

Анализ финансового состояния и результатов деятельности

За три месяца, закончившихся 31 марта 2018 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»).

ИСТЕЧЕНИЕ ДЕЙСТВИЯ ТЕНДЕРНОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ОБ АКЦИЯХ

Как сообщалось ранее, в марте 2018 года истекло действие Тендерного предложения в отношении глобальных депозитарных расписок («ГДР») и Предложения в отношении простых акций, в результате которых РД КМГ приобрела в общей сложности 135 454 910 ГДР и 336 584 простых акций в обращении. Суммарная выплата составила 1 925 млн долларов США (624 млрд тенге), из которых 1 904 млн долларов США (617 млрд тенге) были выплачены в первую дату расчетов (19 февраля 2018 года) и 21 млн долларов США (7 млрд тенге) – в финальную дату расчетов (5 апреля 2018 года).

Таким образом, РД КМГ и АО «Национальная компания «КазМунайГаз» в общей сложности владеют 99,5% выпущенных простых акций (включая простые акции, представленные в форме ГДР). 11 апреля 2018 года Компания направила заявки на делистинг ГДР и простых акций на Лондонскую и Казахстанскую фондовые биржи.

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 Казахстанской 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 31 марта 2018 года:

Наименование	Доля владения	Основная деятельность	Метод консолидации
АО «Озенмунайгаз» («ОМГ»)	100%	Добыча сырой нефти и газа	Полная консолидация
АО «Эмбамунайгаз» («ЭМГ»)	100%	Добыча сырой нефти	Полная консолидация
ТОО «Казахский газоперерабатывающий завод» («КазГПЗ»)	100%	Переработка газа	Полная консолидация
«KS EP Investments BV» («КС»)*	100%	Нефтегазовая разведка	Полная консолидация
ТОО «СП «Казгермунай» («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

КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1 кв. 2018	4 кв. 2017	Изменение		1 кв. 2018	1 кв. 2017	Изменение
2 898	2 984	-3%	Объем добычи (тыс. тонн)*	2 898	2 904	0%
2 046	2 111	-3%	Объем добычи ОМГ и ЭМГ (тыс. тонн)	2 046	2 026	1%
20 514	26 986	-24%	Чистая прибыль (млн. тенге)	20 514	2 271	803%
0,35	0,40	-13%	Базовая и разводнённая прибыль на одну акцию (тыс. тенге)	0,35	0,03	1067%
82 985	79 135	5%	ЕБИТДА (млн. тенге)**	82 985	68 298	22%
21%	22%	-5%	Операционная рентабельность (%)***	21%	21%	0%
56 245	52 172	8%	Денежные потоки от операционной деятельности до корректировок оборотного капитала (млн. тенге)	56 245	34 634	62%
702 730	1 338 632	-48%	Чистая денежная позиция на конец периода (млн. тенге)	702 730	1 143 145	-39%

*Включая пропорциональную долю предприятий, учитываемых методом долевого участия.

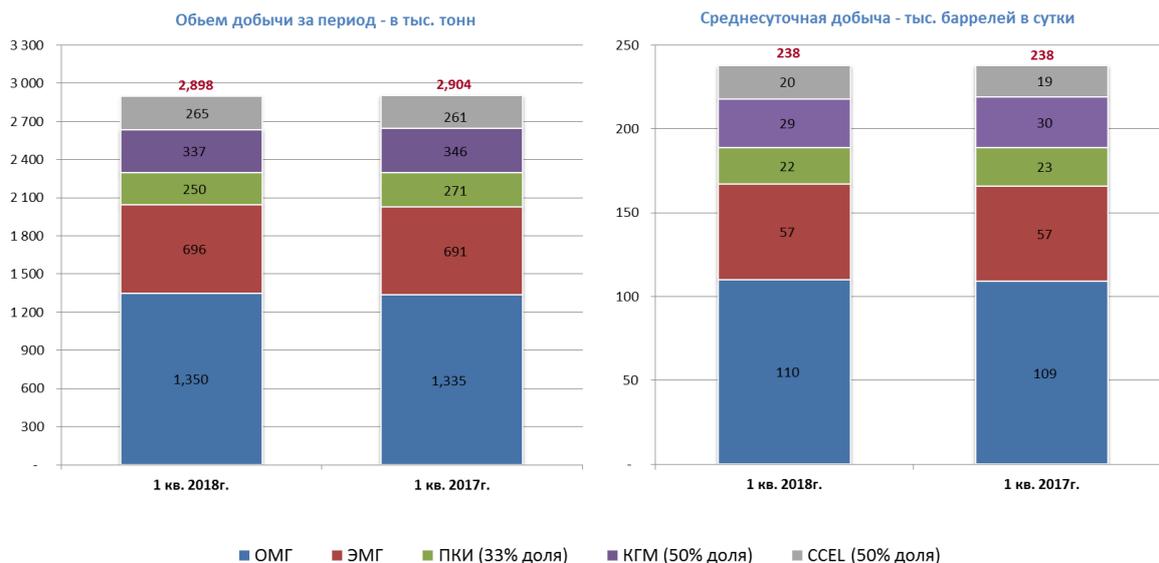
** ЕБИТДА рассчитывается путем прибавления доходов от участия в предприятиях, учитываемых методом долевого участия, финансовых доходов и не денежных расходов по износу и амортизации к операционной прибыли Компании и убытка от приобретения дочерней организации. ***Операционная рентабельность не включает 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.

1 кв. 2018	4 кв. 2017	Изменение		1 кв. 2018	1 кв. 2017	Изменение
66.82	61.18	9%	Средняя цена Brent (DTD) (US\$/баррель)	66.82	53.73	24%
1.8%	2.9%	-38%	Уровень инфляции - Казахстан (%)	1.8%	2.3%	-22%
323.2	334.4	-3%	Средний обменный курс (тенге за 1 доллар США)	323.2	322.5	0%
318.3	332.3	-4%	Обменный курс на отчетную дату (тенге за 1 доллар США)	318.3	313.7	1%

ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ



Добыча сырой нефти с учетом доли в совместных предприятиях и ассоциированной компании за 1 квартал 2018 года составила 2,898 тыс. тонн или 238 тыс. баррелей в сутки. ОМГ и ЭМГ – 167 тыс. баррелей в сутки, доля ПКИ – 22 тыс. баррелей в сутки, доля КГМ – 29 тыс. баррелей в сутки и доля ССЕЛ – 20 тыс. баррелей в сутки.

Объем добычи за 1 квартал 2018 года по сравнению с 1 кварталом 2017 года в ОМГ и ЭМГ увеличился на 1% или 15 и 5 тыс. тонн. Добыча главным образом увеличилась за счет большего количества проведенных КРС по ОМГ и ЭМГ в 1 квартале 2018 года в сравнении с 1 кварталом 2017 года, а также вводом новых скважин по ЭМГ.

Снижение доли в добыче ПКИ и КГМ в отчетном периоде на 8% или 21 тыс. тонн и 3% или 9 тыс. тонн соответственно, по сравнению с 1 кварталом 2017 года, связано с естественным истощением запасов на некоторых месторождениях ПКИ и КГМ. Объем доли добычи в 1 квартале 2018 года в ССЕЛ увеличился на 2% или 4 тыс. тонн в сравнении с 1 кварталом 2017 года, в связи с опережающим бурением и вводом новых скважин ранее, чем в 1 квартале 2017 года. За 1 квартал 2018 года доля в объемах добычи ПКИ, КГМ и ССЕЛ составила 852 тыс. тонн, что на 3% или 26 тыс. тонн меньше чем в 1 квартале 2017 год.

Фонд скважин на 31 марта 2017*	Ввод новых скважин 1 кв. 2018	Ввод новых скважин 1 кв. 2017		КРС 1 кв. 2018	КРС 1 кв. 2017	ПРС 1 кв. 2018	ПРС 1 кв. 2017
<i>Количество скважин</i>				<i>Количество КРС</i>		<i>Количество ПРС</i>	
4 871	25	37	ОМГ	281	181	3 901	3 572
2 556	3	0	ЭМГ	44	0	803	774
1 508	6	7	ПКИ(100%)**	39	15	147	154
264	2	0	КГМ (100%)**	0	1	20	18
3 810	58	31	ССЕЛ (100%)**	26	23	1 026	1 044

*Эксплуатационные скважины, включая нагнетательные скважины

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

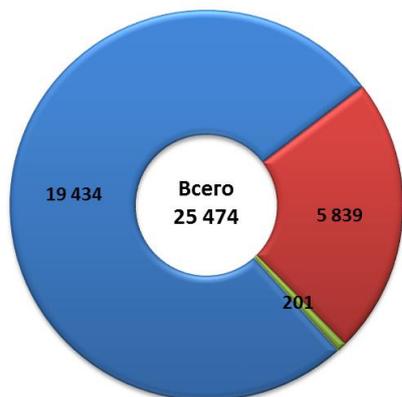
Добыча от новых скважин ОМГ в отчетном периоде составила 7 тыс. тонн в сравнении с 14 тыс. тонн в 1 кв. 2017 года, в связи с меньшим количеством скважин пробуренных в 1 кв. 2018 года в сравнении с 1 кв. 2017 года. Дополнительная добыча от 281 КРС в 1 кв. 2018 года составила 7 тыс. тонн, в 1 кв. 2017 года 181 КРС обеспечил дополнительную добычу в размере 11 тыс. тонн. С 2017 года такие работы как ликвидация аварии, очистка забоя, ремонтно-изоляционные работы отнесены к текущему капитальному ремонту скважин (ТКРС) для поддержания добычи нефти переходящего фонда.

В 1 кв. 2018 года было проведено 44 КРС по ЭМГ, с дополнительной добычей 3 тыс. тонн. Дополнительная добыча от новых скважин ЭМГ, введенных в 1 кв. 2018 года составила 0,8 тыс. тонн.

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 предприятия, в млн. тенге



■ ОМГ ■ ЭМГ ■ Центральный аппарат и прочие ДЗО

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

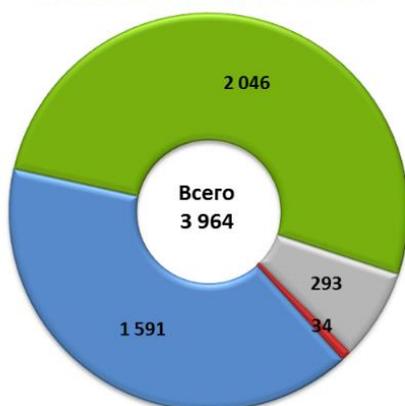
В 1 кв. 2018 года капитальные затраты Компании составили 25,5 млрд. тенге, что на 7,6 млрд. тенге больше чем в 1 кв. 2017 года. Капитальные затраты включают в себя стоимость бурения новых скважин, строительство и реконструкцию производственных объектов, приобретение основных средств и нематериальных активов, а также непроизводственные капитальные затраты.

Капитальные затраты ОМГ за 1 кв. 2018 года составили 19,4 млрд. тенге, что выше капитальных затрат 1 кв. 2017 года на 3,5 млрд. тенге. Рост связан с закупом основных средств – переходящего объема 2017 года частично нивелированное меньшими объемам строительно-монтажных работ в 1 кв. 2018 года в результате тендерных процедур.

Капитальные затраты ЭМГ за отчетный период составили 5,8 млрд. тенге, что на 4,1 млрд. тенге больше, чем в 1 кв. 2017 года. Увеличение связано с большими объемами эксплуатационного бурения и переходящими объемами поисково-разведочного бурения и строительно-монтажных работ с 2017 года. Контракты на эксплуатационное бурение были подписаны заранее, в декабре 2017 года.

Капитальные вложения центрального аппарата и прочих дочерних предприятий за 1 квартал 2018 года составили 201 млн. тенге, что на 38 млн. тенге меньше, чем в 1 кв. 2017 года, что в основном связано с закупом основных средств нефтесервисных активов в 1 кв. 2017 года.

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



■ ПКИ (33%) ■ ССЕЛ (50%) ■ КГМ (50%) ■ УОГ (50%)

Капитальные затраты предприятий, учитываемых долевым методом

За отчетный период в ПКИ были осуществлены капитальные вложения на сумму 4,8 млрд. тенге (33% доля РД КМГ: 1,6 млрд. тенге), что на 1,7 млрд. тенге больше чем за 1 кв. 2017 года в основном в связи с большим объемом закупа основных средств в отчетный период.

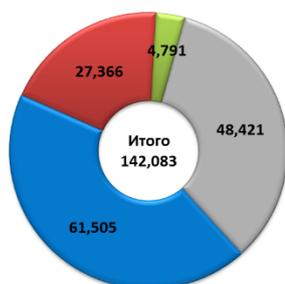
Капитальные затраты КГМ за 1 кв. 2018 года составили 0,6 млрд. тенге (50% доля РД КМГ: 0,3 млрд. тенге), что на 0,7 млрд. тенге меньше чем в 1 кв. 2017 года. Уменьшение капитальных затрат связано с меньшим закупом основных средств.

В течение 1 кв. 2018 года в ССЕЛ было осуществлено капитальных вложений на сумму 4,1 млрд. тенге (50% доля РД КМГ: 2,1 млрд. тенге), что на 1,3 млрд. тенге больше чем за 1 кв. 2017 года, что в основном связано с большим объемом бурения, строительства и модернизации объектов производственного назначения в 1 кв. 2018 года.

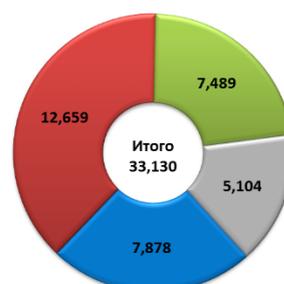
Капитальные затраты УОГ за 1 кв. 2018 года составили 68 млн. тенге (50% доля РД КМГ: 34 млн. тенге), что на 18 млн. тенге меньше чем за 1 кв. 2017 года, в основном в связи с бонусом коммерческого обнаружения, капитализированного в 1 кв. 2017 года.

Текущий прогноз капитальных затрат на 2018 год по консолидируемым предприятиям и предприятиям, учитываемым методом долевого участия, представлен ниже:

Текущий прогноз капитальных затрат по ОМГ, ЭМГ и прочим дочерним предприятиям на 2018 год, в млн.тенге



Текущий прогноз капитальных затрат предприятий, учитываемых долевым методом на 2018 год, в млн. тенге (пропорционально доле)*



■ Эксплуатационное бурение ■ Строительно-монтажные работы ■ Разведка ■ Прочие капитальные затраты

**Текущие ожидания по капитальным затратам на 2018 год, представленные в данном отчете, основаны на представлениях и ожиданиях руководства на дату выпуска отчета согласно утвержденному бюджету на 2018 год. 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 31 марта 2018 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	08.04.2016-21.08.2016	2,262м.	ПР-4 (дебит 7 м3/сут). Дебиты ПР-5 и ПР-7 – с притоком (дебит 5,3 м3/сут, который считается средним для данного месторождения). Бурение ПР-8 завершено, скважина на испытании.
			ПР-5	01.04.2016-29.09.2016	2,500м.	
			ПР-7	20.09.2016-27.01.2017	2,290м.	
			ПР-8	22.05.2017-1.11.2017	2,500м.	
Узень-Карамандыбас (100%)	18.07.2011	Юго-западная часть разведочного блока				Полевые сейсморазведочные работы 3Д-МОГТ в объеме 550 пог.км. завершены. Обработка и интерпретация данных завершены. Прошел научно-технический совет в Запказнедра, отчет принят. Отчет сдан в Государственные фонды.
Тайсойган (100%)	29.01.2004	Уаз	У-23	29.08.2017-24.09.2017	1,110м.	Полевые сейсморазведочные работы 2Д-МОГТ на блоке Тайсойган завершены. Завершена обработка данных 2Д-МОГТ на блоке Тайсойган. Проведение дальнейших работ на рассмотрении. У-23 с притоком, У-25, Барлыбай С-3 сухие, У-26 бурение завершено, скважина на испытании.
			У-25	21.07.2017-22.08.2017	1,100м.	
			У-26	20.12.2017-currently	400м.	
			Барлыбай С-3	10.10.2017-04.12.2017	1,025м.	
Р-9 (100%)	10.06.2007					Компания осуществила возврат контрактной территории государств 20 марта 2018 года.
Каратон-Саркамыс (100%)	18.07.2011	Северо-восточное крыло месторождения С.Нуржанов	НСВ-2	11.09.2017-07.12.2017	3,700м.	Завершены работы по переработке и переинтерпретации данных 3Д-сейсморазведки куба Бирлестик. Проведение дальнейших работ на рассмотрении. НСВ-2 на испытании (с притоком), Вост. Каратон на испытании, ДСВ-1 сухая. Завершено бурение НСВ-3, ожидается испытание.
			Вост. Каратон-1	12.09.2017-12.12.2017	2,512м.	
			Досмухамбетовское ДСВ-1	6.10.2017-20.12.2017	400м.	
			НСВ-3	10.02.2018-04.04.2018	3,760м.	
Карповский Северный (KS - 100%)	18.10.2011	Орловская центральная Рожковское	СК-2	01.07.2013-18.08.2015	5,755м.	Скважина имеет слабые притоки газа, которые коммерчески нерентабельны.
Федоровский (UOG - 50%)	11.03.2011	Павловская, Январцевская				Проведение дальнейших работ на рассмотрении.
Дошан-Жамансу (24,75% через ПКИ)	22.12.2009	Южный Дошан, Юго-Восточный Дошан, Жамансу	Юго-Восточный Дошан -52	01.06.2017-19.06.2017	1,439м.	Завершено бурение Юго-Вост. Дошан-49, 52,56 и Жамансу-10. Скважины Юго-Вост. Дошан-49, 52 и Жамансу-10 с притоком. Юго-Вост. Дошан-56 с притоком газа. Проведение дальнейших работ на рассмотрении. Дошан-65 на испытании. Завершено бурение Жамансу-10, 11 Юго-Вост. Дошан-49, 52, 56. Ю-В Дошан-49, 52 and Жамансу-10, 11с притоками. Ю-В Дошан-56 имеет притоки газа. Проведение дальнейших работ на рассмотрении. Дошан-65 на испытании. Дошан-16, Жамансу-5 в бурении.
			Юго-Восточный Дошан -49	24.06.2017-21.06.2017	2,033м.	
			Юго-Восточный Дошан -56	20.07.2017-08.08.2017	1,450м.	
			Дошан -65	31.07.2017-12.08.2017	815м.	
			Дошан -16	23.12.2017-currently		
			Жамансу -10	27.11.2016-17.01.2017	2,203м.	
			Жамансу -11	30.09.2017-17.11.2017	2,455м.	
Жамансу -5	07.10.2017-currently					
	Бухарсай-3	29.08.2017-24.09.2017	1,525м.	Завершено бурение разведочных скважин Северный Карабулак-3, Карабулак-19 и Карабулак-31. Северный Карабулак-3 - сухая. Карабулак-19 и Карабулак-31 - с притоком.		
	Белкудук-8	01.11.2017-03.12.2017	2,090м.			
		1,400м.				

			Карабулак-53	15.08.2017-08.08.2017	1,369м.	Пробуренные Бухарсай-3, Карабулак-35,53,54 Карабулак-35, Белкудук-8 с притоком. Проведение дальнейших работ на рассмотрении.
			Карабулак -54	28.09.2017-15.10.2017		
			Карабулак -35	29.03.2017-01.05.2017		
Западный Тузколь (ПКИ – 33%)	22.12.2009	Западный Тузколь	Кетеказган-18	11.11.2016-24.02.2017	3,180м.	Разведочные скважины: Кетеказган-18 – в испытании, Западный Тузколь 126, 130- сухие, Западный Тузколь-127, 159 с притоками. Бурение Кетеказган 22,24 завершено, ожидается испытание. Оценочные скважины Западный Тузколь 234 и 237 – с притоком.
			Кетеказган - 22,24	09.09.2017-21.12.2017	3,300м, 2,510м.	
			Западный Тузколь-130	01.02.2017-14.02.2017	1,300м.	
			Западный Тузколь-126	01.10.2017-18.10.2017	1,028м..	
			Западный Тузколь-127	10.05.2017-10.05.2017	1,100м.	
			Западный Тузколь-159	23.05.2017-23.05.2017	1,520м.	
			Западный Тузколь-234	08.09.2017-25.09.2017	1,365м.	
			Западный Тузколь-237	07.02.2017-25.02.2017	1,257м.	
				13.03.2017-26.03.2017		
Караванчи (ПКИ – 33%)	22.12.2009	Караванчи	Караванчи-31	09.02.2017-12.03.2017	1,136м.	Караванчи-31 с притоками воды и нефти.

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.

1 кв. 2018	4 кв. 2017	Изменение		1 кв. 2018	1 кв. 2017	Изменение
<i>(в млн. тенге, если не указано иное)</i>						
270 426	290 941	-7%	Доходы	270 426	213 726	27%
(83 108)	(88 125)	-6%	Производственные расходы	(83 108)	(70 079)	19%
(31 982)	(42 512)	-25%	Расходы по реализации и административные расходы	(31 982)	(25 432)	26%
(87 947)	(86 436)	2%	Налоги кроме подоходного налога	(87 947)	(65 595)	34%
(375)	(1 087)	-66%	Расходы на разведку	(375)	(48)	681%
(10 227)	(9 861)	4%	Износ, истощение и амортизация	(10 227)	(8 356)	22%
56 787	62 920	-10%	Операционная прибыль	56 787	44 216	28%
-	(2 361)	-100%	Сторно НДС к возмещению (нетто)	-	-	0%
8 582	2 268	278%	Доля в результатах ассоциированной компании и СП	8 582	8 406	2%
(544)	(1 984)	-73%	Убыток от выбытия ОС	(544)	397	-237%
5 834	6 180	-6%	Финансовые доходы/(расходы), нетто	5 834	6 051	-4%
(43 932)	(30 082)	46%	Курсовая разница, нетто	(43 932)	(58 653)	-25%
(6 213)	(9 955)	-38%	Расходы по подоходному налогу	(6 213)	1 854	-435%
20 514	26 986	-24%	Чистая прибыль	20 514	2 271	803%

Увеличение чистой прибыли в 1 кв. 2018 года в сравнении с 1 кв. 2017 года связано с увеличением доходов от реализации нефти на экспорт и более высокой доходностью от реализации нефтепродуктов. Более высокие доходы от реализации сырой нефти на экспорт связаны с ростом средних котировок Brent с 53.73 долларов США на баррель до 66,82 долларов США на баррель в 1 кв. 2018 года. Данные эффекты были частично нивелированы увеличением расходов по себестоимости, расходов по реализации и общих административных расходов, налогами, кроме подоходного налога и расходами по амортизации основных средств. Расходы по НДС (налог на добычу полезных ископаемых, рентному налогу и ЭТП (экспортная таможенная пошлина) выше в 1 кв. 2018 года в сравнении с 1 кв. 2017 года в связи с более высокими котировками Brent.

Увеличение по расходам на разведку связано с проведением высокоразрешающих сейсмических работ по Узень-Карамандыбас (месторождение ОМГ) в 1 кв. 2018 года. Данные работы предназначены для пересчета и получения прироста запасов месторождения.

Также в 1 кв. 2018 года был признан убыток от курсовой разницы в размере 44 млрд. тенге в результате снижения курса валют с 332.3 тенге на 1 доллар с 31 декабря 2017 года до 318,3 31 марта 2018 года.

Доходы

В следующей таблице приведены объемы продаж и цены реализации нефти:

1кв. 2018	4кв. 2017	Изменение		1кв. 2018	1кв. 2017	Изменение
Экспортные продажи нефти						
Трубопровод УАС						
144 445	139 013	4%	Реализация (млн. тенге)	144 445	84 351	71%
963	954	1%	Объем (тыс. тонн)	963	719	34%
149 995	145 716	3%	Средняя цена (енге за тонну)	149 995	117 317	28%
64.20	60.27	7%	Средняя цена (доллар за баррель*)	64.20	50.31	28%
Трубопровод КТК						
48 808	82 957	-41%	Реализация (млн. тенге)	48 808	67 270	-27%
302	546	-45%	Объем (тыс. тонн)	302	565	-47%
161 616	151 936	6%	Средняя цена (тенге за тонну)	161 616	119 062	36%
69.17	62.85	10%	Средняя цена (доллар за баррель*)	69.17	51.06	35%
193 253	221 970	-13%	Всего экспорт нефти (млн. тенге)	193 253	151 621	27%
1 265	1 500	-16%	Всего экспорт нефти (тыс. тонн)	1 265	1 284	-1%
Итого реализация нефти						
193 253	221 970	-13%	Реализация (млн. тенге)**	193 253	151 621	27%
1 265	1 500	-16%	Объем (тыс. тонн)	1 265	1 284	-1%
152 769	147 980	3%	Средняя цена (тенге за тонну)	152 769	118 085	29%
65.39	61.21	7%	Средняя цена (доллар за баррель*)	65.39	50.64	29%
Реализация нефтепродуктов						
72 957	61 440	19%	Реализация (млн. тенге)	72 957	57 604	27%
661	610	8%	Объем (тыс. тонн)	661	637	4%
110 342	100 721	10%	Средняя цена (тенге за тонну)	110 342	90 394	22%
341.46	301.20	14%	Средняя цена (доллар за тонну)	341.46	280.27	22%
47.23	41.66	13%	Средняя цена (доллар за баррель*)	47.23	38.76	22%
4 216	7 531	-44%	Прочие доходы (млн. тенге)	4 216	4 501	-6%
270 426	290 941	-7%	Итого доходов (млн. тенге)	270 426	213 726	27%

* Converted at 7.23 barrels per tonne of crude oil.

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.

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.

Что касается нефтепродуктов, правительство Казахстана также требует поставлять основную часть нефтепродуктов, в частности легкие дистилляты, для удовлетворения внутренних потребностей в топливе и для поддержки сельхозпроизводителей в период весенних и осенних полевых работ. Это достигается либо запретом на экспорт легких дистиллятов или путем выдачи квот на поставку сельхозпроизводителям. Внутренние цены на рынке нефтепродуктов значительно ниже международных рыночных цен, а также внутренние цены на некоторые нефтепродукты регулируются Комитетом по регулированию естественных монополий.

Отчет о чистых доходах от реализации нефтепродуктов (АНПЗ*):

1кв. 2018	4кв. 2017		1кв. 2018	1кв. 2017
53 589	47 243	Доходы	53 589	45 171
(22 003)	(17 581)	Расходы, в том числе:	(22 003)	(15 403)
(16 174)	(12 087)	Переработка	(16 174)	(10 673)
(179)	(248)	Присадки	(179)	(324)
(707)	(1 231)	Акцизный налог	(707)	(850)
(3 254)	(2 528)	Экспортная таможенная пошлина	(3 254)	(3 188)
(1 689)	(1 487)	Расходы по реализации и транспортировке	(1 689)	(368)
31 586	29 662	Чистые доходы	31 586	29 768
487.22	462.44	Объем реализованных нефтепродуктов, в тысячах тонн	487.22	487.35
35.49	26.94	Потери при переработке, в тысячах тонн	35.49	33.11
522.71	489.38	Итого объем переработанной и реализованной сырой нефти, в тысячах тонн	522.71	520.46
60 428	60 612	Чистый доход на тонну сырой нефти, в тенге	60 428	57 196

*Данная информация включает в себя реализацию нефтепродуктов внутри группы.

С 1 января 2018 года тарифы на процессинг по АНПЗ были увеличены с 24,512 тенге на 1 тонну до 31,473 тенге на 1 тонну сырой нефти. До 1 апреля 2017 года, тариф на процессинг составлял 20,501 тенге на 1 тонну.

Отчет о чистых доходах от реализации нефтепродуктов (ПНХЗ*):

1кв. 2018	4кв. 2017		1кв. 2018	1кв. 2017
20 504	14 768	Доходы	20 504	12 856
(4 429)	(4 147)	Расходы, в том числе:	(4 429)	(3 123)
(3 604)	(2 858)	Переработка	(3 604)	(2 286)
(64)	(175)	Присадки	(64)	(197)
(634)	(441)	Акцизный налог	(634)	(520)
-	(565)	Экспортная таможенная пошлина	-	-
(127)	(108)	Расходы по реализации и транспортировке	(127)	(120)
16 075	10 621	Чистые доходы	16 075	9 733
182.21	151.48	Объем реализованных нефтепродуктов, в тысячах тонн	182.21	153.16
23.53	18.00	Потери при переработке, в тысячах тонн	23.53	18.81
205.74	169.48	Итого объем переработанной и реализованной сырой нефти, в тысячах тонн	205.74	171.97
78 133	62 668	Чистый доход на тонну сырой нефти, в тенге	78 133	56 596

*Данная информация включает в себя реализацию нефтепродуктов внутри группы.

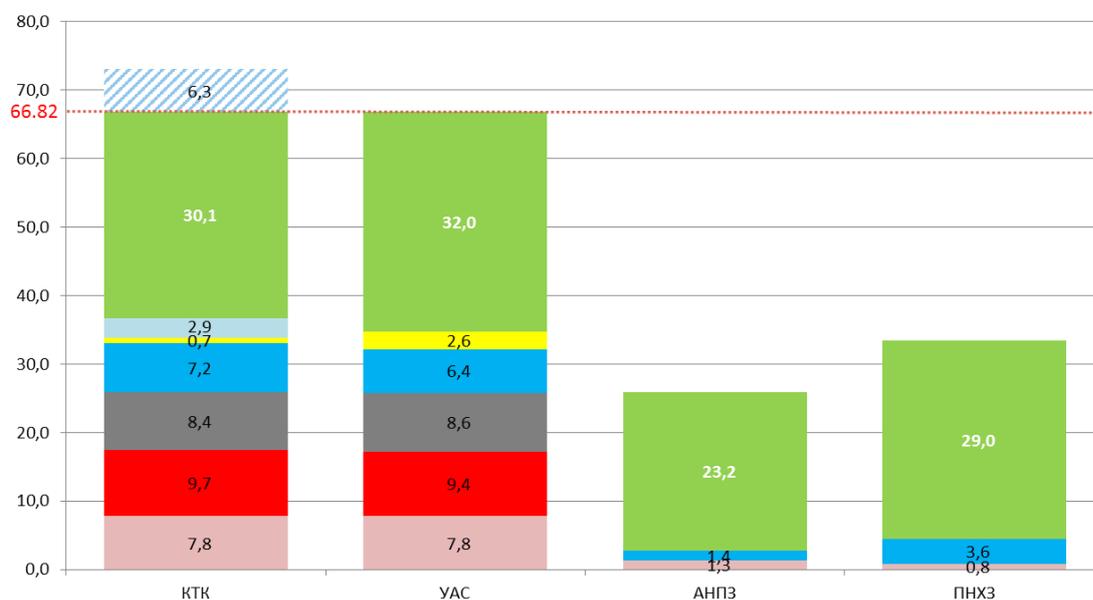
С 1 января 2018 года тарифы на процессинг по ПНХЗ были увеличены с 16,417 тенге на 1 тонну до 17,250 тенге на 1 тонну сырой нефти. До 1 августа 2017 года, тариф на процессинг составлял 14,895 тенге на 1 тонну. Более высокий чистый доход на тонну сырой нефти ПНХЗ связан с более высокими выходами светлых нефтепродуктов.

Более высокий чистый доход по АНПЗ и ПНХЗ в 1 кв. 2018 года связан с увеличением цен реализации светлых нефтепродуктов, а также более высокими ценами реализации темных нефтепродуктов, реализуемых на экспорт, что частично элиминировано более высокими тарифами на процессинг.

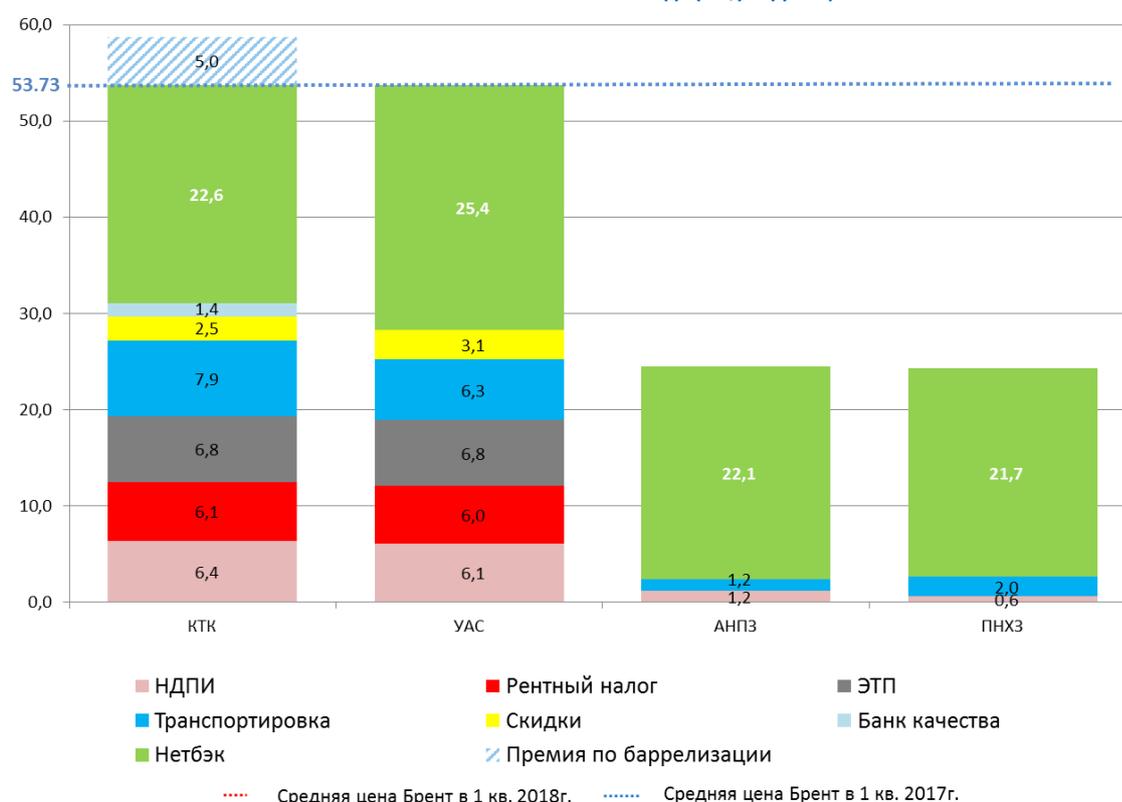
На обоих нефтеперерабатывающих заводах выхода таких нефтепродуктов как мазут, вакуумный газойль, печное топливо увеличились в 1 кв. 2018 года в сравнении с 1 кв. 2017 года. Указанные темные нефтепродукты имеет более низкую доходность в сравнении со светлыми нефтепродуктами.

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 кв. 2018 года (US\$/баррель*)



Нетбэк за 1 кв. 2017 года (US\$/баррель)



* Пересчитано по фактическому коэффициенту баррелизации. ** Нэтбэки АНПЗ и ПНХЗ 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 за 1 кв.2018 года выше по сравнению с нетбэком по экспорту за 1 кв. 2017 года главным образом в связи с ростом котировок Brent, нивелированные увеличением расходов по рентному налогу, НДС и ЭТП.

Производственные расходы

В таблице ниже представлены составляющие производственных расходов Компании, в основном в результате деятельности ОМГ и ЭМГ, а также расходы по процессингу РД КМГ:

1 кв. 2018	4 кв. 2017	Изменение		1 кв. 2018	1 кв. 2017	Изменение
<i>(млн. тенге, если не указано иное)</i>				<i>(млн. тенге, если не указано иное)</i>		
43 331	41 573	4%	Вознаграждения работникам	43 331	41 374	5%
19 778	14 945	32%	Расходы по переработке	19 778	12 960	53%
7 610	12 010	-37%	Услуги по ремонту и обслуживанию	7 610	4 364	74%
4 320	6 931	-38%	Материалы и запасы	4 320	5 266	-18%
5 693	5 542	3%	Электроэнергия	5 693	5 632	1%
1 890	1 926	-2%	Транспортные расходы	1 890	1 453	30%
(1 477)	4 280	-135%	Изменение в балансе нефти	(1 477)	(3 577)	59%
-	(2 019)	-100%	Признание резерва по выбытию активов на истощенных месторождениях / Признание резерва по экологическим обязательствам	-	(423)	-100%
1 963	2 937	-33%	Прочие расходы	1 963	3 030	-35%
83 108	88 125	-6%	Итого производственные расходы:	83 108	70 079	19%

Производственные расходы в 1 кв. 2018 года выросли в сравнении с 1 кв. 2017 года на 13 млрд. тенге или 19% главным образом в связи с увеличением расходов по процессингу, услугам по ремонту и обслуживанию, расходами на персонал и транспортными расходами.

Увеличение расходов по процессингу в 1 кв. 2018 года в сравнении с 1 кв. 2017 года связано с увеличением тарифов на переработку сырой нефти по АНПЗ и ПНХЗ с 1 января 2018 года. Также, в 1 кв. 2018 года на ПНХЗ были переработаны большие объемы сырой нефти, в сравнении с 1 кв. 2017 года.

Увеличение расходов по ремонту и обслуживанию связано с увеличением количества капитального ремонта скважин, проведенные в 1 кв. 2018 года.

Увеличение расходов по вознаграждениям работников в 1 кв. 2018 года на 5% в сравнении с 1 кв. 2017 года или 2 млрд. тенге связано с 7% индексацией заработной платы с 1 января 2018 года, согласно условиям коллективного договора. А также, количество производственных сотрудников снизилось на 1%, в связи с действующим мораторием по приему на работу новых работников.

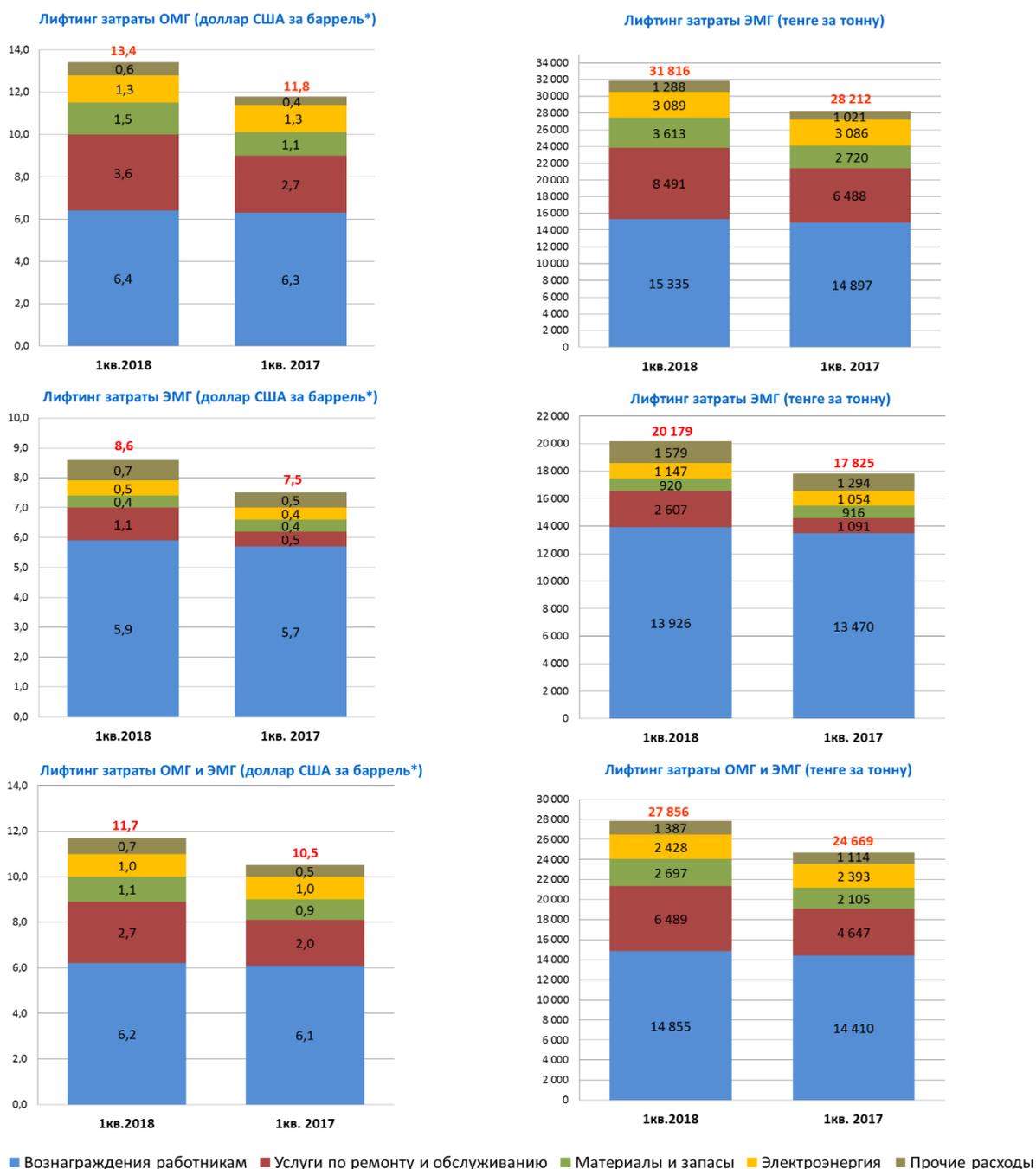
Увеличение транспортных расходов связано с повышением тарифов и увеличением пассажирских перевозок и использования спецтехники на месторождениях.

Эффекты выше были нивелированы снижением прочих расходов и расходов на сырье и материалы.

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.

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



*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:

1кв. 2018	4кв. 2017	Изменение		1кв. 2018	1кв. 2017	Изменение
<i>в млн. тенге, если не указано иное</i>				<i>в млн. тенге, если не указано иное</i>		
24 825	27 950	-11%	Транспортные расходы	24 825	23 713	5%
4 455	5 197	-14%	Вознаграждения работникам	4 455	4 139	8%
302	(2 454)	-112%	Штрафы и пени (сторно)	302	(3 935)	108%
685	2 831	-76%	Консультационные и аудиторские услуги	685	459	49%
151	647	-77%	Услуги по ремонту и обслуживанию	151	228	-34%
39	474	-92%	Спонсорство	39	64	-39%
1 525	7 867	-81%	Прочие расходы	1 525	764	100%
31 982	42 512	-25%	Итого	31 982	25 432	26%

Расходы по реализации и общие и административные расходы за 1 кв. 2018 года составили 32 млрд. тенге, что на 26% больше в сравнении с 1 кв. 2017 года. Увеличение главным образом связано со сторнированием ранее начисленных штрафов и пеней на сумму 4 млрд. тенге в 1 кв. 2017 года, а также увеличением транспортных расходов и расходов по вознаграждению работников.

В 1 квартале 2017 года Компания подала на апелляцию оставшуюся сумму налогового требования в размере 13,5 млрд. тенге по комплексной налоговой проверке за 2009-2012 годы в соответствующие суды. Согласно решению суда города Астаны сумма основного платежа была снижена до 3.3 млрд. тенге. Штрафы и пени, относящиеся к сниженной сумме основного платежа по подоходным налогам, были соответственно сторнированы в 1 квартале 2017 года.

Увеличение транспортных расходов связано главным образом с расходами по реализации нефти и нефтепродуктов. Увеличение расходов по транспортировке нефти связано с расходами по транспортировке сырой нефти КТО по территории РФ. Указанный рост связан в 1 кв. 2018 года в сравнении с 1 кв. 2017 года связан с увеличением обменного курса российского рубля. Расходы по транспортировке нефтепродуктов связано главным образом с повышением тарифов по железнодорожным путям с 1 августа 2017 года.

Увеличение расходов по вознаграждениям работников в 1 кв. 2018 года в сравнении с 1 кв. 2017 года связано с 7% индексацией заработной платы с 1 января 2018 года, согласно условиям коллективного договора.

Увеличение расходов по консалтингу связано с привлечением консультационных услуг по процедурам обратного выкупа акций и ГДР с последующим делистингом Компании.

Прочие расходы включают в себя начисление расходов по списанию сомнительной задолженности на сумму 1,2 млрд. тенге, относящееся главным образом к КМГ-Онимдери и другим сомнительным подрядчикам.

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:

1кв. 2018	4кв. 2017	Изменение		1кв. 2018	1кв. 2017	Изменение
(в млн. Тенге, если не указано иное)				(в млн. Тенге, если не указано иное)		
28,507	28,929	-1%	Экспортная таможенная пошлина	28,507	23,468	21%
25,170	26,135	-4%	НДПИ	25,170	21,426	17%
28,261	28,502	-1%	Рентный налог	28,261	17,724	59%
1,709	1,749	-2%	Налог на имущество	1,709	1,465	17%
350	173	102%	Плата за эмиссии в окружающую среду	350	225	56%
3,950	948	317%	Прочие налоги	3,950	1,287	207%
87,947	86,436	2%	Итого	87,947	65,595	34%

Налоги, кроме подоходного, выросли в 1 кв. 2018 года на 22,4 млрд. тенге или 34% в сравнении с 1 кв. 2017 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 более высокой средней ценой на нефть в 1 кв. 2018 года 66.82 доллара США на 1 баррель по сравнению с 53.73 долларами США на 1 баррель в 1 кв. 2017 года. В связи с более высокими котировками Brent, ставка рентного налога в 1 кв. 2018 года составила 14% в сравнении с 11% в 1 кв. 2017 года, рост расходов по рентному налогу составил 10,5 млрд. тенге. Рост расходов по ЭТП на 5 млрд. тенге связан с ростом котировок Brent в 1 кв. 2018 года. Согласно законодательству Республики Казахстан, ставки ЭТП варьируются в зависимости от цены Brent. Прочие налоги в 1 кв. 2018 года включают в себя начисление расходов по бонусу коммерческого обнаружения на сумму 2,1 млрд. тенге по Узень-Карамандыбас, в результате пересчета запасов по данному месторождению.

Расходы по подоходному налогу

1кв. 2018	4кв. 2017	Изменение		1кв. 2018	1кв. 2017	Изменение
(в млн. Тенге, если не указано иное)				(в млн. Тенге, если не указано иное)		
26 727	36 941	-28%	Прибыль до налогообложения	26 727	416	6325%
18 145	34 673	-48%	Прибыль до налогообложения (с учетом корректировок*)	18 145	(7 990)	-327%
6 213	9 955	-38%	Расход по подоходному налогу	6 213	1 854	235%
6 213	9 955	-38%	Подоходный налог (с учетом корректировок*)	6 213	1 854	235%
23%	27%	-15%	Эффективная ставка налога (с учетом корректировок*)	23%	446%	-95%
34%	29%	17%	Прибыль до налогообложения	34%	-23%	-248%

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

В 1 кв. 2018 года существенный убыток от курсовой разницы был нивелирован более высокими доходами от реализации нефти на экспорт и высокой доходностью от реализации нефтепродуктов. Эффективная ставка налога в 1 кв. 2018 года составила 34% главным образом в связи с начислением расходов по отсроченным налогам по основным средствам и резервам по вознаграждению работников. Кроме того, убыток от курсовой разницы на уровне РД КМГ является невычитаемым расходом.

В сравнении, доход по подоходному налогу в 1 квартале 2017 года связан со сторнированием ранее начисленных провизий по подоходным налогам, в результате уменьшения оставшейся суммы налогового требования по комплексной налоговой проверке 2009-2012 годов. Также, доходы по отсроченным налоговым выгодам были начислены в результате предоплаты по НДПИ и Рентному налогу.

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:

1кв. 2018	4кв. 2017	Изменение		1кв. 2018	1кв. 2017	Изменение
<i>(млн. тенге, если не указано иное)</i>				<i>(млн. тенге, если не указано иное)</i>		
7 092	3 606	97%	Доход / (убыток) от участия в КГМ	7 092	7 315	-3%
2 727	(672)	-506%	Убыток от участия в ПКИ	2 727	1 508	81%
(1 237)	(665)	-86%	Убыток от участия в УОГ	(1 237)	(417)	-197%
8 582	2 269	278%	Итого убыток от участия в СП и ассоциированной компании	8 582	8 406	2%

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 квартале 2018 года объем добычи КГМ составил 674 тыс. тонн (50% доля Компании - 337 тыс. тонн), что на 18 тыс. тонн или 3% ниже чем в 1 квартале 2017 года.

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

1кв. 2018	4кв. 2017	Изменение		1кв. 2018	1кв. 2017	Изменение
<i>(тыс. долларов США, если не указано иное)</i>				<i>(тыс. долларов США, если не указано иное)</i>		
150 662	140 725	7%	Доходы	150 662	140 832	7%
(57 118)	(79 815)	-28%	Операционные расходы	(57 118)	(66 086)	-14%
454	(440)	-203%	Финансовые доходы / (расходы), нетто	454	769	-41%
(5 300)	(2 650)	100%	Курсовая разница, нетто	(5 300)	(4 617)	15%
(40 718)	(33 468)	22%	(Расходы) / экономия по подоходному налогу	(40 718)	(21 488)	89%
47 980	24 351	97%	Прибыль за период	47 980	49 410	-3%
674	674	0%	Добыча нефти (тыс. тонн)	674	692	-3%

Увеличение доходов в 1 кв. 2018 года связано главным образом в связи с более высокими котировками Brent и увеличением цен реализации на внутренний рынок в сравнении с 1 кв. 2017 года, частично нивелированные меньшими объемами экспорта. Увеличение расходов по налогу на прибыль связано с более высокой прибылью до налогообложения в 1 кв. 2018 года, что также повлияло на начисление расходов по налогу на сверхприбыль в 1 кв. 2018 года.

Реализация нефти КГМ по маршрутам поставок указана ниже:

1кв. 2018	4кв. 2017	Изменение		1кв. 2018	1кв. 2017	Изменение
<i>(тыс. тонн)</i>				<i>(тыс. тонн)</i>		
40	138	-71%	Экспорт через ККТ	40	133	-70%
631	530	19%	Внутренний рынок	631	557	13%
671	668	0%	Итого реализация нефти (тыс. тонн)	671	690	-3%

Снижение операционных расходов связано с транспортными расходами, НДС, рентабельный налог и ЭТП в результате меньших объемов реализации на экспорт. Данный эффект был частично нивелирован расходами по амортизации

в 1 кв. 2018 года. Кроме того, увеличение расходов по вознаграждениям работников связано с 15% индексацией заработной платы производственных работников и 7% индексацией административного персонала с 1 марта 2018 года.

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

1 кв. 2018	4 кв. 2017	Изменение		1 кв. 2018	1 кв. 2017	Изменение
<i>(долларов США на 1 баррель проданной нефти*)</i>						
4.5	4.1	10%	Износ, истощение и амортизация	4.5	4.2	7%
1.9	2.1	-10%	Транспортные расходы	1.9	2.3	-17%
0.6	1.4	-57%	ЭТП	0.6	1.2	-50%
0.9	1.9	-53%	НДПИ	0.9	1.5	-40%
1.0	1.2	-17%	Вознаграждения работникам	1.0	0.9	11%
0.7	1.8	-61%	Услуги по ремонту и обслуживанию	0.7	0.7	0%
0.3	0.4	-25%	Материалы и запасы	0.3	0.3	0%
0.5	1.7	-71%	Рентный налог	0.5	1.2	-58%
0.5	1.0	-50%	Прочие расходы	0.5	0.6	17%
10.9	15.6	-30%	Итого операционные расходы:	10.9	12.9	-16%

* 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 кв. 2018 года, скорректированная на амортизацию справедливой стоимости лицензий и соответствующей экономии по отсроченному налогу в сумме 0,66 млрд. тенге (за 1 квартал 2017 года: 0,65 млрд. тенге).

В январе 2018 года Компания получила 1,1 млрд. тенге от КГМ в качестве дивидендов за прошлые периоды.

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 квартал 2018 года объем добычи компании ПКИ составил 758 тыс. тонн (33% доля: 250 тыс. тонн), что на 8% меньше, чем в 1 квартале 2017 года. Снижение добычи связано с естественным истощением запасов на некоторых месторождениях ПКИ.

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

1 кв. 2018	4 кв. 2017	Изменение		1 кв. 2018	1 кв. 2017	Изменение
<i>(в тыс. долл. США, если не указано иное)</i>						
210 610	204 786	3%	Доходы	210 610	198 751	6%
(124 889)	(164 196)	-24%	Операционные расходы	(124 889)	(139 545)	-11%
(1 795)	(2 988)	-40%	Финансовые расходы, нетто	(1 795)	(2 448)	-27%
(42 876)	(28 642)	50%	Расходы по подоходному налогу	(42 876)	(27 513)	56%
41 050	8 960	358%	Прибыль / (убыток) за период	41 050	29 245	40%
758	828	-8%	Добыча нефти (тыс. тонн)	758	821	-8%

Увеличение доходов в 1 кв. 2018 года связано с ростом котировок Brent в 1 кв. 2018 года, частично нивелированное снижением объемов реализации на экспорт.

Реализация нефти ПККИ по маршрутам поставок указана ниже:

1Q 2018	4Q 2017	Change		1Q 2018	1Q 2017	Change
(тыс. тонн)				(тыс. тонн)		
606	605	0%	Внутренний рынок	606	587	3%
86	96	-10%	Экспорт через ККТ (ПККР 100%)	86	126	-32%
20	69	-71%	Экспорт через ККТ (КГМ 50%)	20	66	-70%
17	6	183%	Экспорт через ККТ (ТП 50%)	17	26	-35%
19	18	6%	Экспорт через ККТ (Кольжан 100% и ПКВИ 75%)	19	21	-10%
-	6	-100%	Экспорт Узбекистан (ТП 50%)	-	-	-
748	800	-6%	Реализация нефти, итого (тыс.тн)	748	826	-9%

Уменьшение операционных расходов связано главным образом с уменьшением расходов по транспортировке, амортизации, ЭТП и НДСПИ, частично нивелированное увеличением расходов по рентному налогу, выплат по вознаграждениям работников в 1 квартале 2018 года. Увеличение ставки рентного налога в 1 квартале 2018 года связано с более высокой средней ценой Brent. Уменьшение расходов по транспортировке, НДСПИ и ЭТП связано с уменьшением объемов реализации на экспорт.

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

1 кв. 2018	4 кв. 2017	Change		1Q 2018	1Q 2017	Change
(долларов США на 1 баррель проданной нефти*)						
6.5	1.8	261%	Износ, истощение и амортизация	6.5	7.2	-10%
2.4	6.1	-61%	Транспортные расходы	2.4	2.6	-8%
1.6	1.3	23%	Экспортная таможенная пошлина	1.6	1.8	-11%
1.7	2.0	-15%	Услуги по ремонту и обслуживанию	1.7	1.6	6%
1.2	1.7	-29%	НДСПИ	1.2	1.5	-20%
1.8	2.1	-14%	Вознаграждения работникам	1.8	1.6	13%
1.2	1.4	-14%	Материалы и запасы	1.2	1.0	20%
1.9	(1.0)	-290%	Рентный налог	1.9	1.7	12%
(0.1)	3.8	-103%	Штрафы и пени	(0.1)	-	100%
3.3	7.5	-56%	Прочие расходы	3.3	2.6	27%
21.5	26.7	-19%	Итого операционные расходы:	21.5	21.6	-1%

* В пересчете 7,75 баррелей за тонну нефти.

Доля в результатах ПККИ, отраженная в сокращенной консолидированной промежуточной финансовой отчетности Компании представлена как пропорциональная доля в результатах ПККИ за 1 кв. 2018 года, скорректированная на амортизацию справедливой стоимости лицензии на сумму 1,7 млрд. тенге (за 1 квартал 2017 года: 1,6 млрд. тенге).

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 методу в сокращенной консолидированной промежуточной финансовой отчетности Компании.

В декабре 2007 года Компания приобрела 50% долю в CCEL Каражанбасмунай (далее – CCEL).

По состоянию на 31 марта 2018 года Компания отразила в своем балансе сумму 37,95 млрд. тенге (119,06 млн. долл. США) как счета к получению от CCEL. За 1 квартал 2018 года Компания начислила процентный доход в размере 1,6 млрд. тенге (4,86 млн. долл. США), что представляет собой часть годового гарантированного платежа

от CCEL в размере 26,87 млн. долларов США. Выплаты в счет гарантированного платежа от CCEL обычно производятся два раза в год – во 2 квартале и 4 квартале.

За 1 квартал 2018 года объем добычи CCEL составил 530 тыс. тонн (50% доля –265 тыс. тонн), увеличение на 1% по сравнению с 1 кварталом 2017 года.

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

1 кв. 2018	4 кв. 2017	Изменение		1 кв. 2018	1 кв. 2017	Изменение
<i>(тыс. долларов США, если не указано иное)</i>						
233 877	235 857	-1%	Доходы	233 877	171 203	37%
(166 202)	(142 937)	16%	Операционные расходы	(166 202)	(125 218)	33%
(5 328)	(5 166)	3%	Финансовые расходы, нетто	(5 328)	(4 930)	8%
(17 918)	(22 246)	-19%	(Расходы) / экономия по подоходному налогу	(17 918)	(9 653)	86%
44 429	65 508	-32%	Прибыль / (убыток) за период	44 429	31 402	41%
530	540	-2%	Добыча нефти (тыс. тонн)	530	523	1%

Увеличение чистой прибыли в 1 квартале 2018 года связано с увеличением доходов от реализации нефти на экспорт связанное с увеличением объемов реализации на экспорт и ростом котировок Brent с 53.73 долларов США на баррель в 1 кв. 2017 года до 66.82 в 1 кв. 2018 года. Данные эффекты частично нивелированы более высокими операционными расходами в 1 кв. 2018 года в сравнении с 1 кв. 2017 года.

Реализация нефти CCEL по маршрутам поставок указана ниже:

1 кв. 2018	4 кв. 2017	Изменение		1 кв. 2018	1 кв. 2017	Изменение
<i>(тыс. тонн)</i>						
330	367	-10%	Экспорт через Новороссийск	330	264	25%
173	166	4%	Экспорт через Усть-Луга	173	137	26%
-	-	-	Экспорт через Батуми	-	60	-100%
-	-	-	Внутренний рынок	-	40	-100%
503	533	-6%	Реализация нефти, итого (тыс. тонн)	503	501	0.4%
1	-	100%	Экспорт (битум)	1	-	100%
32	54	-41%	Внутренний рынок (поставки на битум)	32	5	540%
536	587	-9%	Итого реализация нефти и битума:	536	506	6%

Операционные расходы в 1 кв. 2018 года выросли на 33% в сравнении с 1 кв. 2017 года в связи с увеличением расходов по рентному налогу, НДС, ЭТП, расходов по сырью и материалам, транспортным расходам. Увеличение расходов по рентному налогу, НДС и ЭТП связано с ростом котировок Brent в 1 кв. 2018 года. Увеличение транспортных расходов связано с ростом объемов реализации на экспорт. Прочие расходы включают в себя расходы по переработке битума. В 1 кв. 2018 года были реализованы большие объемы битума в сравнении с 1 кв. 2017 года. Также, в 1 кв. 2017 года был признан убыток от курсовой разницы на сумму 3 млрд. тенге и отражен в прочих расходах 1 кв. 2017 года.

Операционные расходы в расчете на баррель объемов реализации представлены следующим образом:

1кв. 2018	4кв. 2017	Изменение		1кв. 2018	1кв. 2017	Изменение
<i>(долларов США на 1 баррель реализации*)</i>						
7.8	6.3	24%	Вознаграждения работникам	7.8	8.5	-8%
7.3	7.3	0%	Транспортные расходы	7.3	6.6	11%
8.1	7.0	16%	Экспортная таможенная пошлина	8.1	6.7	21%
3.7	3.2	16%	Энергия	3.7	3.5	6%
2.9	1.8	61%	Износ, истощение и амортизация	2.9	2.7	7%
1.9	2.8	-32%	Услуги по ремонту и обслуживанию	1.9	2.5	-24%
1.2	7.8	-85%	Материалы и запасы	1.2	0.9	33%
0.4	1.2	-67%	НДПИ	0.4	0.3	33%
8.6	0.3	2767%	Рентный налог	8.6	5.5	56%
4.5	2.4	88%	Прочие расходы	4.5	(0.2)	2350%
46.4	40.1	16%	Итого операционные расходы:	46.4	37.0	25%

* Converted at 6.68 barrels per tonne of crude oil.

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
<i>(тыс. долларов США, если не указано иное)</i>			
Вознаграждения работникам	3 164	7 236	24 920
Материалы и запасы	1 489	6 796	4 271
Услуги по ремонту и обслуживанию	873	4 838	6 869
Электроэнергия	2 817	5 056	13 300
Прочие	622	4 840	6 584
Итого лифтинг затрат (тыс. долларов США)	8 965	28 766	55 944
Объем добычи (тыс. тонн)	674	758	530
Итого лифтинг затрат (долл. США/баррель*)	1.7	4.9	15.8

* 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
<i>(долларов США на баррель*)</i>			
Публикуемая рыночная цена	66.8	66.8	66.8
Разница в цене и премия по коэффициенту баррелизации	(7.6)	(8.4)	(2.7)
Средняя цена реализации	59.2	58.4	64.1
Рентный налог	(9.1)	(10.1)	(8.5)
Экспортная таможенная пошлина	(10.3)	(8.3)	(8.1)
Транспортные расходы	(7.2)	(5.1)	(7.3)
НДПИ	(4.5)	(3.6)	(0.4)
Нэтбэк	28.1	31.3	39.8

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

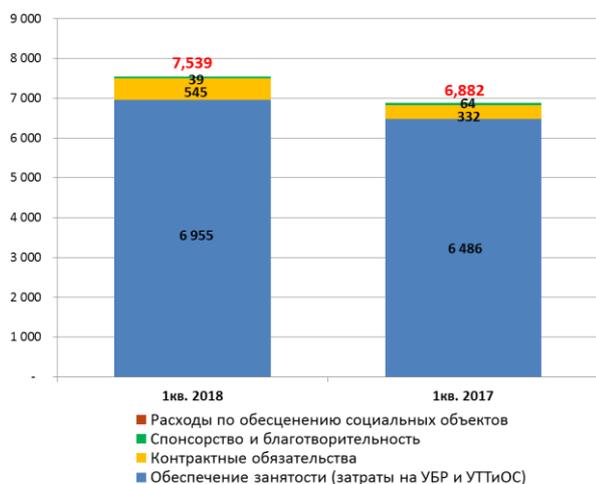
Нэтбэк анализ продаж на внутренний рынок совместных предприятий и ассоциированной компании представлен следующим образом:

	КГМ	ПКИ
Средняя цена реализации	26.3	30.6
Транспортные расходы	(1.7)	(1.5)
НДПИ	(0.4)	(0.6)
Нэтбэк	24.2	28.5

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

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальные проекты (в млн. тенге)



данных предприятий, включая 5,4 млрд. тенге на выплаты работникам, 1,5 млрд. тенге в составе расходов по материалам и запасам и прочим расходам. Кроме того, Компанией было инвестировано 40 млн. тенге на приобретение техники для поддержания деятельности УБР и УТТиОС в 1 квартале 2018 года. Затраты, направленные на финансирование УТТиОС, были частично нивелированы доходом данного предприятия от третьих сторон за 1 квартал 2018 года на сумму 1,7 млрд. тенге (за 1 квартал 2017 года: 1,4 млрд. тенге).

За 1 квартал 2018 года расходы на спонсорство и благотворительность составили 39 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 квартал 2018 года социальные расходы Компании в рамках выполнения контрактных обязательств составили 545 млн. тенге, в том числе по фонду социальных программ и экологии 383 млн. тенге, по обучению местных специалистов 162 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 в 1 кв. 2018 года (млн. тенге)



В течение 1 кв. 2018 года поток финансовых активов от операционной деятельности и изменений валютных курсов составил 12 млрд. тенге, что на 23,7 млрд. тенге больше чем в 1 кв. 2017 года.

Увеличение связано с увеличением доходов от реализации на экспорт сырой нефти и реализации нефтепродуктов за отчетный период частично нивелированное убытком от курсовой разницы в результате колебаний обменного курса.

Отток финансовых активов от инвестиционной деятельности за 1 квартал 2018 года составил 29,9 млрд. тенге (за 1 квартал 2017 года отток на сумму 17,5 млрд. тенге). Увеличение оттоков связано с увеличением выплат по капитальным вложениям за отчетный период на 9,7 млрд. тенге.

Отток финансовых активов, направленных на использование в финансовой деятельности за 1 квартал 2018 год составил 619 млрд. тенге в связи с реализацией обратного выкупа акций и ГДР Компании.

Чистая позиция финансовых активов

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

	На 31 марта 2018	На 31 декабря 2017	Изменение
	(в млн. тенге, если не указано иное)		%
Текущая часть	5 139	5 669	-9%
Срок погашения более одного года	1 335	1 807	-26%
Итого займов	6 474	7 476	-13%
Денежные средства и их эквиваленты	316 824	421 643	-25%
Прочие текущие финансовые активы	357 480	889 687	-60%
Долгосрочные финансовые активы	34 900	34 778	0%
Итого финансовых активов	709 204	1 346 108	-47%
Финансовые активы, деноминированные в иностранной валюте, %	96%	98%	
Чистая позиция финансовых активов	702 730	1 338 632	-48%

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.