کی اہمیت کو مدنظر رکھتے ہوئے اس بلاک کے 95 فیصد ورکنگ انٹرسٹ اور آپریٹرشپ کے اختیارات خرید لیے ہیں تاکہ اس بلاک میں تلاش کی سرگرمیوں کو تیزی سے مکمل کیا جا

سکے۔اس لیے MPCL نے 1,487 لائن کلومیٹر 2 ڈی ڈیٹا کے حصول کے لیے جارحانہ مہم شروع کی ہے تا کہ ہائیڈروکاربن ذخائر کا پتہ چلایا جاسکے۔

سیسمک ڈیٹا کے حصول کی مہم شروع ہو چکی ہے اور 10 اکتوبر 2019ء تک 57 لائن کلومیٹر 2 ڈی ڈیٹا حاصل کیا جا چکا ہے۔سیسمک آپریشن کو تیز کرنے کے لیے MPCL نے اپنے دوسرے کریو کو بھی بلاک کے مغربی حصے میں تعینات کرنے کا فیصلہ کیا ہے تا کہ فروری 2021ء میں پہلے آزمائشی کنویں کی کھدائی کے آغاز کو یقینی بنایا جاسکے، تاہم اس کے لیے بلاک کے مغربی حصے میں 500 لائن کلومیٹر 2 ڈی سیسمک ڈیٹا حاصل کیا جانا ضروری ہے۔بصورت دیگر پہلے آزمائشی کنویں کی کھدائی کا کام دسمبر 2021ء میں شروع کیا جائے گا۔

غیر فعال بلاکس

کلچاس

G&G سرگرمیاں

OGDCL کے سیسمک کریو نے 10 اکتوبر، 2019ء تک 207 لائن کلومیٹر 2 ڈی سیسمک ڈیٹا حاصل کر لیا ہے، جبکہ 306 لائن کلومیٹر مضبوط اور 119.5 لائن کلومیٹر ہنگامی 2D ڈیٹا کے حصول کی منصوبہ بندی کی گئی تھی۔اس ڈیٹا کے حصول کا مقصد ایک سطح پر دو زیر سطح امکانات کو مضبوط کرنا یا انہیں مسترد کرنا ہے۔ڈیٹا کے حصول کی یہ مہم دسمبر 2019ء تک مکمل ہونے کی توقع ہے۔سیسمک ڈیٹا کے حصول کی اس مہم کے نتیجے میں پہلے آزمائشی کنویں کا کام اکتوبر/نومبر 2020ء تک شروع ہونے کی توقع ہے۔

کوہاٹ بلاک

جی اینڈ جی سرگرمیاں

اس وقت OGDCL جبی 3 ڈی 231 مربع کلومیٹر سیسمک ڈیٹا کی ری پروسیسنگ کا کام کر رہا ہے جس کا مقصد اضافی امکانات کی نشاندہی کرنا ہے۔شیخاں 3 ڈی (87 مربع کلومیٹر) کی ان ہاؤس مابعد کنویں کی جانچ/ باز تشریح کا کام جاری ہے تا کہ ٹوغ-1 دریافتی علاقے کے بالائی علاقے میں امکانات کا جائزہ لیا جاسکے۔

ٹوغ-1

کوہاٹ بلاک میں تیسرے آزمائشی کنویں کی کھدائی کا کام 30 مارچ 2019ء کو شروع کیا گیا، اس کا مقصد لمشیوال، ہنگو (بنیادی)، لوکھارٹ اور سامانا سک (ثانوی) فارمیشنز میں ہائیڈروکاربن کے امکانات کا جائزہ لینا ہے۔ وائر لائن لاگ ڈیٹا اور اس کے ڈرلنگ اور جی اینڈ جی ڈیٹا سے انضمام کی بنیاد پر لمشوال اور ہنگو فارمیشنز میں ٹیسٹنگ کے لیے زون کا انتخاب کیا گیا۔ لمشوال فارمیشن کی ٹیسٹنگ کے دوران کنویں کا بہاؤ MMSCFD12.7 گیس اور 240 بیریل کنڈینسیٹ تھا۔ اسی طرح ہنگو میں کنویں کے ٹیسٹ کے دوران بہاؤ 4.1MMSCFD گیس اور 50 بیرل کنڈینسیٹ تھا۔ لمشوال فارمیشن میں کنواں مکمل ہو چکا ہے۔ OGDCL اس کوشش میں ہے کہ اس دریافت سے ابتدائی پیداوار جنوری 2020ء تک شروع کی جائے۔

بیلا ویسٹ بلاک

بیلا ویسٹ X-1

بیلا ویسٹ بلاک میں پہلے تجرباتی کنویں کی کھدائی کا کام 26 نومبر 2018 کو شروع ہوا۔ اس کا مقصد باران گلی اور پنج گر میں ہائیڈروکاربن ذخائر کی موجودگی کا پتہ چلانا تھا۔ یہ کنواں تقریباً 5,000± میٹر تک کھودا جائے گا۔ اس وقت 10 اکتوبر 2019ء تک 8-3/8 انچ ایس ٹی-2 سوراخ 4,680 میٹر تک کھودا جا چکا ہے۔ کنویں کی کھدائی اور ٹیسٹنگ کا کام نومبر 2019ء تک مکمل ہونے کی توقع ہے۔

شاہ بندر بلاک

جی اینڈ جی سرگرمیاں

180 مربع کلومیٹر جبو 3 ڈی ڈیٹا کی ری پروسیسنگ کا کام ویسٹرن جیکو، قاہرہ میں جاری ہے۔ ابتدائی PSTM موصول ہو چکا ہے اور اس کی تشریح کا کام جاری ہے۔ PSDM والیم اکتوبر 2019ء کے دوسرے ہفتے تک موصول ہو جائے گا جس کے بعد امکانات کی مضبوطی یا مسترد کرنے کے لیے اس کی تشریح کی جائے گی۔

کوشش کی جا رہی ہے کہ بیناری X-1 کو سجاول فیلڈ میں پروسیس کی جائے تاکہ جون 2020ء تک کنویں سے پیداوار کا کام شروع کیا جا سکے۔

تلاش کے پورٹ فولیو Portfolio کی وسعت۔ مقامی اور عالمی

عرصہ طویل میں استحکام، ترقی کے حصول اور ختم ہوتے ذخائر کے تناظر میں MPCL دستیاب ذخائر کی ملکیت کو وسعت دینے کے لیے مقامی اور عالمی طور پر شدت سے کوششیں کر رہی ہے۔

پورٹ فولیو میں وسعت

- بیلا ویسٹ بلاک DGPC نیمیسر ز PPL سیمیسر ز MPCL کو 25 فیصد ورکنگ انٹرسٹ کی منتقلی کے لیے معاہدے پر دستخط کر دیے ہیں۔

مقامی بلاکس کی جانچ

- بلاکس کی جانچ: مستقبل میں بولیاں دینے کے حوالے سے ڈیٹا کا جائزہ اور امکانات کے حامل مختلف توانائی و پٹرولیم کمپنیوں کے بلاکس کے جائزہ کا کام جاری ہے تا کہ پورٹ فولیو کو وسعت دی جا سکے۔ اس تلاش کے سلسلے میں اس وقت پی پی ایل کے خاران ایسٹ اور قلات بلاکس کی جانچ کی جا رہی ہے
- نئے بلاکس کے لیے درخواست: کیرتھر فولڈ بیلٹ میں ہیڈن بلاک کے لیے نئی درخواست ڈی جی پی سی کو جمع کروا دی گئی ہے تا کہ تلاش کے کام کا لائسنس حاصل کیا جا سکے۔
- بلاکس کی بولی کا عمل 2018: ٹونگ اور ولی ویسٹ بلاکس کے حتمی PCAs پر دستخط کی تقریب کے حوالے سے اس وقت بات چیت جاری ہے جو کہ 2018ء میں بلاکس کی بولیوں کے راؤنڈ کے دوران MPCL کو تفویض کیے گئے تھے۔

عالمی بلاکس کی جانچ

کمپنی تسلسل کے ساتھ فارم ان مواقع اور بولی کے ذریعے بلاکس کے حصول کے لیے منتخب عالمی بلاکس/ممالک کی جانچ کا کام جاری رکھے ہوئے ہے۔ گزشتہ چند سالوں کے دوران کمپنی نے مختلف ممالک میں متعدد اچھے مواقع کی نشاندہی اور ان کی جانچ کی ہے اور بڑے ڈیٹا بینک کے ساتھ ان مواقع کے بارے میں معلومات اکٹھی کی ہیں۔

مزید برآں، PPL اور MPCL نیا بوظہبی کے ADNOC بولیوں کے راؤنڈ 2019ء میں مل کر بولی دینے کے لیے بولی کی دستاویز کی جانچ پر اتفاق کیا ہے۔ MPCL ڈیٹا کی جانچ کا کام کر رہی ہے جس کے بعد پی پی ایل کے ساتھ مل کر جانچ کا کام کیا

جائے گا اور اس کے بعد مشترکہ بولی دی جا سکے گی۔

یمن اور تاجکستان میں تلاش کے امکانات کے حوالے سے پیداوار/دریافت کے ڈیٹا کا جائزہ لیا جا رہا ہے تاکہ ممکنہ طور پر مواقع کا جائزہ لیا جا سکے، تاہم اس سے پہلے تمام تکنیکی احتیاطیں مکمل کی جائیں گی۔

پیرو، کوٹ ڈی آئیوری اور ارجنٹائن میں فارم ان مواقع کے لیے تلو آئل سے رابطہ کیا جا رہا ہے، تاہم اس سے قبل تکنیکی جائزہ مکمل کیا جائے گا۔

مزید برآں گیبون، کانگو، مصر اور یوگنڈا میں بھی فعال بولیوں کے راؤنڈز کا جائزہ لیا گیا ہے تاکہ بیرون ملک ممکنہ بلاکس اور ممکن ورکنگ انٹرسٹ حاصل کیے جا سکیں۔

ماری سروسز ڈویژن (MSD)

ماری سروسز ڈویژن، اپنی جدید ٹیکنالوجی کی حامل ڈرلنگ رگز، 3 ڈی/2 ڈی سیسمک ڈیٹا حاصل کرنے کے یونٹ، 3 ڈی/2 ڈی سیسمک ڈیٹا کے پروسیسنگ یونٹ، AVO انورژن سروسز کے ساتھ عالمی آئل فیلڈ معیارات کے مطابق خدمات، بالخصوص سکیورٹی کے لحاظ سے حساس علاقوں میں فراہم کر رہا ہے اور مستقبل میں خدمات کی ضروریات کو پورا کرنے کے لیے پوری طرح تیار ہے۔

ماری سیسمک سروسز یونٹ (MSU)

الفا کریو (Alpha)

MSU کے الفا کریو نے کامیابی کے ساتھ بنوں ویسٹ 3 ڈی زپر-1 پراجیکٹ مکمل کیا ہے اور 640 مربع کلومیٹر ڈیٹا حاصل کیا ہے۔ اس وقت الفا کریو بنوں ویسٹ 3 ڈی پراجیکٹ Zipper-II (210 مربع کلومیٹر) پر کام جاری رکھے ہوئے ہے۔ یہ کام متعدد مشکلات کے باوجود مکمل کیا گیا، اور تباہ کن واقعات کریو کے کام کو روک نہیں سکے اور اس نے اپنی توجہ مقاصد کے جلد حصول پر مرکوز رکھی۔

بیٹا کریو (Beta)

زرغون ساؤتھ 2 ڈی سیسمک ڈیٹا کے کامیابی سے حصول کے بعد بیٹا کریو کو بلاک 28 میں 1487 لائن کلومیٹر 2 ڈی ڈیٹا کے حصول کے لیے روانہ کیا گیا، جو کہ بلوچستان کے انتہائی پیچیدہ/سکیورٹی کے لحاظ سے حساس علاقے میں واقع ہے۔

ماری ڈرلنگ سروسز یونٹ (MDU)

MD تین ڈرلنگ رگز پر کام کر رہا ہے۔ ان میں رگ ماری (1500 HP)، رگ ماری 2 سکائی ٹاپ بریوسٹر (300 HP) اور رگ ماری 3 (2500 HP) شامل ہیں، یہ 8000 میٹر تک کھدائی کی صلاحیت رکھتا ہے۔

رگ ماری 1 ڈھرکی میں تعمیر و مرمت کے کام میں مصروف ہے۔ بلوچستان میں مستقبل میں زرغون ساؤتھ 4 کی کھدائی کے لیے رگ کو متحرک کرنے کی تیاریاں کی جا رہی ہیں

رگ ماری 2 بھی ڈھرکی میں کام میں مصروف ہے۔

رگ ماری 3 نے مئی 2019ء میں غوری بلاک میں معراج-1 کنواں کی کھدائی کا کام شروع کیا ہے، اس وقت تک 4561 میٹر تک کھدائی کی جا چکی ہے۔

ایم ڈی یو نے تمام کنوؤں کی کھدائی ریکارڈ مدت میں مکمل کی ہے، وقت غیر پیداواری کاموں پر ضائع نہیں کیا گیا، جو کہ صارف کو بہترین سہولیات کی اعلیٰ معیار کے ساتھ فراہمی کا عکاس ہے۔

ماری سیسمک پروسیسنگ سروسز سنٹر (MSPC)

MSPC اپنا پروسیسنگ سسٹم 96 کور سے اپ گریڈ کر کے 512/256 کور پر لے آیا ہے جس سے وقت اور گہرائی میں پروسیسنگ کی صلاحیت میں اضافہ ہوا ہے۔

اس وقت MSPC بنوں ویسٹ 3 ڈی (850 مربع کلومیٹر) سکھر-3 ڈی (370 مربع کلومیٹر) اور بلاک 28 (1400 لائن کلومیٹر کی ٹیسٹ لائن بمع ونٹیج ڈیٹا پروسیسنگ) میں ٹائم پروسیسنگ کے کام میں مصروف ہے۔

کاروباری سماجی ذمہ داری (CSR)

مالی سال 2019-20ء کی پہلی سہ ماہی کے دوران MPCL کی CSR حکمت عملی کی توجہ آپریشنز کے علاقوں میں اور ان سے باہر کی آبادیوں کو معیاری سہولیات اور تعلیم، صحت اور متعلقہ پراجیکٹس کی فراہمی پر مرکوز رہی ہے۔

CSR بجٹ (مالی سال 2019-20ء)

جن JV بلاکس میں کمپنی کی سرگرمیاں جاری ہیں وہاں سماجی بہبود کی سکیموں کیلیے PCA کے مطابق مالی سال 2019-20ء کیلیے 60.33 ملین روپیہ کا بجٹ مختص کیا گیا جو کہ متعلقہ مشترکہ اکاؤنٹس میں جمع کروا دیا گیا ہے۔ ماری فیلڈ کیلیے سالانہ CSR بجٹ

134 ملین روپے ہے۔

JV بلاکس میں CSR

کمپنی کی ویلفیئر پالیسی کیتحت سماجی بہبود کی سکیموں پر عمل کیا گیا ہے۔ یہ کام ڈائریکٹوریٹ جنرل آف پٹرولیم کنسیشنز کی جانب سیفر وری 2017 میں جاری کردہ سماجی بہبود کیرہنما اصولوں کیمطابق انجام دیا گیا ہے۔

اس حوالیسیمنصوبوں کی نشاندہی کی گئی اور متعلقہ DCs سیز بانی اور تحریری طور پر کہا گیا کہ وہ سماجی بہبود کی کمیٹیوں کیا جلاس بلائیں تاکہ پروڈکشن بونس اور لازمی فنڈز کی جو رقم متعلقہ DCs کیساتھ مشترکہ اکاؤنٹس میں جمع کرائی گئی ہیاس کیا ستعمال کو یقینی بنایا جاسکے۔

مفت طبی کیمپ

MPCL کی فیلڈز اور آس پاس کے علاقوں کی آبادیوں کے لیے ہفتہ وار اور ماہانہ بنیادوں پر مفت طبی کیمپ لگائے جا رہے ہیں جس کا مقصد پروجیکٹ کے گردونواح میں رہنے والی سہولیات سے محروم آبادیوں کو صحت کی بنیادی سہولیات فراہم کرنا ہے۔
سجاول، زرغون، غوری اور ہلینی میں لگائے جانے والے طبی کیمپ کمپنی کی طرف سے کی جانے والی کاروباری سماجی سرگرمیوں کا اہم حصہ ہیں، ان کیمپوں میں میڈیکل، ای این ٹی، سکن، سرجیکل، آنکھ اور گائنی کے ماہر ڈاکٹر شریک ہوتے ہیں۔

مالیاتی پوزیشن کی عبوری سٹیٹمنٹ کی تاریخ کے بعد پیش آنے والی غیر تصفیہ شدہ واقعات

بورڈ آف ڈائریکٹرز نے 30 جولائی، 2019ء کو ہونے والی اپنی میٹنگ میں تجویز کیا کہ (i) 30 جون 2019ء کو ختم ہونے والے سال کے لیے حتمی کیش ڈیویڈنڈ 2 روپے فی حصص ہوگا، اور (ii) ہر دس شیئر کے مقابل ایک اضافی شیئر (10 فیصد) کے اجراء کے لیے منظوری سالانہ جنرل میٹنگ میں ممبران سے لی جائے گی۔ ممبران نے 22 اکتوبر، 2019ء کو اس کی منظوری دے دی۔

اظہارِ تشکر

بورڈ آف ڈائریکٹرز کمپنی کیتمام ملازمین کی انتھک محنت اورلگن کی حددرجہ تعریف کرتا ہے۔جس کی بدولت انتظامیہ اس عرصہ میں کمپنی کوموثر طور پر چلانیکیقابل ہوئی اوراپنیصارفین کو ہائیڈروکاربن کی مسلسل پیداواراورفراہمی کویقینی بنایا۔ بورڈ ڈہرکی اور دیگر مقامات پر بھرپورتعاون کرنے پرمقامی انتظامیہ کا بھی مشکور ہے۔اس کے علاوہ بورڈ صوبائی حکومتوں، وفاقی حکومت کے متعدد محکموں بالخصوص وزارت توانائی، وزارت خزانہ، آئل اینڈ گیس ریگولیٹری اتھارٹی، پٹرولیم پر رعایتوں کے ڈائریکٹوریٹ، فوجی فاؤنڈیشن، آئل اینڈ گیس ڈویلپمنٹ کمپنی لمیٹڈ اورقانون نافذ کرنے والے اداروں کا بھی مشکور ہے۔

بورڈ کے لیےاور بورڈ کی وساطت سے

دستخط

لیفٹیننٹ جنرل اشفاق ندیم احمد ہلال امتیاز (ملٹری)، (ریٹائرڈ)

مینجنگ ڈائریکٹر/سی ای او

دستخط

عائلہ مجید

ڈائریکٹر

اسلام آباد

22 اکتوبر 2019ء

MARI PETROLEUM COMPANY LIMITED
VISION AND MISSION STATEMENT

Vision

MPCL envisions becoming an international integrated exploration and production company by enhancing its professional capacity through highly knowledgeable and talented workforce that builds its petroleum reserves by consistently discovering more than what it produces within Pakistan and abroad; and improving financial capacity and profitability through efficient operations, while taking environmental safeguards and catering to social welfare needs of the communities inhabiting the area of operations.

Mission

To enhance exploration and production by exploiting breakthroughs in knowledge and technological innovations, adopting competitive industrial practices to adequately replenish the produced reserves and optimizing production for maximizing revenues and return to the shareholders whilst maintaining the highest standards of HSE and CSR.

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

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

Karachi Liaison Office
D-87, Block-4, Kehkashan,
Clifton, Karachi-75600, Pakistan
UAN: +92-21-111 410 410
Fax: +92-21-35870273

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

ISO 9001 : 2008 | ISO 14001 : 2004 | OHSAS 18001 : 2007 | ISO/IEC 27001:2005 | PERFORMANCE ISO 26000 www.sgs.com