

Анализ финансового состояния и результатов деятельности

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2017 года

Задачей нижеследующего документа является помощь в понимании и оценке тенденций и существенных изменений в результатах операционной и финансовой деятельности Компании. Настоящий обзор основан на сокращенной консолидированной промежуточной финансовой отчетности Компании и его следует рассматривать вместе с сокращенной консолидированной промежуточной финансовой отчетностью и сопроводительными примечаниями. Все финансовые данные и их обсуждение основываются на сокращенной консолидированной промежуточной финансовой отчетности, подготовленной в соответствии с Международными Стандартами Финансовой Отчетности («МСФО»). В соответствии с учетной политикой Компании, инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании учитываются по методу долевого участия, и, следовательно, не консолидируются построчно («предприятия, учитываемые методом долевого участия»).

ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Акционерное общество «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее по тексту «Компания» или «РД КМГ») занимается разведкой, разработкой, добычей, переработкой и экспортом углеводородного сырья и нефтепродуктов, а также приобретением нефтегазовых активов. Акции и глобальные депозитарные расписки Компании находятся в обращении на Казахской и Лондонской фондовых биржах. Основным акционером Компании является АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» (далее по тексту «НК КМГ»), который представляет государственные интересы в нефтегазовой промышленности Казахстана. Основная деятельность нефтегазовых активов Компании осуществляется в Прикаспийской низменности, Мангистауском и Южно-Тургайском нефтеносных бассейнах. Ниже представлены основные нефтегазовые активы Компании по состоянию на 30 июня 2017 года:

Наименование	Доля владения	Основная деятельность	Метод консолидации
АО «Озенмұнайгаз» («ОМГ»)	100%	Добыча сырой нефти	Полная консолидация
АО «Эмбамұнайгаз» («ЭМГ»)	100%	Добыча сырой нефти	Полная консолидация
ТОО «Казахский газоперерабатывающий завод» («КазГПЗ»)	100%	Добыча и переработка газа	Полная консолидация
«KS EP Investments BV» («КС»)*	100%	Нефтегазовая разведка	Полная консолидация
ТОО «СП «Казгермұнай» («КГМ»)	50%	Добыча сырой нефти	Метод долевого участия
«ПетроКазахстан Инк» («ПКИ»)	33%	Добыча сырой нефти	Метод долевого участия
«CITIC Canada Energy Limited» («CCEL»)	50%	Добыча сырой нефти	Финансовый актив
ТОО «Урал Ойл энд Газ» («УОГ»)	50%	Нефтегазовая разведка	Метод долевого участия

*15 июня 2017 года Компания приобрела 49% акций KS EP Investments BV («KS EP Investments») у MOL Hungarian Oil and Gas Plc. («MOL») за 1 доллар США и на данный момент владеет 100%-ой долей в KS EP Investments.

КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2 квартал 2017	1 квартал 2017	2 квартал 2016	Изменение		1 полугодие 2017	1 полугодие 2016	Изменение
2,981	2,904	3,035	-2%	Объем добычи (тыс. тонн)*	5,885	6,078	-3%
2,076	2,026	2,097	-1%	Объем добычи ОМГ и ЭМГ (тыс. тонн)	4,102	4,186	-2%
85,609	2,271	16,325	424%	Чистая прибыль (млн. тенге)	87,880	17,249	409%
1.26	0.03	0.24	425%	Базовая и разводненная прибыль на одну акцию (тыс. тенге)	1.29	0.25	416%
62,350	68,298	49,429	26%	EBITDA (млн. тенге)**	130,648	55,815	134%
18%	21%	21%	-14%	Операционная рентабельность (%)***	19%	11%	73%
74,237	34,634	35,280	110%	Денежные потоки от операционной деятельности до корректировок оборотного капитала (млн. тенге)	108,871	17,134	535%
1,285,930	1,143,145	1,064,642	21%	Чистая денежная позиция на конец периода (млн. тенге)	1,285,930	1,064,642	21%

*Включая пропорциональную долю предприятий, учитываемых методом долевого участия.

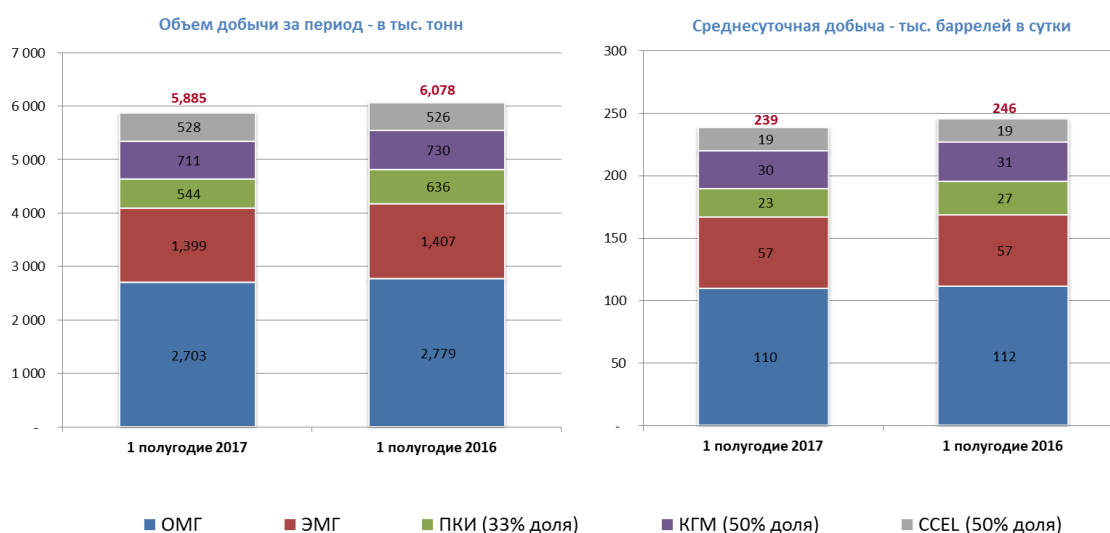
** EBITDA рассчитывается путем прибавления доходов от участия в предприятиях, учитываемых методом долевого участия, финансовых доходов и не денежных расходов по износу и амортизации к операционной прибыли Компании и убытка от приобретения дочерней организации. ***Операционная рентабельность не включает доход от результатов предприятий, учитываемых долевым методом, расходы по подоходному налогу, финансовые доходы и затраты, расходы по обесценению и прочие не операционные расходы, убыток от приобретения дочерней организации.

УСЛОВИЯ ВЕДЕНИЯ БИЗНЕСА

К основным макроэкономическим факторам, влияющим на финансовое положение Компании за отчетный период, относятся: динамика цен на нефть, темпы инфляции, колебания валютных курсов, в частности, обменного курса тенге к доллару США.

2 квартал 2017	1 квартал 2017	2 квартал 2016	Изменение		1 полугодие 2017	1 полугодие 2016	Изменение
49.64	53.73	45.59	9%	Средняя цена Brent (DTD) (в долларах США на баррель)	51.72	39.81	30%
1,4%	2,3%	1,6%	-13%	Уровень инфляции - Казахстан (%)	3,7%	4,6%	-20%
315,0	322,5	335,6	-6%	Средний обменный курс (тенге за 1 доллар США)	318,7	345,4	-8%
322,3	313,7	338,7	-5%	Обменный курс на отчетную дату (тенге за 1 доллар США)	322,3	338,7	-5%

ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ



Добыча сырой нефти с учетом доли в совместных предприятиях и ассоциированной компании за 1 полугодие 2017 года составила 5,885 тыс. тонн или 239 тыс. баррелей в сутки. ОМГ и ЭМГ – 167 тыс. баррелей в сутки, доля ПКИ – 23 тыс. баррелей в сутки, доля КГМ – 30 тыс. баррелей в сутки и доля ССЕЛ – 19 тыс. баррелей в сутки.

Объем добычи за 1 полугодие 2017 года по сравнению с 1 полугодием 2016 года в ОМГ уменьшился на 3% или 76 тыс. тонн, главным образом за счет меньшего количества пробуренных скважин. Объем добычи ЭМГ за 1 полугодие 2017 года на уровне 1 полугодия 2016 года.

Снижение доли в добыче ПКИ на 14% или 92 тыс. тонн в отчетном периоде по сравнению с 1 полугодием 2016 года связано с естественным истощением запасов на некоторых месторождениях ПКИ. Объем доли добычи в КГМ снизился на 3% или 19 тыс. тонн в 1 полугодии 2017 года по сравнению с 1 полугодием 2016 года в связи с меньшим количеством пробуренных скважин. Объем доли добычи в ССЕЛ увеличился на 2 тыс. тонн в 1 полугодии 2017 года по сравнению с 1 полугодием 2016 года. За 1 полугодие 2017 года общий объем от пропорциональной доли добычи ПКИ, КГМ и ССЕЛ составил 1,783 тыс. тонн, что на 6% или 109 тыс. тонн меньше чем в 1П 2016 года.

Фонд скважин на 30 июня 2017*	Ввод новых скважин в 1П 2017*	Ввод новых скважин в 1П 2016*		КРС 1П 2017	КРС 1П 2016	ПРС 1П 2017	ПРС 1П 2016
Кол-во скважин			Кол-во капитальных ремонтов скважин			Кол-во подземных ремонтов скважин	
5,218	83	104	ОМГ	406	484	7,120	6,690
2,656	9	25	ЭМГ	84	89	1,569	1,669
1,745	25	10	ПКИ (100%)**	59	71	325	308
264	8	18	КГМ (100%)**	13	12	37	55
3,724	67	29	ССЕЛ (100%)**	57	39	2,035	1,851

*Эксплуатационные скважины, включая нагнетательные скважины

** 100% от количества операций в СП и ассоциированной компании

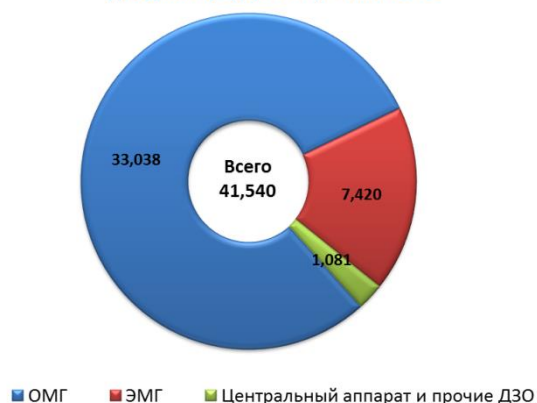
Добыча нефти от ввода новых скважин в ОМГ за 1 полугодие 2017 года составила 79 тыс. тонн по сравнению с 159 тыс. тонн за 1 полугодие 2016 года в связи с большим количеством отработанных дней скважин в 2016 году. В отчетном периоде в ОМГ был осуществлен капитальный ремонт 406 скважин, что обеспечило 61 тыс. тонн дополнительной добычи.

Добыча нефти от ввода новых скважин в ЭМГ за 1 полугодие 2017 года составила 1,5 тыс. тонн по сравнению с 11,5 тыс. тонн нефти за 1 полугодие 2016 года. Капитальный ремонт 84 скважин за 1 полугодие 2017 года обеспечил 10 тыс. тонн дополнительной добычи; капитальный ремонт 89 скважин за 1 полугодие 2016 года обеспечил 23 тыс. тонн дополнительной добычи, в связи с большим количеством отработанных дней скважин в 2016 году.

ОБЗОР КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

Суммы капитальных затрат, отраженные в данном разделе представляют собой фактические поступления основных средств (ОС) и нематериальных активов в течение отчетного периода. Суммы по приобретению основных средств и нематериальных активов, представленные в консолидированном отчете о движении денежных средств, представляют собой поступления, представленные в данном отчете, откорректированные на изменения в соответствующих счетах оборотного капитала, таких как авансы выданные и кредиторская задолженность за основные средства и нематериальные активы.

Капитальные затраты ОМГ, ЭМГ, ЦА и прочих дочерних предприятий, в млн. тенге



Капитальные затраты ОМГ, ЭМГ, ЦА и прочих дочерних организаций РД КМГ

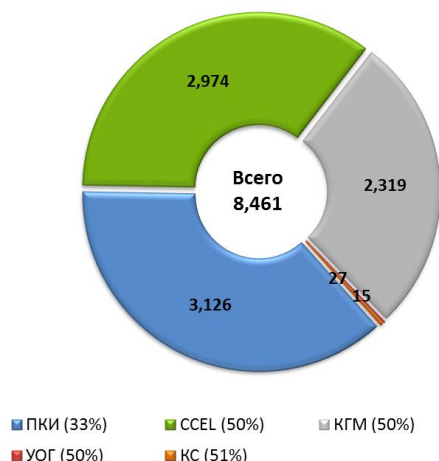
В отчетном периоде капитальные затраты Компании составили 41,5 млрд. тенге, что на 9,5 млрд. тенге меньше чем за 1 полугодие 2016 года. Капитальные затраты включают в себя стоимость бурения новых скважин, строительство и реконструкцию производственных объектов, приобретение основных средств и нематериальных активов, а также непроизводственные капитальные затраты.

Капитальные затраты ОМГ за 1 полугодие 2017 года на уровне 1 полугодия 2016 года и составили 32,8 млрд. тенге.

Капитальные затраты ЭМГ за отчетный период составили 7,4 млрд. тенге, что на 9,6 млрд. тенге меньше чем за 1 полугодие 2016 года. В 1 полугодии 2017 года были выполнены меньшие объемы строительства и эксплуатационного бурения в связи с отставанием от графика строительства и бурения в результате поздних тендерных процедур.

Капитальные вложения центрального аппарата и прочих дочерних предприятий за 1 полугодие 2017 года составили 1,1 млрд. тенге, что на 0,2 млрд. тенге меньше чем за 1 полугодие 2016 года, что в основном связано с меньшим объемом закупок НМА.

Капитальные затраты предприятий, учитываемых
долевым методом, в млн. тенге



Капитальные затраты предприятий, учитываемых
долевым методом

За отчетный период в ПКИ были осуществлены капитальные вложения на сумму 9,5 млрд. тенге (33% доля РД КМГ: 3,1 млрд. тенге), что на 3,0 млрд. тенге больше чем за 1 полугодие 2016 года в основном в связи с большим объемом бурения и обустройства скважин за отчетный период.

Капитальные затраты КГМ за 1 полугодие 2017 года составили 4,6 млрд. тенге (50% доля РД КМГ: 2,3 млрд. тенге), что на 0,2 млрд. тенге больше чем за 1 полугодие 2016 года. Увеличение капитальных затрат обусловлено более высокой стоимостью закупа основных средств и объемов строительства за отчетный период, что было частично нивелировано меньшим объемом бурения в 1 полугодии 2017 года.

За 1 полугодие 2017 года в CCEL было осуществлено капитальных вложений на сумму 6,0 млрд. тенге (50% доля РД КМГ: 3,0 млрд. тенге), что на 2,4 млрд. тенге больше чем за 1 полугодие 2016 года, что в основном связано с большим объемом бурения, строительства и модернизации объектов производственного назначения, что было частично нивелировано уменьшением объемов закупа основных средств за отчетный период.

Капитальные затраты УОГ за 1 полугодие 2017 года составили 30 млн. тенге (50% доля РД КМГ: 15 млн. тенге), что на 1,6 млрд. тенге меньше чем за 1 полугодие 2016 года в основном в связи с большим объемом разведочного бурения в 1 полугодии 2016 года.

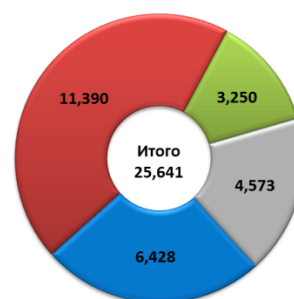
Капитальные затраты КС за 1 полугодие 2017 года составили 54 млн. тенге (до 15 июня 2017 года 51% доля РД КМГ: 28 млн. тенге), что на 47 млн. тенге больше чем за 1 полугодие 2016 года главным образом в связи с работами по испытанию скважин в 1 полугодии 2017 года. С 15 июня 2017 года Компания владеет 100%-ной долей в KS EP Investments.

Текущий прогноз капитальных затрат на 2017 год по консолидируемым предприятиям и предприятиям, учитываемым методом долевого участия, представлен ниже:

Текущий прогноз капитальных затрат по ОМГ, ЭМГ и
прочим дочерним предприятиям на 2017 год, в млн.тенге



Текущий прогноз капитальных затрат предприятий, учитываемых
долевым методом на 2017 год, в млн. тенге (пропорционально доле)*



*Текущие ожидания по капитальным затратам на 2017 год, представленные в данном отчете, основаны на представлениях и ожиданиях руководства на дату выпуска отчета. Данные не являются официально заявленными обязательствами и могут быть изменены в любом направлении. **Прочие капитальные затраты включают закуп основных средств и НМА.

ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

На следующей карте указаны крупные разведочные проекты Компании с совокупным количеством разведочных скважин, которые были пробурены до 30 июня 2017 года.



Нижеследующая таблица показывает геологоразведочную деятельность Компании и ее предприятий, учитываемых методом долевого участия, в течение отчетного периода:

Блок (доля владения)	Дата приобретения	Участок	Скважина	Период бурения	Глубина	Статус работ по состоянию на отчетную дату
Лиман (100%)	19.01.2006	Юго-Восточный Новобогатинск	ПР-4	08.04.2016г.- 21.08.2016г.	2,262м.	ПР-4 (дебит 7 м3/сут) и ПР-5 на испытании. ПР-7 – с притоком (дебит 5,3 м3/сут, который считается средним для данного месторождения). Бурение ПР-8 начато во 2 квартале 2017 года.
			ПР-5	01.04.2016г.- 29.09.2016г.	2,500м.	
			ПР-7	20.09.2016г.- 27.01.2017г.	2,290м.	
			ПР-8	22.05.2017- в бурении	2,200м.	
Узень-Карамандыбас (100%)	18.07.2011г.	Юго-западная часть разведочного блока				Получено продление периода разведки по Контракту до 2018г. от Министерства Энергетики Республики Казахстан. Полевые сейсморазведочные работы 3Д-МОГТ в объеме 550 пог.км. завершены. Контракт на обработку и интерпретацию данных подписан 5 мая 2017 года. Проведение дальнейших работ на рассмотрении.
Р-9 (100%)	10.06.2007г.					Компания осуществляет возврат контрактной территории государству.
Каратон-Саркамыс (100%)	18.07.2011г.	Северо-восточное крыло месторождения С.Нуржанов				Завершены работы по пере-обработке и пере-интерпретации данных 3Д-сейсморазведки куба Бирлестик. Проведение дальнейших работ на рассмотрении. Подписаны контракты на бурение по НСВ-2 и НСВ-3 22 мая 2017 года. Начаты подготовительные работы к бурению. По графику работ начало работ по бурению НСВ-2 в августе, НСВ-3 в декабре 2017 года, с переходом на 2018 год.
Карповский Северный (KS - 100%)	18.10.2011г.	Орловская центральная	СК-2	01.07.2013г.- 18.08.2015г.	5 755м.	СК-2 на испытании.
Федоровский (UOG - 50%)	11.03.2011г.	Рожковское				У-25, пробуренная и испытанная в 2016 году, с притоком.
		Павловская, Январцевская				Завершены работы по обработке и интерпретации данных 3Д-сейсморазведки по блоку. Проведение дальнейших работ на рассмотрении.
Дошан-Жамансу (24,75% через ПКИ)	22.12.2009г.	Южный Дошан, Юго-Восточный Дошан, Жамансу	Юго-Вост. Дошан-52	01.06.2017- 19.06.2017	1,439м.	Завершено бурение Юго-Вост. Дошан-52 и Жамансу-10. Обе скважины с притоком. Проведение дальнейших работ на рассмотрении.
			Жамансу-10	27.11.2016- 17.01.2017	2,300м.	
Караганда (ПКИ-33%)	22.12.2009г.	Карабулак, Бухарсай				Завершено бурение разведочных скважин Северный Карабулак-3, Карабулак-19 и Карабулак-31. Северный Карабулак-3 - сухая. Карабулак-19 и Карабулак-31 - с притоком. Проведение дальнейших работ на рассмотрении.
Западный Түзкөл (ПКИ – 33%)	22.12.2009	Западный Түзкөл	Кетеказган-18	11.11.2016г.- 24.02.2017г.	3 180м.	Разведочные скважины: Кетеказган-18 – в испытании, Западный Түзкөл-130- сухая, Западный Түзкөл-127 - сухая. Оценочные скважины Западный Түзкөл 234 и 237 – с притоком.
			Западный Түзкөл-130	01.02.2017г.- 14.02.2017г.	1 300м.	
			Западный Түзкөл-127	10.05.2017- 23.05.2017	1,100м.	
			Западный Түзкөл-234	07.02.2017г.- 25.02.2017г.	1 365м.	
			Западный Түзкөл-237	13.03.2017- 26.03.2017	1 257м.	
Караванчи (ПКИ – 33%)	22.12.2009	Караванчи	Караванчи-31	09.02.2017г.- 12.03.2017г.	1 136м.	Караванчи-31- в испытании

*15 июня 2017 года Компания приобрела 49% акций KS EP Investments BV ("KS EP Investments") у MOL Hungarian Oil and Gas Plc. ("MOL") за 1 доллар США и на данный момент владеет 100%-ой долей в KS EP Investments.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Данный раздел основан на сокращенной консолидированной промежуточной финансовой отчетности Компании. Суммы в долларах США приведены исключительно для удобства пользователей информации и переведены по среднему обменному курсу за соответствующий период для консолидированного отчета о совокупных доходах и консолидированного отчета о движении денежных средств и по курсу на конец периода для консолидированного отчета о финансовом положении..

2 кв. 2017	1 кв. 2017	2 кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
					(млн. тенге, если не указано иное)		
223,252	213,726	192,176	16%	Доходы	436,978	313,366	39%
(79,464)	(70,079)	(68,591)	16%	Производственные расходы	(149,543)	(123,209)	21%
(33,771)	(25,432)	(32,281)	5%	Расходы по реализации и административные расходы	(59,203)	(62,597)	-5%
(61,391)	(65,595)	(45,115)	36%	Налоги кроме подоходного налога	(126,986)	(79,310)	60%
(3,249)	-	-	100%	Убыток от приобретения дочерней организации	(3,249)	-	100%
(120)	(48)	-	100%	Расходы на разведку	(168)	-	100%
(8,553)	(8,356)	(6,728)	27%	Износ, истощение и амортизация	(16,909)	(13,349)	27%
36,704	44,216	39,461	-7%	Операционная прибыль	80,920	34,901	132%
26,414	-	(6,936)	-481%	Сторно НДС к возмещению (нетто)	26,414	(6,936)	-481%
6,165	8,406	(3,020)	-304%	Доля в результатах ассоциированной компании и СП	14,571	(6,710)	-317%
(200)	397	(151)	32%	Убыток от выбытия ОС	197	(282)	-170%
6,749	6,051	5,335	27%	Финансовые доходы/(расходы), нетто	12,800	12,409	3%
26,054	(58,653)	(11,864)	-320%	Курсовая разница, нетто	(32,599)	1,449	-2350%
(16,277)	1,854	(6,500)	150%	Расходы по подоходному налогу	(14,423)	(17,582)	-18%
85,609	2,271	16,325	424%	Чистая прибыль	87,880	17,249	409%

Увеличение чистой прибыли за 1 полугодие 2017 года по сравнению с первым полугодием 2016 года связано главным образом с увеличением средней цены на нефть марки Brent с 39,81 доллара США за баррель в первом полугодии 2016 года до 51,72 доллара США за баррель в первом полугодии 2017 года. Главным образом, увеличение чистой прибыли обусловлено более высокими доходами от реализации нефти на экспорт, увеличением прибыльной доли в результатах ассоциированной компании и СП, и также ростом доходов от реализации нефтепродуктов, связанное с переходом Компании на схему самостоятельного процессинга с апреля 2016 года. Данные эффекты были нивелированы убытком от курсовой разницы в связи со снижением обменного курса тенге к доллару США, увеличением налогов, кроме подоходного налога и расходов по процессингу нефти за 1 полугодие 2017 года. Ставки налогов недропользователей и платежей в бюджет, такие как НДС, рентный налог и ЭТП выросли в 1 полугодии 2017 года в связи с ростом котировок Brent. Увеличение расходов в 1 полугодии 2017 года по амортизации обусловлено КВЛ 2016 года.

Кроме того, Компания сторнировала ранее начисленную провизию по НДС, подлежащую возмещению на сумму 30,1 млрд. тенге, в результате положительного решения, достигнутого в отношении заявления Компании о возмещении НДС.

Компания признала убыток на сумму 3,2 млрд. тенге от приобретения 49% доли в KS EP Investments BV у MOL Hungarian Oil and Gas Plc. за 1 (один) доллар США, так как были приняты чистые обязательства KS EP Investments.

Доходы

В следующей таблице приведены объемы продаж и цены реализации нефти:

2 кв. 2017	1 кв. 2017	2 кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
				Экспортные продажи нефти			
				Трубопровод УАС			
77,179	84,351	74,675	3%	Реализация (млн. тенге)	161,530	124,744	29%
720	719	720	0%	Объем (тыс. тонн)	1,439	1,359	6%
107,193	117,317	103,715	3%	Средняя цена (тенге за тонну)	112,252	91,791	22%
47.07	50.31	42.75	10%	Средняя цена (доллар за баррель*)	48.71	36.76	33%
				Трубопровод КТК			
82,962	67,270	58,663	41%	Реализация (млн. тенге)	150,232	109,934	37%
762	565	524	45%	Объем (тыс. тонн)	1,327	1,105	20%
108,874	119,062	111,952	-3%	Средняя цена (тенге за тонну)	113,212	99,488	14%
47.80	51.06	46.14	4%	Средняя цена (доллар за баррель*)	49.13	39.84	23%
160,141	151,621	133,338	20%	Всего экспорт нефти (млн. тенге)	311,762	234,678	33%
1,482	1,284	1,244	19%	Всего экспорт нефти (тыс. тонн)	2,766	2,464	12%
				Итого реализация нефти			
160,141	151,621	133,338	20%	Реализация (млн. тенге)**	311,762	250,071	25%
1,482	1,284	1,244	19%	Объем (тыс. тонн)	2,766	3,294	-16%
108,057	118,083	107,185	1%	Средняя цена (тенге за тонну)	112,712	75,917	48%
47.45	50.64	44.18	7%	Средняя цена (доллар за баррель*)	48.91	30.40	61%
				Реализация нефтепродуктов			
57,638	57,604	55,060	5%	Реализация (млн. тенге)	115,242	55,376	108%
632	637	761	-17%	Объем (тыс. тонн)	1,269	764	66%
91,199	90,394	72,352	26%	Средняя цена (тенге за тонну)	90,813	72,482	25%
289.51	280.27	215.60	34%	Средняя цена (доллар за тонну)	284.91	209.88	36%
5,473	4,501	3,778	45%	Прочие доходы (млн. тенге)	9,974	7,919	26%
223,252	213,726	192,176	16%	Итого доходов (млн. тенге)	436,978	313,366	39%

*В пересчете 7,23 баррелей за тонну нефти.

**Реализация за 1 полугодие 2016 года включает в себя доходы по реализации нефти на внутренний рынок КМГ ПМ (830 тыс. тонн на общую сумму 15,393 млн. тенге).

Компания поставляет добываемую нефть на экспорт по двум основным маршрутам: через трубопроводы Каспийского Трубопроводного Консорциума (далее – КТК) и Узень-Атырау-Самара (далее – УАС), принадлежащий АО «КазТрансОйл» (в Республике Казахстан).

Относительная прибыльность вышеуказанных экспортных маршрутов зависит от качества нефти в трубопроводах, преобладающих цен на международном рынке и применяемых транспортных тарифов. Следует отметить, что объемы поставок нефти по трубопроводам согласовываются с Министерством Энергетики Республики Казахстан (далее – МЭ), поэтому, возможность поставок нефти Компании по тем или иным трубопроводам может быть ограничена.

До апреля 2016 года Компания поставляла часть добытой сырой нефти АО «КазМунайгаз – переработка и маркетинг» (далее по тексту «КМГ ПМ»), связанной стороне, для выполнения обязательства по поставкам на внутренний рынок. КМГ ПМ далее перерабатывал сырую нефть и реализовывал нефтепродукты. Начиная с апреля 2016 года Компания прекратила продажу сырой нефти КМГ ПМ и начала перерабатывать сырую нефть на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе (далее по тексту «АНПЗ») и Павлодарском нефтехимическом заводе (далее по тексту «ПНХЗ»), и самостоятельно продавать нефтепродукты. В результате, Компания получила более высокую прибыль в связи с реализацией больших объемов нефтепродуктов в сравнении с 1 полугодием 2016 года.

Отчет о чистых доходах от реализации нефтепродуктов (АНПЗ):

2кв. 2017	1кв. 2017	2кв. 2016		1П 2017
47,775	45,171	45,415	Доходы	92,946
(17,870)	(15,403)	(20,342)	Расходы, в том числе:	(33,273)
(13,222)	(10,673)	(13,786)	Переработка	(23,895)
(222)	(324)	(85)	Присадки	(546)
(1,230)	(850)	(879)	Акцизный налог	(2,080)
(2,851)	(3,188)	(3,781)	Экспортная таможенная пошлина	(6,039)
(345)	(368)	(293)	Расходы по реализации и транспортировке	(713)
-	-	(1,518)	Комиссия АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг»	-
29,905	29,768	25,073	Чистые доходы	59,673
520.35	487.35	635.33	Объем реализованных нефтепродуктов, в тысячах тонн	1 007.70
27.13	33.11	39.70	Потери при переработке, в тысячах тонн	60.24
547.48	520.46	675.03	Итого объем переработанной и реализованной сырой нефти, в тысячах тонн	1 067.94
54,623	57,196	37,144	Чистый доход на тонну сырой нефти, в тенге	55,877

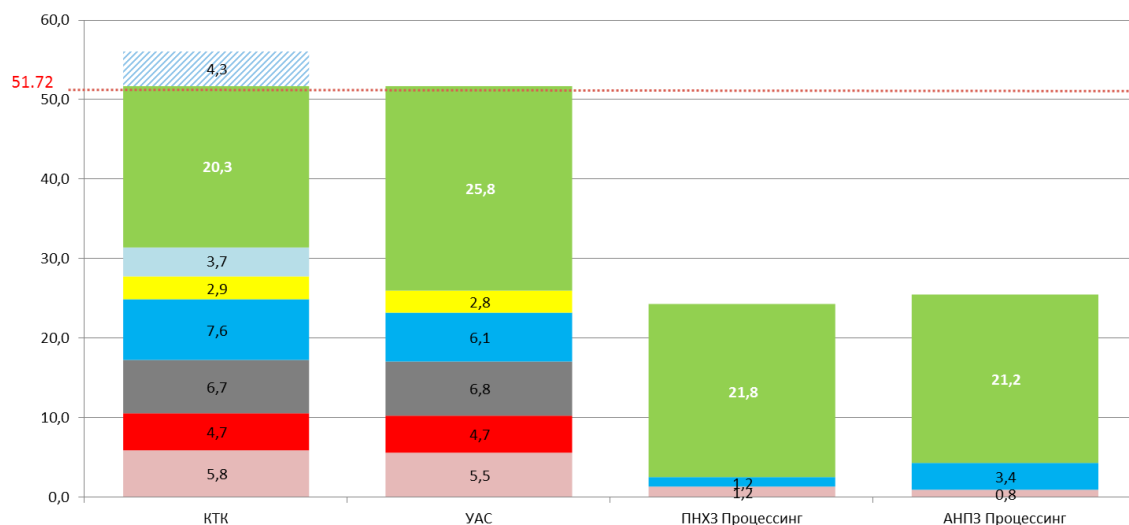
Отчет о чистых доходах от реализации нефтепродуктов (ПНХЗ):

2кв. 2017	1кв. 2017	2кв. 2016		1П 2017
11,025	12,856	9,703	Доходы	23,881
(2,666)	(3,123)	(3,060)	Расходы, в том числе:	(5,789)
(1,938)	(2,286)	(2,197)	Переработка	(4,224)
(113)	(197)	(88)	Присадки	(310)
(537)	(520)	(432)	Акцизный налог	(1,057)
(78)	(120)	(59)	Расходы по реализации и транспортировке	(198)
-	-	(284)	Комиссия АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг»	-
8,359	9,733	6,643	Чистые доходы	18,092
121.15	153.16	125.89	Объем реализованных нефтепродуктов, в тысячах тонн	274.31
15.57	18.81	15.00	Потери при переработке, в тысячах тонн	34.38
136.72	171.97	140.89	Итого объем переработанной и реализованной сырой нефти, в тысячах тонн	308.69
61,140	56,597	47,150	Чистый доход на тонну сырой нефти, в тенге	58,609

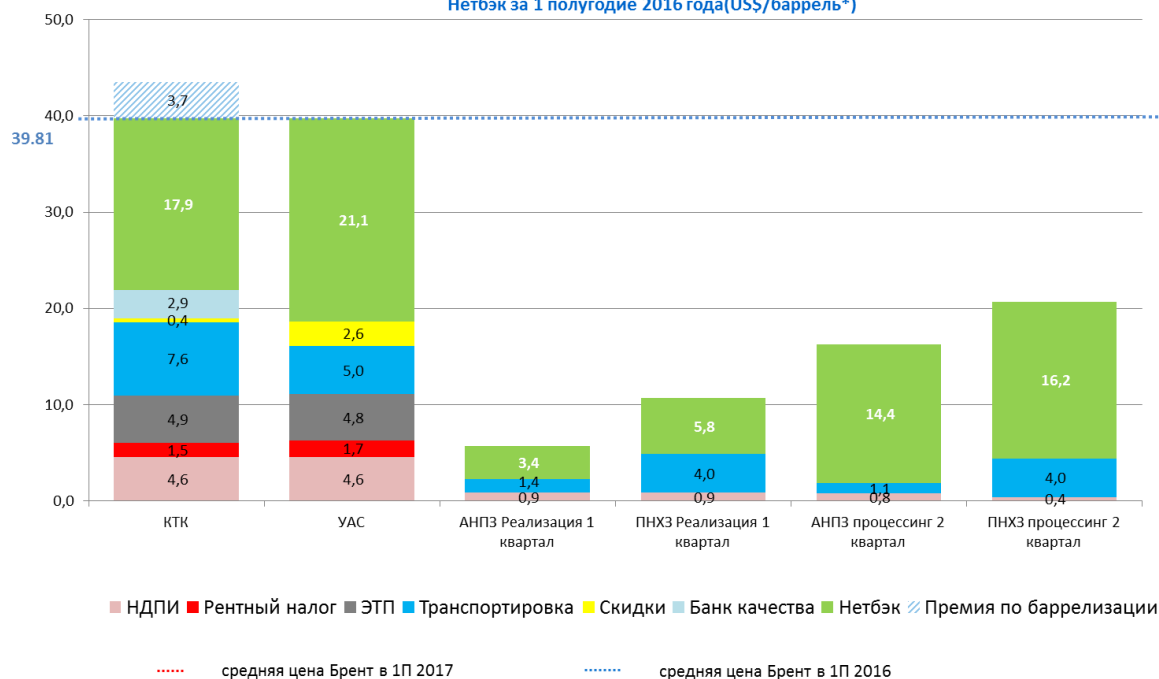
Во 2 квартале 2017 года тарифы на процессинг по АНПЗ были увеличены с 20,501 тенге на 1 тонну до 24,512 тенге на 1 тонну нефти. В октябре 2016, в результате изменений в налоговом законодательстве, на период апрель-октябрь месяцев установили более высокие тарифные ставки на акциз дизельного топлива в размере 9,300 тенге на 1 тонну. В апреле 2017 года, период применения данных тарифных ставок (9,300 тенге на 1 тонну) был изменен на июнь-октябрь месяцы. Данные факторы повлияли на чистый доход на тонну сырой нефти АНПЗ во 2 квартале 2017 года по сравнению с 1 кварталом 2017 года.

Следующий график показывает чистую цену реализованной нефти (нэтбэк анализ) за минусом расходов по транспортировке, рентного налога, налога на добычу полезных ископаемых, экспортной таможенной пошлины (далее - ЭТП) и других расходов, в зависимости от маршрута поставок.

Нетбэк за 1 полугодие 2017 года (US\$/баррель*)



Нетбэк за 1 полугодие 2016 года (US\$/баррель*)



* Пересчитано по фактическому коэффициенту баррелизации.

* Компания перешла на схему самостоятельного процессинга нефти с апреля 2016 года. Нэтбэки АНПЗ и ПНХЗ за 1 полугодие 2017 года рассчитаны на основе чистого дохода от реализации нефтепродуктов на тонну сырой нефти, отраженные в Отчете о чистых доходах от реализации нефтепродуктов (АНПЗ и ПНХЗ).

Нетбэк по экспорту в 1 полугодии 2017 года выше по сравнению с 1 полугодием 2016 года главным образом в связи с ростом котировок Brent, нивелированные увеличением расходов по рентному налогу, НДПИ и ЭТП.

До апреля 2016 года Компания производила поставку сырой нефти на внутренний рынок путем ее реализации КМГ ПМ, дочерней организации Материнской компании. Цена по поставкам на внутренний рынок ранее определялась путем ежегодных переговоров с КМГ ПМ и Материнской компанией.

Производственные расходы

В таблице ниже представлены составляющие производственных расходов Компании, в основном в результате деятельности ОМГ и ЭМГ:

2 кв. 2017	1 кв. 2017	2 кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
(млн. тенге, если не указано иное)					(млн. тенге, если не указано иное)		
39,301	41,374	33,188	18%	Вознаграждения работникам	80,675	70,360	15%
15,159	12,960	15,970	-5%	Расходы по переработке	28,119	15,970	76%
8,586	4,364	5,323	61%	Услуги по ремонту и обслуживанию	12,950	9,782	32%
3,402	5,266	4,206	-19%	Материалы и запасы	8,668	9,089	-5%
5,190	5,632	4,943	5%	Электроэнергия	10,822	10,421	4%
1,882	1,453	1,276	48%	Транспортные расходы	3,335	2,454	36%
3,887	-3,577	1,389	180%	Изменение в балансе нефти	310	1,086	-71%
423	-423	0	100%	Изменение по обязательствам по ликвидационному фонду	-	-	0%
1,634	3,030	2,296	-29%	Прочие расходы	4,664	4,047	15%
79,464	70,079	68,591	16%	Итого	149,543	123,209	21%

Производственные расходы в 1 полугодии 2017 года увеличились на 26,33 млрд. тенге или 21% по сравнению с 1 полугодием 2016 года, главным образом в связи с увеличением расходов по процессингу нефти, выплат по вознаграждению работникам, расходов по ремонту и техническому обслуживанию. Данные эффекты были частично нивелированы изменением в балансе нефти и уменьшением материальных запасов.

Увеличение расходов по вознаграждению работников в 1 полугодии 2017 года на 15% по сравнению с 1 полугодием 2016 года или 10,3 млрд. тенге связано с 7% индексацией базовой заработной платы производственного персонала с 1 января 2017 года, согласно условиям коллективного договора, а также начислением премиальных резервов в первом полугодии 2017 года.

Расходы по переработке нефти увеличились за первое полугодие 2017 года в сравнении со вторым кварталом 2016 года в связи с большими объемами реализованных нефтепродуктов в 1 полугодии 2017 года в сравнении с 3 месяцами 2 квартала 2016 года, также с увеличением тарифа на процессинг на АНПЗ с 1 апреля 2017 года.

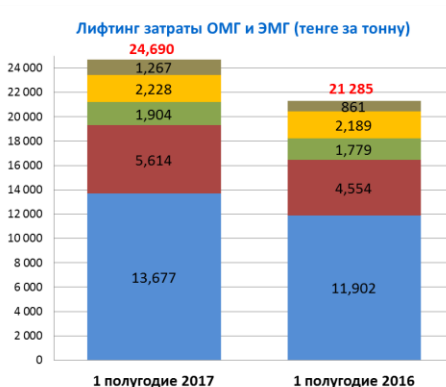
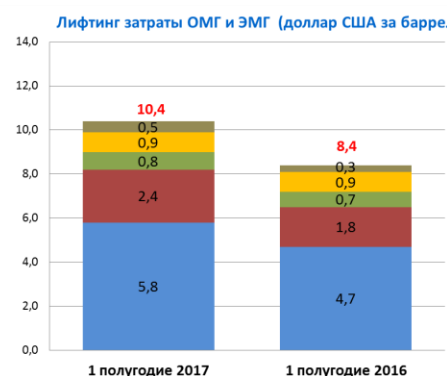
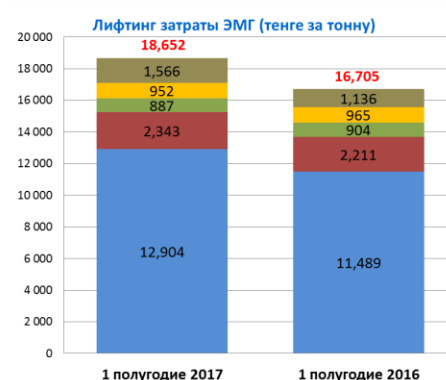
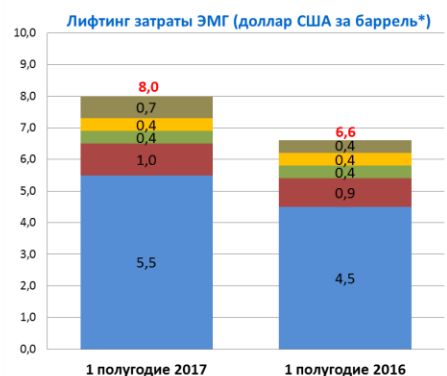
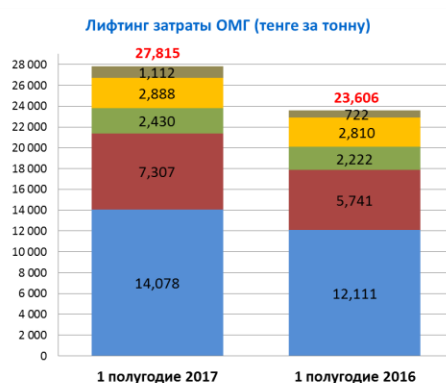
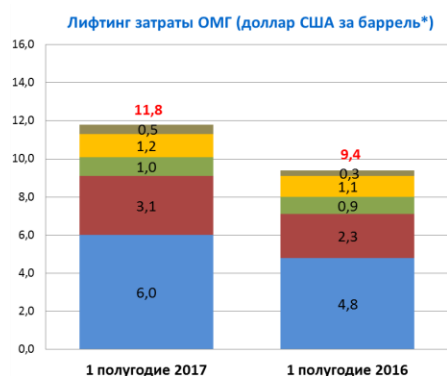
Затраты на ремонт и техническое обслуживание увеличились из-за более высоких объемов подземного ремонта скважин и повышения тарифов на работы по гидравлическому разрыву пласта (ГРП) в 1 полугодии 2017 года.

Лифтинг затраты

Лифтинг-затраты на баррель рассчитаны как производственные расходы ОМГ и ЭМГ, включающие в себя расходы по материалам, оплате труда производственного персонала, ремонту и обслуживанию и прочие производственные затраты, за исключением расходов по износу, истощению и амортизации, налогов, контрактных социальных обязательств, актуарных расходов, обязательных профессиональных пенсионных взносов и прочих расходов, разделенные на общий объем добычи.

Так как большая часть производственных расходов ОМГ и ЭМГ выражена в тенге удельные лифтинг-затраты (доллар США за баррель) увеличились также из-за колебаний среднего обменного курса тенге – доллар США в результате решения, принятого Правительством Республики Казахстан и НБК о переходе к режиму свободно плавающего обменного курса тенге с августа 2015 года.

На следующих графиках указаны лифтинг затраты ОМГ и ЭМГ в долларах США за баррель* и тенге за тонну:



■ Вознаграждения работникам ■ Услуги по ремонту и обслуживанию ■ Материалы и запасы ■ Электроэнергия ■ Прочие расходы

*в пересчете 7,36 баррелей за тонну нефти.

Расходы по реализации и административные расходы

В таблице ниже представлены составляющие расходов по реализации и административных расходов Компании, в основном в результате деятельности ОМГ, ЭМГ и Центрального аппарата РД КМГ:

2кв. 2017	1кв. 2017	2кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
(млн. тенге, если не указано иное)							
25,976	23,713	22,078	18%	Транспортные расходы	49,689	45,953	8%
4,492	4,139	4,138	9%	Вознаграждения работникам	8,631	8,019	8%
1,044	(3,935)	811	29%	Штрафы и пени (сторно)	(2,891)	1,428	-302%
-	-	1,802	-100%	Комиссионное вознаграждение	-	1,802	-100%
445	459	715	-38%	Консультационные и аудиторские услуги	904	1,054	-14%
246	228	237	4%	Услуги по ремонту и обслуживанию	474	407	16%
178	64	1,080	-84%	Спонсорство	242	1,151	-79%
1,390	764	1,420	-2%	Прочие расходы	2,154	2,783	-23%
33,771	25,432	32,281	5%	Итого	59,203	62,597	-5%

Расходы по реализации и общие и административные расходы в 1 полугодии 2017 года составили 59,2 млрд. тенге, что на 5% меньше чем в 1 полугодии 2016 года.

Уменьшение главным образом связано со сторнированием ранее начисленных расходов по штрафам и пеням в 1 полугодии 2017 года. Отсутствие агентской комиссии КМГ ПМ частично нивелируется увеличением транспортных расходов и расходов на вознаграждение работников.

В 1 полугодии 2017 года Компания успешно обратилась в соответствующие суды и уменьшила обязательства по налогу на прибыль за предыдущие годы. Таким образом, штрафы и штрафы, связанные с подоходными налогами, были снижены в 1 полугодии 2017 года и соответственно учтены в финансовой отчетности.

Агентская комиссия, начисленная в 1 полугодии 2016 года на сумму 1,8 млрд. тенге соответствует комиссионным вознаграждениям КМГ ПМ за реализацию нефтепродуктов Компании. С 1 января 2017 года эта комиссия не выплачивается так как Компания осуществляет реализацию нефтепродуктов самостоятельно.

Увеличение транспортных расходов в 1 полугодии 2017 года по сравнению с 1 полугодием 2016 года было обусловлено главным образом увеличением экспортных продаж в 1 полугодии 2017 года.

Увеличение расходов по вознаграждению работников в 1 полугодии 2017 года связано с 7% индексацией базовой заработной платы административного персонала с 1 января 2017 года, согласно условиям коллективного договора.

Расходы по налогам, кроме подоходного налога

В таблице ниже представлены составляющие расходов по налогам, кроме подоходного налога Компании, в основном в результате деятельности ОМГ и ЭМГ:

2кв. 2017	1кв. 2017	2кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
(млн. тенге, если не указано иное)					(млн. тенге, если не указано иное)		
25,429	23,468	16,389	55%	Экспортная таможенная пошлина	48,897	33,463	46%
19,874	21,426	17,349	15%	НДПИ	41,300	32,267	28%
12,227	17,724	9,643	27%	Рентный налог	29,951	9,643	211%
1,662	1,465	1,643	1%	Налог на имущество	3,127	3,324	-6%
239	225	329	-27%	Плата по эмиссиям в окружающую среду	464	344	35%
1,960	1,287	-238	-924%	Прочие налоги	3,247	269	1107%
61,391	65,595	45,115	36%	Итого	126,986	79,310	60%

Налоги, кроме подоходного, выросли в 1 полугодии 2017 года на 47,7 млрд. тенге или 60% по сравнению с 1 полугодием 2016 года. Главным образом, рост обусловлен увеличением расходов по рентному налогу, НДПИ, ЭТП и прочим налогам.

Рост налогов и платежей в бюджет недропользователей, таких как НДПИ, Рентный налог и ЭТП связан с ростом объемов реализации на экспорт и более высокой средней ценой на нефть в 1 полугодии 2017 года (51.72

доллара США на 1 баррель по сравнению с 39.81 доллара США на 1 баррель в 1 полугодии 2016 года), эффект которого был частично нивелирован снижением обменного курса тенге к доллару США к в 1 полугодии 2017 года.

Расходы на ЭТП увеличились в 1 полугодии 2017 года по сравнению с 1 полугодием 2016 года в основном за счет роста объемов реализации на экспорт сырой нефти и нефтепродуктов с момента принятия Компанией решения о переходе на схему самостоятельного процессинга нефти с апреля 2016 года, что было частично компенсировано снижением обменного курса тенге к доллару США.

Рост прочих налогов в 1 полугодии 2017 года связан с выплатой акциза на продажу нефтепродуктов. Согласно изменений в налоговом законодательстве в октябре 2016 года, ставка акциза на дизельное топливо повысилась до 9 300 тенге за тонну за период с апреля по октябрь. В апреле 2017 года период применения более высоких акцизных ставок был изменен на июнь-октябрь.

Расходы по подоходному налогу

2 кв. 2017	1 кв. 2017	2 кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
(млн. тенге, если не указано иное)					(млн. тенге, если не указано иное)		
101,887	416	22,825	346%	Прибыль до налогообложения	102,303	34,831	194%
69,308	(7,990)	25,845	168%	Прибыль до налогообложения (с учетом корректировок*)	61,318	41,541	48%
16,277	(1,854)	6,500	150%	Расход по подоходному налогу	14,423	17,582	-18%
16,277	(1,854)	7,430	119%	Подоходный налог (с учетом корректировок*)	14,423	15,880	-9%
16%	-446%	28%	-43%	Эффективная ставка налога (с учетом корректировок*)	14%	50%	-72%
23%	23%	29%	-21%	Прибыль до налогообложения	24%	38%	-37%

* Прибыль до налогообложения и расходы по подоходному налогу без учета результатов СП и ассоциированной компании, а также без учета расходов по обесценению и сторно НДС к возмещению.

Эффективная ставка Компании ниже в 1 полугодии 2017 года по сравнению с 1 полугодием 2016 года главным образом в связи со сторно ранее начисленных налоговых провизий и также отложенными налоговыми выгодами, предусмотренные в 1 полугодии 2017 года. Снижение налоговых провизий связано с уменьшением обязательств Компании по комплексной проверке за 2009-2012 годы. Начисление отложенных налоговых выгод связано с предоплатой по ЭТП в государственные органы. Также, в 1 полугодии 2016 года были начислены суммы по отложенному налоговому обязательству АО «Озенмунайгаз» по основным средствам и начисление подоходных налогов за прошлые периоды, что отразилось на более высокой эффективной налоговой ставке.

ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И АССОЦИИРОВАННОЙ КОМПАНИИ

Доходы и убытки Компании от участия в ассоциированной компании и совместных предприятиях отразились в сокращенной консолидированной промежуточной финансовой отчетности как представлено ниже:

2 кв. 2017	1 кв. 2017	2 кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
(млн. тенге, если не указано иное)					(млн. тенге, если не указано иное)		
5,279	7,315	2,005	163%	Доход / (убыток) от участия в КГМ	12,593	2,483	407%
1,231	1,508	(4,553)	-127%	Доход / (убыток) от участия в ПКИ	2,739	(8,431)	-132%
(345)	(417)	(472)	-27%	Убыток от участия в УОГ	(761)	(762)	0%
6,165	8,406	(3,020)	-304%	Итого убыток от участия в СП и ассоциированной компании	14,571	(6,710)	-317%

КГМ

КГМ осуществляет свою деятельность по добыче и сбыту углеводородного сырья на месторождениях Акшабулак, Нуралы и Аксай Южно-Тургайской впадины Кызылординской области. В апреле 2007 года Компания приобрела 50% долю в КГМ.

В 1 полугодии 2017 года объем добычи КГМ составил 1,421 тыс. тонн (50% доля Компании - 711 тыс. тонн), что на 38 тыс. тонн или 2,7% ниже чем в 1 полугодии 2016 года.

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели КГМ (100%):

2кв. 2017	1кв. 2017	2кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
(тыс. долларов США, если не указано иное)					(тыс. долларов США, если не указано иное)		
147,115	140,832	92,549	59%	Доходы	287,947	183,168	57%
(60,910)	(66,086)	(74,110)	-18%	Операционные расходы	(126,996)	(150,087)	-15%
669	769	727	-8%	Финансовые доходы / (расходы), нетто	1,438	1,177	22%
(321)	(4,617)	(5,224)	-94%	Курсовая разница, нетто	(4,938)	(4,609)	7%
(47,365)	(21,488)	3,953	1298%	(Расходы) / экономия по подоходному налогу	(68,853)	(2,758)	2397%
39,188	49,410	17,895	119%	Прибыль за период	88,598	26,891	229%
729	692	729	0%	Добыча нефти (тыс. тонн)	1,421	1,459	-3%

Увеличение доходов в 1 полугодии 2017 года главным образом связано с ростом цены Brent и увеличением цены реализации на внутренний рынок по сравнению с 1 полугодием 2016 года.

Реализация нефти КГМ по маршрутам поставок указана ниже:

2кв. 2017	1кв. 2017	2кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
(тыс. тонн)					(тыс. тонн)		
114	133	105	9%	Экспорт через ККТ	247	394	-37%
613	557	619	-1%	Внутренний рынок	1,170	1,058	11%
727	690	724	0.4%	Итого реализация нефти (тыс. тонн)	1,417	1,452	-2%

Уменьшение операционных расходов связано со снижением расходов по амортизации, ЭТП и материальных запасов в 1 полугодии 2017 года.

Кроме того, прочие расходы (общие и административные расходы, включенные здесь) ниже в 1 полугодии 2017 года за счет бонуса коммерческого обнаружения, спонсорства акимату, начисленные в 1 полугодии 2016 года. Эти эффекты были частично нивелированы увеличением рентного налога в результате более высоких средних цен на нефть сорта Brent в 1 полугодии 2017 года, увеличения вознаграждений работникам и расходов на ремонт и техническое обслуживание.

Увеличение расходов по вознаграждению работников и услуг по ремонту и обслуживанию связано с более низким обменным курсом тенге к доллару США в 1 полугодии 2017 года.

Операционные расходы в расчете на баррель проданной нефти представлены следующим образом:

2 кв. 2017	1 кв. 2017	2 кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
<i>(долларов США на 1 баррель проданной нефти*)</i>					<i>(долларов США на 1 баррель проданной нефти*)</i>		
3.8	4.2	5.0	-24%	Износ, истощение и амортизация	3.9	4.9	-20%
2.2	2.3	1.6	38%	Транспортные расходы	2.2	2.0	10%
1.0	1.2	0.5	100%	Экспортная таможенная пошлина	1.1	1.5	-27%
1.3	1.5	1.2	8%	НДПИ	1.3	1.4	-7%
0.9	0.9	0.7	29%	Вознаграждения работникам	0.9	0.7	29%
1.0	0.7	0.9	11%	Услуги по ремонту и обслуживанию	0.8	0.7	14%
0.3	0.3	0.4	-25%	Материалы и запасы	0.3	0.4	-25%
0.5	1.2	0.6	-17%	Рентный налог	0.8	0.3	167%
-	-	0.1	-100%	Штрафы и пени	-	-	0%
(0.1)	0.6	2.3	-104%	Прочие расходы	0.2	1.5	-87%
10.9	12.9	13.3	-18%	Итого операционные расходы:	11.5	13.4	-14%

* В пересчете 7,7 баррелей за тонну нефти.

Доля в результатах КГМ, отраженная в сокращенной консолидированной промежуточной финансовой отчетности Компании представлена как пропорциональная доля в результатах КГМ за 1 полугодие 2017 года, скорректированная на амортизацию справедливой стоимости лицензий и соответствующей экономии по отсроченному налогу в сумме 1,5 млрд. тенге (за 1 полугодие 2016 года: 2,1 млрд. тенге).

В июне 2017 года КГМ объявила, что дивиденды составили 82 млрд. тенге или 250 млн. долларов США по итогам деятельности за год от 31 декабря 2016 года (50% -ная доля составляет 41 млрд. тенге или 125 млн. долларов США). Фактическая сумма дивидендов, полученных Компанией от КГМ в 1 полугодии 2017 года, составляет 28,1 млрд. тенге или 87 млн. долларов США.

Анализ капитальных затрат совместных предприятий и ассоциированной компании рассмотрены в разделе «Обзор капитальных затрат».

ПКИ

ПКИ является нефтегазовой группой, которая осуществляет свою деятельность по геологоразведке, разработке месторождений, добыче нефти и газа, а также продаже нефти. В декабре 2009 года Компания приобрела 33% долю в ПКИ.

За 1 полугодие 2017 года объем добычи компании ПКИ составил 1,649 тыс. тонн (33% доля: 544 тыс. тонн), что на 14% ниже уровня 1 полугодия 2016 года. Снижение добычи связано с естественным истощением запасов на некоторых месторождениях ПКИ.

Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели ПКИ (100%):

2 кв. 2017	1 кв. 2017	2 кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
<i>(в тыс. долл. США, если не указано иное)</i>					<i>(в тыс. долл. США, если не указано иное)</i>		
196,114	198,751	159,940	23%	Доходы	394,865	300,349	31%
(125,569)	(139,545)	(137,620)	-9%	Операционные расходы	(265,114)	(290,197)	-9%
(2,494)	(2,448)	(14,207)	-82%	Финансовые расходы, нетто	(4,942)	(23,661)	-79%
(35,820)	(27,513)	(24,558)	46%	Расходы по подоходному налогу	(63,333)	(11,551)	448%
32,231	29,245	(16,445)	296%	Прибыль / (убыток) за период	61,476	(25,060)	-345%
828	821	944	-12%	Добыча нефти (тыс. тонн)	1,649	1,925	-14%

Увеличение доходов в 1 полугодии 2017 года в сравнении с 1 полугодием 2016 года связано с ростом цен Brent и внутренних цен в 1 полугодии 2017 года, нивелированное уменьшением объемов реализации.

Реализация нефти ПКИ по маршрутам поставок указана ниже:

2 кв. 2017	1 кв. 2017	2 кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
(ktonnes)					(в тыс. тонн)		
592	587	720	-18%	Внутренний рынок	1,179	1,286	-8%
132	126	101	31%	Экспорт через ККТ (ПКР 100%)	258	293	-12%
57	66	53	8%	Экспорт через ККТ (КГМ 50%)	123	197	-38%
27	21	26	4%	Экспорт через ККТ (Кольжан 100% и ПКВИ 75%)	48	51	-6%
8	21	-	100%	Экспорт через ККТ (ТП 50%)	29	39	-26%
15	5	29	-48%	Экспорт Узбекистан (ТП 50%)	20	29	-31%
831	826	929	-11%	Реализация нефти, итого (тыс.тн)	1,657	1,895	-13%

Уменьшение операционных расходов главным образом связано с уменьшением расходов по транспортировке, амортизации, частично нивелированное увеличением расходов по рентному налогу в 1 полугодии 2017 года в связи с более высокой средней ценой Брент.

Операционные расходы в расчете на баррель проданной нефти представлены следующим образом:

2 кв. 2017	1 кв. 2017	2 кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
(долларов США на 1 баррель проданной нефти*)					(долларов США на 1 баррель проданной нефти*)		
7.1	7.2	8.4	-15%	Износ, истощение и амортизация	7.2	8.0	-10%
2.9	2.6	2.3	26%	Транспортные расходы	2.8	2.7	4%
1.8	1.8	0.6	200%	Экспортная таможенная пошлина	1.8	1.6	13%
1.7	1.6	1.5	13%	Услуги по ремонту и обслуживанию	1.7	1.4	21%
1.5	1.6	1.6	-6%	Вознаграждения работникам	1.6	1.3	23%
1.1	1.5	1.0	10%	НДПИ	1.3	1.2	8%
1.0	1.0	0.8	25%	Материалы и запасы	1.0	0.8	25%
1.0	1.7	0.7	43%	Рентный налог	1.4	0.4	250%
-	-	(0.1)	-100%	Штрафы и пени	-	(0.2)	-100%
1.2	2.6	2.2	-45%	Прочие расходы	1.9	2.7	-30%
19.3	21.6	19.0	2%	Итого операционные расходы:	20.7	19.9	4%

* В пересчете 7,75 баррелей за тонну нефти.

Доля в результатах ПКИ, отраженная в сокращенной консолидированной промежуточной финансовой отчетности Компании представлена как пропорциональная доля в результатах ПКИ за 1 полугодие 2017 года, скорректированная на амортизацию справедливой стоимости лицензии на сумму 3,7 млрд. тенге (за 1 квартал 2016 года: 5,6 млрд. тенге).

В июне 2017 года Компания получила дивиденды от ПКИ на сумму 10 млрд. тенге (за вычетом налога на прибыль) или 31 млн. долларов США по итогам деятельности за год от 31 декабря 2016 года.

Анализ капитальных затрат совместных предприятий и ассоциированной компании рассмотрены в разделе «Обзор капитальных затрат».

CCEL

Согласно условиям договора приобретения, доля в CCEL отражается как финансовый актив в сокращенной консолидированной промежуточной финансовой отчетности Компании в соответствии с МСФО. Результаты деятельности CCEL представлены исключительно в информационных целях, данные не консолидируются и не учитываются по долевым методом в сокращенной консолидированной промежуточной финансовой отчетности Компании.

В декабре 2007 года Компания приобрела 50% долю в CCEL Каражанбасмунай (далее – CCEL). CCEL осуществляет добычу тяжелой нефти на месторождении Каражанбас, расположенном на полуострове Бузачи в 230 км от г. Актау. Месторождение было открыто в 1974 году и является самым крупным неглубоко залегающим месторождением высоковязкой нефти на территории СНГ, разработка которого осуществляется с применением термических методов.

По состоянию на 30 июня 2017 года Компания отразила в своем балансе сумму 35,6 млрд. тенге (110,3 млн. долл. США) как счета к получению от CCEL. За 1 полугодие 2017 года Компания начислила процентный доход в размере 2,4 млрд. тенге (7,5 млн. долл. США), что представляет собой часть годового гарантированного платежа от CCEL в размере 26,9 млн. долларов США. Выплаты в счет гарантированного платежа от CCEL обычно производятся два раза в год – во 2 квартале и 4 квартале.

За 1 полугодие 2017 года объем добычи CCEL составил 1,056 тыс. тонн (50% доля – 528 тыс. тонн), уменьшение на 1% по сравнению с 1 полугодием 2016 года. Ниже представлены ключевые финансовые и операционные показатели CCEL (100%):

2 кв. 2017	1 кв. 2017	2 кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
(тыс. долларов США, если не указано иное)					(тыс. долларов США, если не указано иное)		
178,264	171,203	149,299	19%	Доходы	349,467	270,786	29%
(157,014)	(125,218)	(104,144)	51%	Операционные расходы	(282,232)	(222,909)	27%
(4,173)	(4,930)	(5,199)	-20%	Финансовые расходы, нетто	(9,103)	(10,295)	-12%
(7,706)	(9,653)	6,318	-222%	(Расходы) / экономия по подоходному налогу	(17,359)	6,318	-375%
9,371	31,402	46,274	-80%	Прибыль /(убыток) за период	40,773	43,900	-7%
533	523	522	2%	Добыча нефти (тыс. тонн)	1,056	1,053	0,3%

Увеличение доходов в 1 полугодии 2017 года связано с увеличением доходов от реализации нефти на экспорт в связи с ростом котировок Брент, эффект которого частично нивелирован меньшими доходами от реализации нефти на внутренний рынок.

Реализация нефти CCEL по маршрутам поставок указана ниже:

2 кв. 2017	1 кв. 2017	2 кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
(в тысячах тонн)							
380	264	275	38%	Экспорт через Новороссийск	644	587	10%
45	137	208	-78%	Экспорт через Усть-Луга	182	461	-61%
90	60	-	100%	Экспорт через Батуми	150	-	100%
-	40	-	0%	Внутренний рынок	40	-	100%
515	501	483	7%	Реализация нефти, итого (тыс. тонн)	1,016	1,048	-3%
71	5	22	223%	Внутренний рынок (поставки на битум)	76	22	245%
586	506	505	16%	Итого реализация нефти и битума:	1,092	1,070	2%

*as part of contractual obligations bitumen produced from CCEL oil is sold to the domestic market

Рост операционных расходов в 1 полугодии 2017 года по сравнению с 1 полугодием 2016 года связан с увеличением выплат по вознаграждениям работников, услуг по ремонту и обслуживанию, материалам и запасам и ростом расходов по рентному налогу и ЭТП. Увеличение расходов по рентному налогу и ЭТП связано с ростом котировок Брент в 1 полугодии 2017 года. Также были увеличены тарифы за переработку нефти и объемы переработки на битумном заводе и включены в прочие расходы. Увеличение расходов по ремонту и

обслуживанию связано с большим количеством капитального и подземного ремонта скважин в 1 полугодии 2017 года. Увеличением расходов по материалам в связи с более высокой стоимостью. Увеличение выплат по вознаграждению работников связано с 7% индексацией базовой заработной платы.

Операционные расходы в расчете на баррель проданной нефти представлены следующим образом:

2 кв. 2017	1 кв. 2017	2 кв. 2016	Изменение		1П 2017	1П 2016	Изменение
(долларов США на 1 баррель проданной нефти*)					(долларов США на 1 баррель проданной нефти*)		
6.5	8.5	6.7	-3%	Вознаграждения работникам	7.4	6.6	12%
5.9	6.6	6.3	-6%	Транспортные расходы	6.2	6.2	0%
5.6	6.7	4.3	30%	Экспортная таможенная пошлина	6.1	4.9	24%
2.8	3.5	3.5	-20%	Энергия	3.1	3.8	-18%
2.9	2.7	3.3	-12%	Износ, истощение и амортизация	2.8	3.0	-7%
2.7	2.5	2.1	29%	Услуги по ремонту и обслуживанию	2.6	1.8	44%
2.9	5.5	3.0	-3%	Рентный налог	4.1	1.4	193%
0.9	0.9	0.8	13%	Материалы и запасы	0.9	0.7	29%
0.3	0.3	0.5	-40%	НДПИ	0.3	0.3	0%
9.6	(0.2)	0.3	3100%	Прочие расходы	5.2	2.4	117%
40.1	37.0	30.8	30%	Итого операционные расходы:	38.7	31.1	24%

В пересчете 6,68 баррелей за тонну нефти.

Анализ капитальных затрат совместных предприятий и ассоциированной компании рассмотрены в разделе «Обзор капитальных затрат».

Нэтбэк анализ и лифтинг затраты

Лифтинг затраты совместных предприятий и ассоциированной компании представлены следующим образом:

	КГМ	ПКИ	ССЕЛ
(тыс. долларов США, если не указано иное)			
Вознаграждения работникам	6,336	15,169	49,594
Материалы и запасы	2,961	12,707	6,403
Услуги по ремонту и обслуживанию	3,521	12,229	18,963
Электроэнергия	5,402	8,880	22,797
Прочие	1,494	9,459	40,860
Итого лифтинг затрат (тыс. долларов США)	19,714	58,444	138,617
Объем добычи (тыс. тонн)	1,421	1,649	1,056
Итого лифтинг затрат (долл. США/баррель*)	1.8	4.6	19.7

* Были использованы следующие средние коэффициенты пересчета тонны на баррель 7,7 КГМ, ПКИ 7,75, 6,68 ССЕЛ.

Нэтбэк анализ экспортных продаж совместных предприятий и ассоциированной компании представлен следующим образом:

	КГМ	ПКИ	ССЕЛ
(долларов США на баррель*)			
Публикуемая рыночная цена	51.7	51.7	51.7
Разница в цене и премия по коэффициенту баррелизации	(6.6)	(6.2)	(4.4)
Средняя цена реализации	45.1	45.5	47.3
Рентный налог	(4.7)	(4.7)	(4.2)
Экспортная таможенная пошлина	(6.3)	(6.4)	(6.3)
Транспортные расходы	(4.2)	(5.4)	(6.4)
НДПИ	(5.2)	(3.0)	(0.3)
Нэтбэк	24.7	26.0	30.1

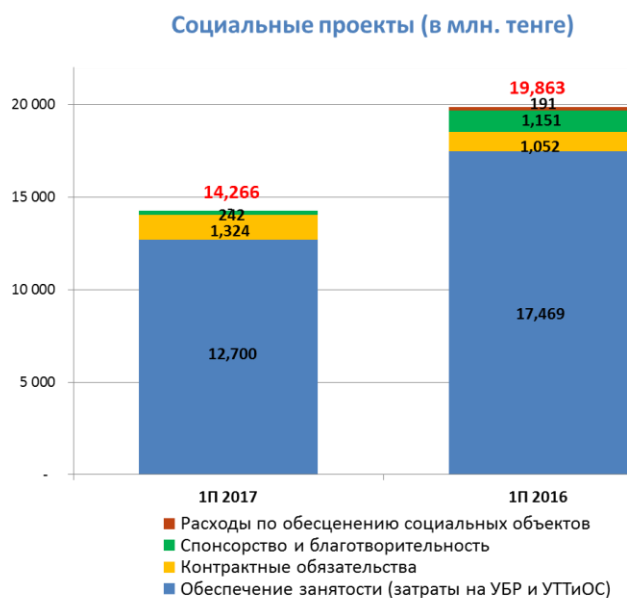
* Были использованы следующие средние коэффициенты пересчета тонны на баррель 7,7 КГМ, ПКИ 7,75, 6,68 ССЕЛ.

Нэтбэк анализ продаж на внутренний рынок совместных предприятий и ассоциированной компании представлен следующим образом:

	КГМ	ПКИ	ССЕЛ
	(долларов США на баррель*)		
Средняя цена реализации	21.7	24.4	20.5
Транспортные расходы	(1.6)	(1.4)	(1.9)
НДПИ	(0.4)	(0.5)	(0.3)
Нэтбэк	19.7	22.5	18.3

* Были использованы следующие средние коэффициенты пересчета тонны на баррель 7,7 КГМ, ПКИ 7,75, 6,68 ССЕЛ.

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ



Социальная ответственность является ключевой составляющей деятельности Компании. С момента создания Компания выделила миллиарды тенге на строительство жилых домов, физкультурно-оздоровительных центров, детских садов, оздоровительных лагерей, на реконструкцию школ и больниц в Атырауской и Мангистауской областях, а также переезд жителей населенных пунктов с истощенных месторождений ЭМГ. Стратегия Компании в области социальной политики нацелена на содействие развитию регионов своей деятельности. В 2012 году, с целью обеспечения трудоустройства около 2000 человек в Мангистауской области, были созданы 2 сервисных предприятия – УТТиОС и УБР. За 1 полугодие 2017 года Компания понесла операционные расходы в размере 12,6 млрд. тенге на финансирование данных предприятий, включая 10,2 млрд. тенге на выплаты по вознаграждениям работников, 2,4 млрд. тенге в составе расходов по материалам и запасам и прочим расходам.

Кроме того, Компанией было инвестировано 114 млн. тенге на приобретение техники для поддержания деятельности УБР и УТТиОС в 1 полугодии 2017 года. Затраты, направленные на финансирование УТТиОС, были частично нивелированы доходом данного предприятия от третьих сторон за 1 полугодие 2017 года на сумму 3,06 млрд. тенге (за 1 полугодие 2016 года: 2,6 млрд. тенге).

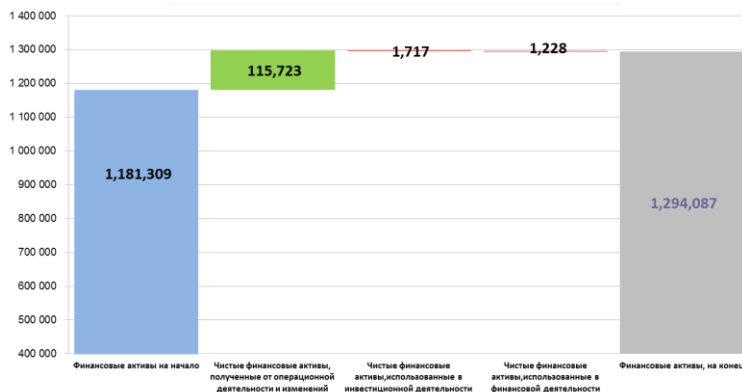
За 1 полугодие 2017 года расходы на спонсорство и благотворительность составили 242 млн. тенге.

Контрактные обязательства включают в себя отчисления в фонд социальных программ, фонд экологии и обязательства по обучению специалистов, в соответствии с условиями контрактов на недропользование. За 1 полугодие 2017 года социальные расходы Компании в рамках выполнения контрактных обязательств составили 1,3 млрд. тенге, в том числе по фонду социальных программ и экологии 1 млрд. тенге, по обучению местных специалистов 0,4 млрд. тенге.

ЛИКВИДНОСТЬ И РЕСУРСЫ КАПИТАЛА

Потребности Компании в ликвидности возникают, в основном из потребности в финансировании существующей операционной деятельности (оборотный капитал), необходимости финансирования инвестиций (капитальные расходы) и достижения роста за счет приобретений. Руководство считает, что Компания обладает достаточным уровнем ликвидности для исполнения своих обязательств и осуществления инвестиционных возможностей.

Движение финансовых активов 1П 2017 (в млн. тенге)



В течение 1 полугодия 2017 года поток финансовых активов от операционной деятельности и изменений валютных курсов составил 115,7 млрд. тенге, что на 111,5 млн. тенге больше чем в 1 полугодии 2016 года.

Увеличение связано с увеличением доходов от реализации сырой нефти на экспорт и реализации нефтепродуктов за отчетный период.

Отток финансовых активов от инвестиционной деятельности за 1 полугодие 2017 года составил 1,7 млрд. тенге (за 1 полугодие 2016 года отток на сумму 32,9 млрд. тенге). Снижение оттоков связано с получением дивидендов от совместных предприятий и ассоциированных компания (на 28,5 млрд. тенге больше в 1 полугодии 2017 года).

Отток финансовых активов, направленных на использование в финансовой деятельности за 1 полугодие 2017 год составил 1,2 млрд. тенге (за 1 полугодие 2016 года – отток 1 млрд. тенге).

Увеличение оттоков связано, главным образом, с более высокой суммой погашения исторических обязательств, сделанных в 1 полугодии 2017 года, по сравнению с 1 полугодием 2016 года (больше на 0,3 млрд. тенге).

Чистая позиция финансовых активов

В таблице ниже отражены данные по чистой позиции финансовых активов Компании:

	на 30 июня 2017 года	на 31 декабря 2016 года	на 30 июня 2016 года	Изменение
	(в млн. тенге, если не указано иное)			%
Текущая часть	5,400	5,483	5,572	-2%
Срок погашения более одного года	2,757	3,844	5,095	-28%
Итого займов	8,157	9,327	10,667	-13%
Денежные средства и их эквиваленты	219,431	162,091	380,074	35%
Прочие текущие финансовые активы	1,039,584	983,257	658,875	6%
Долгосрочные финансовые активы	35,072	35,961	36,360	-2%
Итого финансовых активов	1,294,087	1,181,309	1,075,309	10%
Финансовые активы, деноминированные в иностранной валюте, %	94%	97%	96%	
Чистая позиция финансовых активов	1,285,930	1,171,982	1,064,642	10%

Заявления относительно будущего

В настоящем документе содержатся заявления, которые являются или считаются «заявлениями относительно будущего». Терминология для описания будущего, включая, среди прочего, слова «считает», «по предварительной оценке», «ожидает», «по прогнозам», «намеревается», «планирует», «наметила», «будет» или «должна», либо, в каждом случае, аналогичная или сопоставимая терминология, либо ссылки на обсуждения, планы, цели, задачи, будущие события или намерения, призваны обозначить заявления относительно будущего. Указанные заявления относительно будущего включают все заявления, которые не являются историческими фактами. Они включают, без ограничения, заявления о

намерениях, мнениях и заявления об ожиданиях Компании в отношении, среди прочего, результатов деятельности, финансового состояния, ликвидности, перспектив, роста, потенциальных приобретений, стратегии и отраслей, в которых работает Компания. По своей природе, заявления относительно будущего связаны с риском и неопределенностью, поскольку они относятся к будущим событиям и обстоятельствам, которые могут произойти или не произойти. Заявления относительно будущего не являются гарантиями будущих результатов деятельности, и фактические результаты деятельности, финансовое положение и ликвидность Компании и развитие страны и отраслей, в которых работает Компания, могут существенно отличаться от тех вариантов, которые описаны в настоящем документе или предполагаются согласно содержащимся в настоящем документе заявлениям относительно будущего. Компания не планирует и не берет на себя обязательства обновлять какую-либо информацию относительно отрасли или какие-либо заявления относительно будущего, которые содержатся в настоящем документе, будь то в результате получения новой информации, будущих событий или каких-либо иных обстоятельств. Компания не делает никаких заявлений, не предоставляет никаких заверений и не публикует никаких прогнозов относительно того, что результаты, изложенные в таких заявлениях относительно будущего, будут достигнуты.