

14 апреля 2009 г.

Петр Гришин, CFA
+7 (495) 258 7789
PGrishin@rencap.com

Николай Подгузов
+7 (495) 783 5673
NPodguzov@rencap.com

Газпром нефть (Ваа3/BBB-) Лучшие открывают рынок

- **Оценка справедливой доходности.** ОАО «Газпром нефть» (ГПН) – пятая по размеру вертикально-интегрированная нефтяная компания России со сравнительно высокой рентабельностью, невысокой долговой нагрузкой и рейтингами инвестиционного уровня. Исходя из доходностей облигаций, обращающихся на вторичном рынке, мы считаем, что риск ГПН на горизонте двух лет должен оцениваться с доходностью на уровне 17-17.5%.
- **Сильный акционер: большие «плюсы»...** С учетом опциона на выкуп 20% акций ГПН Газпром будет владеть почти 96% компании, потратив на весь пакет более USD17 млрд. ГПН является существенным дочерним обществом Газпрома, поскольку обеспечивает около четверти его выручки (при пороге существенности 5%). В связи с этим условия о кросс-дефолте Газпрома распространяются на обязательства ГПН, что создает для газовой монополии серьезный стимул в случае необходимости поддержать компанию.
- **...и небольшие «минусы».** Нам представляется неизбежным, что отдельные действия ГПН мотивируются интересами Газпрома или государства, а не самой компании. Например, мы не видим немедленной операционной синергии между существующими активами ГПН и купленной в прошлом году сербской Naftna Industrija Srbije (NIS). Мы с интересом ожидаем решения Газпрома в отношении дивидендов ГПН за 2008 г. – оно покажет, насколько главный акционер готов соотносить свои интересы с интересами дочерней компании в нынешней непростой ситуации.
- **Стабилизация добычи – главная задача.** Старые месторождения с высокой степенью выработки пока доминируют в структуре добычи ГПН. Из-за акцента на краткосрочной интенсификации добычи в 2000-2003 гг., что не компенсировалось необходимыми объемами бурения для обеспечения долгосрочной стабильности производства, показатели Ноябрьскнефтегаза – основного добывающего актива ГПН – быстро ухудшаются. Рост добычи на новых месторождениях пока недостаточен, и объемы производства нефти ГПН падают быстрее, чем по отрасли в целом.
- **Отрицательный денежный поток.** Стабилизация темпов падения на низких уровнях требует крупных вложений в сегмент добычи. Несмотря на коррекцию инвестиционной программы на 2009 г., свободный денежный поток компании будет отрицательным, хотя долг должен остаться приемлемым. Менеджмент, однако, не раскрывает ограничений по долговой нагрузке, предусмотренных в соглашениях о синдицированных кредитах.
- **Большая доля переработки.** Особенность бизнеса ГПН – относительно небольшая длинная позиция по сырой нефти благодаря доступу к крупным перерабатывающим мощностям. Наличие развитого сегмента переработки компенсирует слабости сегмента добычи, поскольку существующая система налогообложения отрасли активно поощряет производство и реализацию нефтепродуктов вместо продажи сырой нефти.
- **Риски для рейтингов?** Агентства Moody's и S&P оценивают кредитный профиль ГПН на минимальном инвестиционном уровне (Ваа3, прогноз «стабильный»/BBB-, прогноз «стабильный»). На наш взгляд, единственная причина, которая может побудить агентства снизить рейтинги, – это неожиданный рост долга из-за возможного приобретения активов.

Таблица 1. Основные финансовые показатели
ОАО «Газпром нефть» по US GAAP

USD млн, если не указано иное	9 мес. 2008	9 мес. 2007	Измене- ние, %
Выручка	27 315	14 678	86%
ЕБИТДА	7 198	4 160	73%
Рентабельность ЕБИТДА	26.4%	28.3%	-1.9 п. п.
Чистый операционный денежный поток	4 597	3 614	27%
Капвложения	2 442	1 439	70%
Капвложения/ЕБИТДА	34%	35%	-
Свободный денежный поток	2 155	2 175	-1%
Выплата дивидендов	653	1 155	-43%
	9 мес. 2008	2007	Измене- ние, %
Совокупный долг	3 923	3 422	15%
Совокупный долг/ЕБИТДА	0.4	0.6	-
Денежные средства	2 634	721	265%
Чистый долг	1 289	2 701	-52%

Источники: данные компании, оценка Ренессанс Капитала

Оценка справедливой доходности

ОАО «Газпром нефть» (ГПН) – пятая по размеру вертикально-интегрированная нефтяная компания России со сравнительно высокой рентабельностью, невысокой долговой нагрузкой и рейтингами инвестиционного уровня. Анализ собственного операционного и финансового профиля заемщика представлен ниже в настоящем отчете. Однако участники рынка при оценке справедливой доходности облигаций ГПН будут уделять особое внимание ее структуре собственности.

Сейчас более 75% акций компании принадлежит Газпрому. После исполнения опциона по выкупу у Eni Neftegas 20%-ного пакета акций ГПН, решение о котором было подтверждено обеими сторонами неделю назад, эта доля превысит 95%. В зависимости от того, какое юридическое лицо выступит формальным покупателем, Газпрому, возможно, придется объявить оферту по выкупу акций миноритариев, в результате которой его доля в капитале ГПН увеличится еще больше.

Из десяти членов совета директоров ГПН семь представляют Газпром (председатель совета – А. Миллер) и два – Eni. Руководство Газпрома имеет непосредственное влияние на формирование стратегии и утверждение бюджетов компании. Близость к государству позволила ГПН стать одной из немногих организаций, которые в трудное время конца 2008 г. получили средства на рефинансирование внешнего долга во Внешэкономбанке. В будущем очень важным фактором поддержки для ГПН может стать передача имеющихся у Газпрома лицензий на разработку нефтяных месторождений в ее пользу (компания уже начала операторские работы на некоторых из этих участков).

Следует отметить, что сильный акционер, особенно подконтрольный государству, – это не только преимущество для любой компании, но и дополнительные издержки, если дочернее общество вынуждено выполнять решения, мотивированные интересами всей группы, даже если они противоречат его собственным интересам. На наш взгляд, участие ГПН в таком непрофильном бизнесе как проект Бургас – Александрополис (хотя он и был начат еще до покупки компании Газпромом) или приобретение Naftna Industrija Srbije (NIS), является проявлением такого влияния.

Очевидно, однако, что в краткосрочной перспективе влияние структуры собственности на кредитный профиль ГПН положительно и что в обозримой перспективе ГПН останется частью группы Газпрома. Мы считаем, что этот факт будет ключевым для восприятия рынком кредитного риска компании. Юридически ГПН является существенной дочерней компанией (*principal subsidiary*) по отношению к Газпрому. В проспектах еврооблигаций Газпрома порог существенности определен как 5%-ная доля в консолидированной выручке или активах по последним доступным аудированным финансовым отчетам. По итогам 2007 г. ГПН обеспечивала более 22% консолидированной выручки Газпрома, а по итогам девяти месяцев 2008 г. – более 25%.

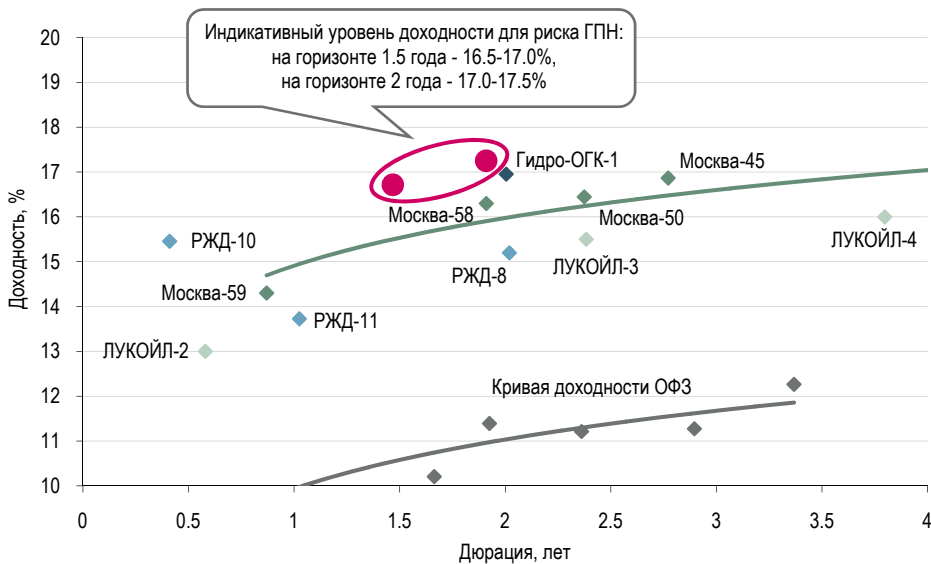
Таким образом, финансовые обязательства ГПН, включая рублевые облигации, попадают в сферу действия условий о кросс-дефолте, предусмотренных в документации еврооблигаций и синдицированных кредитов Газпрома. Невыполнение обязательств существенным дочерним обществом более чем на USD20 млн, когда оно перестает быть техническим, будет рассматриваться как невыполнение обязательств (*event of default*) самим Газпромом. Обязательства ГПН не имеют прямой гарантии от Газпрома, но через условие о кросс-дефолте фактически становятся производным инструментом на риск Газпрома. Это позволяет рассматривать ГПН как эмитента первого эшелона.

В этом сегменте рынка после нескольких неудачных попыток полноценное первичное размещение долговых обязательств в марте удалось осуществить Комитету государственных заимствований города Москвы. Средневзвешенная доходность размещения в объеме 15 млрд руб. составила 15.81% (часть выпуска была продана на аукционе, а часть реализована на вторичном рынке). Облигации Москвы остаются наиболее ликвидными инструментами на рынке рублевых облигаций, и их индикативная кривая доходности лежит на уровне 16-17%. Интересно отметить, что вскоре после окончания размещения доходность выпуска Москва-59 снизилась на 100-130 б. п. и в настоящее время составляет около 14.5%. Отсюда можно заключить, что премия за объем в данном случае составила не менее 100 б. п.

В целом, ликвидность рынка рублевых облигаций в настоящее время остается низкой. Круг активно торгуемых инструментов по-прежнему ограничен 10-20 выпусками, главным образом, первого и второго эшелонов. При этом некоторые инструменты первого эшелона, на наш взгляд, утратили статус индикативных в связи с резким падением ликвидности. Это относится к обязательствам Газпрома, ЛУКОЙЛа, ФСК, у которых спреды между котировками на покупку и продажу зачастую составляют несколько процентных пунктов. На основании средних котировок спроса на долговые инструменты можно утверждать, что кривая доходности первого эшелона в настоящее время находится на уровне 16-17%.

Принимая во внимание вышеприведенные факторы, мы считаем, что при оценке кредитного риска ГПН следует исходить из премии к текущей кривой доходности облигаций первого эшелона в размере 100-150 б. п. По нашему мнению, справедливым уровнем доходности рублевого долга ГПН на горизонте полутора лет является диапазон 16.5-17.0%, а на горизонте двух лет – 17.0-17.5%.

Рисунок 1. Доходности облигаций первого эшелона



Источник: оценка Ренессанс Капитала.

Газпром нефть: основные факты

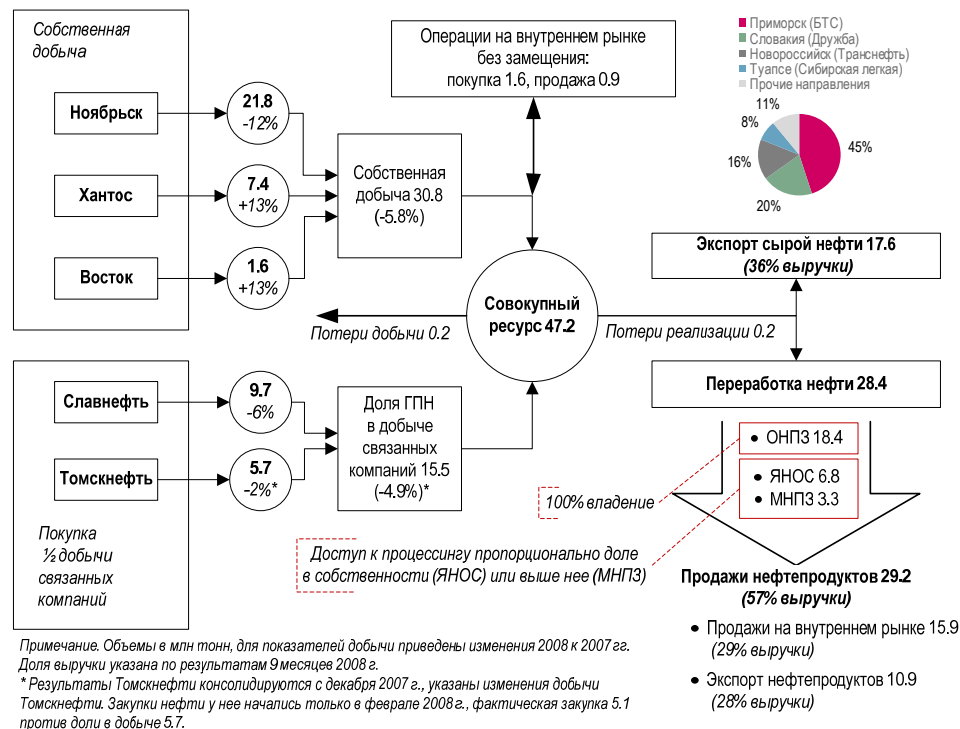
ГПН – пятая по масштабу бизнеса вертикально-интегрированная нефтяная компания России с совокупной добычей сырой нефти в 2008 г. на уровне 46.3 млн тонн (включая долю в добыче зависимых компаний), или 9.5% от общероссийского объема добычи. Основные товарные потоки ГПН показаны на рис. 2.

Предшественником ГПН была компания Сибнефть, созданная в августе 1995 г. на базе предприятий Ноябрьскнефтегаз, Ноябрьскнефтегазгеофизика, Омский НПЗ и Омскнефтепродукт. Сибнефть полностью перешла под частный контроль после залоговых аукционов 1996-1997 гг. В декабре 2002 г. ТНК и Сибнефть совместно приобрели контроль над Славнефтью. После конфликта с Sibir Energy в 2004 г. Сибнефть получила контроль над лицензией на разработку Южно-Приобского месторождения.

Проекты по слиянию Сибнефти и ЮКОСа предпринимались дважды (в 1998 и 2003 гг.). По разным причинам они не были завершены, однако после второй попытки за ЮКОСом остался 20%-ный пакет акций Сибнефти, который впоследствии в процессе банкротства ЮКОСа был куплен компанией Eni. Осенью 2005 г. Газпром приобрел 73% акций Сибнефти у Millhouse Capital за USD13.1 млрд. В мае 2006 г. компания Сибнефть была переименована в Газпром нефть.

В декабре 2007 г. ГПН стала собственником 50% акций Томскнефти, заплатив Роснефти за этот пакет USD3.6 млрд. В феврале 2009 г. была закрыта сделка по покупке 51% сербской компании NIS в соответствии с межправительственным соглашением России и Сербии, заключенным немногим более года назад.

Рисунок 2. Баланс производства и использования нефти ГПН за 2008 г. (только основные потоки)

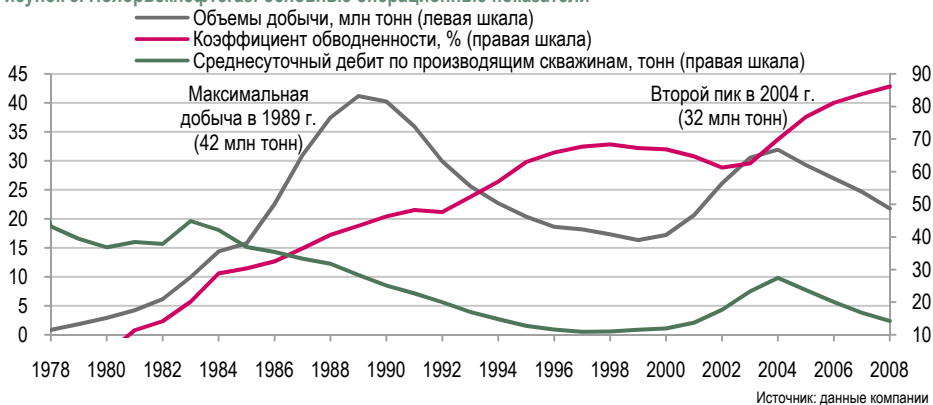


Сегмент добычи

Три основных добывающих подразделения сейчас обеспечивают основной объем производства сырой нефти. Ключевым остается ОАО «Ноябрьскнефтегаз» (ННГ), обеспечившее по итогам 2008 г. более 70% собственной добычи ГПН. ННГ разрабатывает около 30 месторождений в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком округах. На эти месторождения приходится две трети всех доказанных запасов ГПН по классификации SPE, но почти все они отличаются высоким уровнем выработки и находятся в стадии падающей добычи.

Стратегия Сибнефти в 1999-2003 гг. заключалась в максимизации объемов производства за счет достаточно агрессивного применения методов повышения нефтеотдачи. Партнерство Сибнефти с Schlumberger началось в 1998 г., затем компания стала клиентом других сервисных компаний, включая Baker Hughes, Halliburton и Pride Forasol. Зачастую Сибнефть оказывалась пионером в применении тех или иных методов повышения производительности скважин и увеличения коэффициента извлечения нефти. Так, Сугмутское месторождение стало одним из первых в России, где 3D-сейсмика была проведена на всей территории (более 900 кв. км). В 2000 г. Сибнефть стала первой компанией, начавшей активно использовать большеобъемные гидроразрывы на пластах глубокого залегания.

Рисунок 3. Ноябрьскнефтегаз: основные операционные показатели



За пять лет – с 1999 по 2004 гг. – объемы добычи ННГ практически удвоились, и Сибнефть стала воплощением российского «*brownfield miracle*». Однако стремление резко нарастить добычу перед продажей компании негативно сказалось на динамике производства в последующие периоды. Для месторождения высокой степени выработки, находящегося в III фазе эксплуатации, резкий всплеск добычи и формирование «второго пика» в 2004 г. не могли не сопровождаться последующим ускорением падения. Объемы бурения в начале 2000-х гг. были недостаточными для того, чтобы 1) обеспечить переход месторождений Ноябрьской группы в IV фазу эксплуатации, когда темпы падения стабилизируются, и 2) за счет подготовки новых запасов гарантировать замещение выбывающих объемов добычи новыми месторождениями.

В связи с этим с 2005 г., когда падение добычи стало очевидным, ГПН вынуждена ежегодно наращивать эксплуатационную проходку и ввод новых скважин как на новых, так и на старых месторождениях. В последнем случае это позволяет вовлекать в разработку краевые участки и остаточные запасы за счет построения более детальных гидродинамических моделей, зарезки боковых стволов, перехода на другие горизонты через углубление скважин и операций по заводнению.

Таблица 2. Сибнефть/ГПН: производственные показатели

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Эксплуатационное бурение, км	464	312	734	932	845	693	798	1 032	1 428	1 698	2 033
в т. ч. горизонтальное бурение, км	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	60	102	106	122
Углубление и зарезка вторых стволов, скважин	н/д	н/д	н/д	н/д	5	38	35	33	14	22	77
Ввод новых скважин, штук	224	113	269	295	244	192	216	280	431	522	611
Дебит новых скважин, тонн в сутки	22.0	39.8	41.7	64.0	99.3	127.1	114.3	74.6	65.7	51.6	42.2
Гидроразрывы на пробуренном фонде, штук	н/д	н/д	н/д	н/д	184	196	320	234	199	234	176
Дебит скважин после ГРП, тонн в сутки	н/д	н/д	н/д	н/д	23.79	30.58	34.35	26.49	24.15	16.93	11.61

Источник: данные компании

Тем не менее, пока стабилизировать темпы падения добычи не удалось – дебит даже новых скважин снижается быстрее, чем растет их количество. Аналогично уменьшается и действенность операций по гидроразрыву пластов (ГРП). Из крупных месторождений, разрабатываемых ННГ, неплохую динамику в 2008 г. показало только Вынгауровское, где спад составил всего 2% до уровня 3.4 млн тонн. Этот показатель, однако, очень близок ко «второму пику», достигнутому в 2007 г., что указывает на вероятное ускорение падения в будущем.

Две другие добывающие дочерние компании ГПН – это ООО «Газпромнефть-Хантос» и ООО «Газпромнефть-Восток». Газпромнефть-Хантос разрабатывает месторождение Зимнее и оказывает операторские услуги ООО «Сибнефть-Югра», имеющему лицензии на разработку Приобского и Пальяновского месторождений. Газпромнефть-Восток работает на месторождениях Крапивинское (Омская область), Арчинское, Шингинское и Урманское (Томская область). В перспективе начнут добычу ООО «Газпромнефть-Ямал» (оператор месторождений Газпрома), а также ООО «Газпромнефть-Ангара» (новые месторождения в Восточной Сибири).

Из перспективных проектов основным для ГПН является Приобское месторождение, одно из крупнейших и сравнительно недавно введенных в эксплуатацию месторождений Западной Сибири. Приобское месторождение расположено в междуречье Оби и Иртыша недалеко от Ханты-Мансийска и лицензионно разбито на две части: северную разрабатывает Роснефть (Юганскнефтегаз), южную – ГПН. Приобское месторождение было открыто в 1982 г., и разработка была начата с его северной части (промышленное производство началось в 1988 г.). Эксплуатационное бурение на Южно-Приобском месторождении началось только в 2001 г. Разработка месторождения долго считалась нерентабельной, и середина 1990-х гг. прошла в попытках организовать ее через соглашения о разделе продукции с американской компанией Амосо. Запасы месторождения являются трудноизвлекаемыми, в том числе из-за низкой проницаемости нефтеносных коллекторов и их глубокого залегания. Горизонтальное бурение здесь малоэффективно, и для достижения приемлемых дебитов требуется проводить гидроразрывы пластов сразу после завершения вертикальных скважин. ГРП на Южно-Приобском месторождении повышает дебиты новых скважин в среднем в 6 раз до 60 тонн в сутки.

Кроме геологических трудностей, разработка Приобского месторождения затруднена и его географией. Месторождение расположено в пойме Иртыша, где действуют повышенные требования к экологической безопасности. Из-за опасности загрязнения поверхностных и грунтовых вод на левом берегу Иртыша запрещено амбарное бурение, т. е. буровой шлам должен утилизироваться – в данном случае ГПН использует пока еще редкую в России технологию обратной закачки отходов в пласт. Из-за паводков транспортировка к месторождению возможна только по зимникам, а кустовые площадки приходится строить с большим возвышением.

Таблица 3. Объемы добычи компании Газпромнефть-Хантос, тыс. тонн

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Приобское	0.5	2.4	4.4	65.6	552.3	1 511.5	2 697.1	4 312.5	6 281.2	7 110.6
Пальяновское	62.4	70.8	73.5	112.7	102.0	95.4	89.9	128.0	181.3	176.7
Зимнее								11.7	128.5	141.3

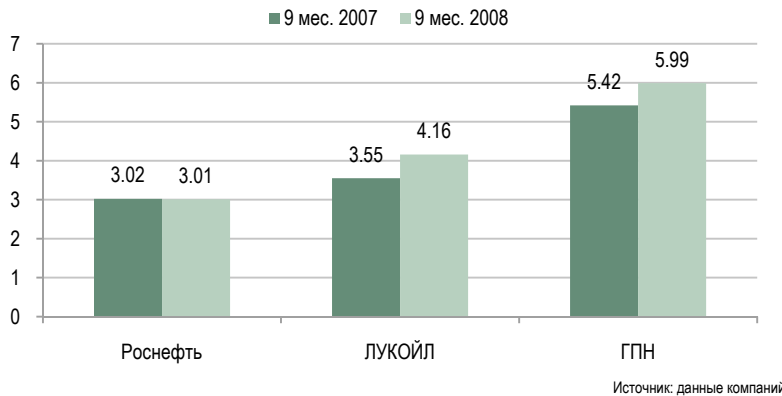
Источник: данные компании

По итогам 2008 г. Приобское месторождение обеспечило уже 7.1 млн тонн добычи (рост на 13%), что составляет 23% совокупной добычи ГПН (без учета результатов Славнефти и Томскнефти). Приобское должно остаться основным источником роста добычи ГПН на ближайшее время. На него пришлась примерно половина всех капвложений и бурения ГПН за 2008 г. Тем не менее, рост добычи на Приобском в ближайшие несколько лет не сможет перекрыть темпы падения добычи ННГ. Аналогично сектору в целом, ГПН останется компанией с падающей органической добычей (без учета возможных приобретений), при этом темпы спада будут превышать среднеотраслевые. По прогнозам Ренессанс Капитала, темпы снижения добычи ГПН будут составлять около 5% в год, что компания рассчитывает компенсировать за счет новых покупок.

С финансовой точки зрения основным следствием сокращения объемов добычи станут высокие операционные издержки в этом сегменте (рис. 4). Работы по интенсификации притока нефти, расконсервация старых скважин, резка боковых стволов и переход на новые горизонты рассматриваются как капитальный ремонт скважин, и поэтому являются элементом себестоимости, а не капвложений. Сложные условия разработки Южно-Приобского месторождения также могут отражаться в высоких удельных издержках. Мы, однако, не считаем правомерным говорить о точной разнице в показателях себестоимости добычи, ведь структура бизнеса различных компаний не одинакова. У ЛУКОЙЛа, например, доля газа в совокупной добыче углеводородов (в баррелях нефтяного эквивалента) вдвое превышает показатель ГПН (примерно 10% против 5%), а добыча газа сопряжена с гораздо более низкими удельными операционными издержками.

У Роснефти практически полное отсутствие роста в прошлом году связано с переводом Томскнефти в группу зависимых компаний в третьем квартале и консолидацией сервисных компаний, обслуживающих Юганскнефтегаз. Тем не менее, понятно, что сегмент добычи – «слабое звено» ГПН как с точки зрения объемов, так и сравнительной себестоимости добычи.

Рисунок 4. Удельная себестоимость добычи, USD/бнз



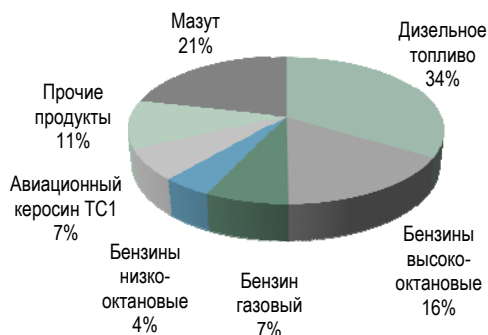
Сегмент переработки

Сегмент переработки является самой сильной стороной ГПН. Компании принадлежит 100% акций Омского нефтеперерабатывающего завода (ОАО «Газпромнефть-ОНПЗ»), наиболее современного и одного из крупнейших российских перерабатывающих предприятий. ОНПЗ был запущен в 1955 г. с установленной мощностью 3 млн тонн и первоначально был рассчитан на переработку башкирской нефти. С 1967 г., с пуском нефтепровода Усть-Балык – Омск, завод был переориентирован на нефть Западной Сибири, а его мощности многократно увеличивались. При нынешней годовой установленной мощности в 19.5 млн тонн ОНПЗ в 2008 г. переработал 18.4 млн тонн сырья, что соответствует коэффициенту загрузки более 94%.

ГПН также имеет доступ к переработке сырой нефти на ярославском заводе Славнефти (Ярославльнефтеоргсинтез, ЯНОС; второй актив Славнефти в Ярославле – ЯНПЗ им. Менделеева – сейчас остановлен) и Московском НПЗ пропорционально доле владения. При переработке собственной нефти как на ОНПЗ, так и в Ярославле и Москве используется традиционная для отрасли давальческая схема. Сырье и продукция принадлежат холдинговой компании ОАО «Газпром нефть», а НПЗ получают оплату за услуги по переработке нефти.

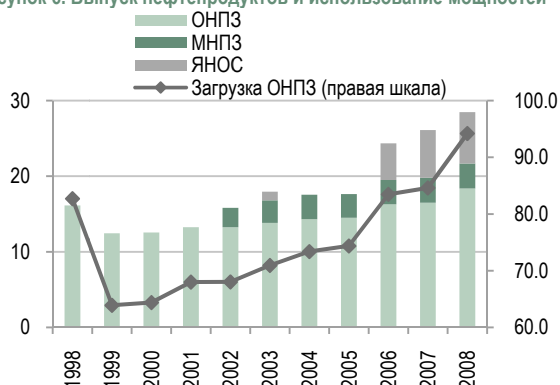
Важность ОНПЗ для бизнеса ГПН подчеркивают два фактора. Первый – это высокая технологическая эффективность данного предприятия. Его производственный комплекс соответствует индексу сложности Нельсона на уровне 7.5 при среднероссийском показателе 4.9. На ОНПЗ установлены самые большие в стране мощности по каталитическому крекингу (66 тыс. баррелей в день на выходе) и каталитическому риформингу (67 тыс. баррелей в день), что обеспечивает значительный объем выпуска высокооктановых бензинов. Это повышает гибкость завода в определении пропорции выпуска бензинов и дизельного топлива. ОНПЗ является отраслевым лидером по глубине переработки и доле светлых продуктов – дизельного топлива, бензинов, авиационного керосина, смазочных масел – в структуре выпуска (более 80%). Мазут, напротив, составляет лишь 16% продукции ОНПЗ при среднем по стране показателе 36%.

Рисунок 5. Структура выпуска нефтепродуктов в 2008 г. (все НПЗ ГПН)



Источник: данные компании

Рисунок 6. Выпуск нефтепродуктов и использование мощностей



Источник: данные компании

Вторым важным фактором высокой эффективности ОНПЗ является его географическое расположение. Это обеспечивает заводу следующие преимущества:

1. **Качественное сырье.** Ключевым поставщиком нефти на ОНПЗ традиционно являются месторождения Ноябрьской группы, откуда сырье поступает по системе Транснефти. Хотя специально выделенной нитки для легких сортов нефти в направлении ОНПЗ не предусмотрено, фактически завод получает нефть, по качеству соответствующую сорту Сибирская легкая – со сравнительно низкой плотностью и малым содержанием серы. Это возможно благодаря близости завода и источника сырья, поскольку нефть не смешивается с более тяжелыми и сернистыми смесями.

Таблица 4. Основные характеристики входящей сырой нефти

Завод	2007		2008	
	Плотность	Сера	Плотность	Сера
ОНПЗ	0.8368	0.53	0.8402	0.57
ЯНОС	0.8640	1.40	0.8647	1.42
МНПЗ	0.8685	1.49	0.8689	1.53

Примечание. Плотность – г/см³ при 20°С, содержание серы – % по массе.

Источник: данные компании

2. **Короткое транспортное плечо.** Учитывая средние расстояния между западносибирскими месторождениями и НПЗ, расположенными на Урале и в европейской части страны, ГПН имеет самую короткую входящую транспортировку и дает возможность поставлять продукты переработки в более удаленные регионы без потери конкурентоспособности. По мере увеличения доли Приобского месторождения в совокупной добыче ГПН входящее транспортное плечо будет дополнительно сокращаться, поскольку Приобское расположено гораздо южнее Ноябрьска. В связи с этим динамика транспортных расходов ГПН будет более благоприятной, чем у других компаний, вынужденных переходить к разработке более удаленных месторождений.
3. **Близость к потребителю.** ОНПЗ – единственный крупный НПЗ, расположенный в Западной Сибири. Его основные конкуренты – это Ачинский НПЗ Роснефти, расположенный в Красноярском крае (1 200 км к востоку от Омска), Пермьнефтеоргсинтез (принадлежащий ЛУКОЙЛу) и башкирские заводы, находящиеся примерно в 1 500 км к западу от ОНПЗ. Таким образом, естественной территорией для сбыта продукции ОНПЗ являются Омская, Новосибирская и Тюменская области, Кузбасс и Алтай. В западносибирском регионе реализуется более трети всех нефтепродуктов, поставляемых компанией на внутренний рынок. Важно, что Омский НПЗ – самый «восточный» перерабатывающий завод, подключенный к системе магистральных нефтепродуктопроводов ОАО «АК "Транснефтепродукт"». Продуктопровод продолжается далее на восток до Новосибирска и Кемерово, и на этом участке расположено несколько автомобильных и железнодорожных наливных пунктов.

Указанные преимущества Омского завода – хорошая технология, качественное сырье, близость к району добычи, дешевый транспорт – обеспечивают ГПН самую высокую приведенную стоимость сырой нефти у устья скважины (*netback price*) при ее переработке именно на ОПНЗ.

Таблица 5. Приведенная стоимость сырья на устье скважины при переработке, руб. за тонну (без НДС)

	1 кв. 2008	2 кв. 2008	3 кв. 2008	4 кв. 2008	Янв.-фев. 2009
ОПНЗ	10 091	12 432	13 275	6 607	5 018
ЯНОС	9 057	11 539	11 991	5 659	4 972
МНПЗ	8 667	10 418	12 090	6 292	4 689
Среднее относительное преимущество ОПНЗ	13.9%	13.2%	10.3%	10.6%	3.9%

Источник: данные компании

Сбыт

На внутреннем рынке ГПН реализует очень малую долю сырой нефти. Экспортные поставки осуществляются в основном через находящуюся в Вене 100%-дочернюю компанию Gazprom Neft Trading GmbH (бывшую Sibneft Oil Trade Company GmbH). Этот трейдер закупает сырую нефть и нефтепродукты у ОАО «Газпром нефть» в портах или пунктах пограничных переходов и реализует их крупным мировым трейдерам либо тут же (на условиях FOB/DAF), либо после транспортировки к месту назначения (на основе CIF). В 2008 г. по железной дороге осуществлялись отгрузки нефти в Белоруссию (262 тыс. т), а основные экспортные объемы отправлялись через Транснефть. В 2008 г. по выделенному для сорта Сибирская легкая трубопроводу на Туапсе компания направила около 8% всего экспорта в дальнее зарубежье. Сибирская легкая обычно имеет высокие цены реализации, чем Urals, и зачастую даже более высокие, чем Brent.

Доступ к переработке на заводах ЯНОС и МНПЗ, в свою очередь, обеспечивает ГПН выход на емкие рынки нефтепродуктов Центрального региона России и Москвы. При переработке в Ярославле ГПН также получает доступ к дешевому трубопроводному транспорту светлых продуктов по системе «Север» Транснефтепродукта на экспорт (маршрут Кстово – Ярославль – Кириши – Приморск). В частности, по этому каналу экспортируется не востребованное пока на внутреннем рынке дизельное топливо стандарта Евро-5 с низким содержанием серы, которое выпускает ЯНОС. Этот продукт полностью соответствует требованиям Европейского Союза и не нуждается в дополнительной переработке перед поставкой на АЗС стран Европы.

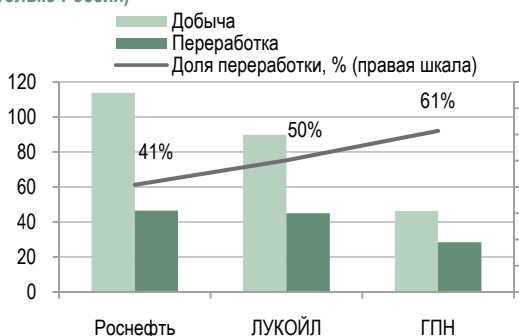
С переработкой нефти на предприятиях ЯНОС и МНПЗ связаны операции ГПН по замещению сырья. Самый яркий пример – встречные операции с Роснефтью. ГПН периодически уступает ей сырую нефть из своей доли производства Томскнефти (с поставкой в Томске) и закупает аналогичные объемы с поставкой в Ярославле или Москве для собственной переработки. Схема выгодна для обеих компаний, поскольку сокращает совокупные транспортные издержки. Роснефть уменьшает транспортное плечо в восточном направлении – при поставках западносибирской нефти на восточносибирские Ачинский и Ангарский НПЗ. В свою очередь, ГПН не приходится оплачивать транспорт сибирской нефти в Центральный регион страны. Вместо этого компания может получать для переработки сырье с Тимано-Печорских месторождений Роснефти по нефтепроводу Усинск – Ярославль.

Продажи нефтепродуктов на внутреннем розничном рынке ГПН осуществляет через 19 дочерних и связанных компаний. 16 из них являются региональными розничными операторами, в управлении которых по итогам 2008 г. находится 865 АЗС (+11% к 2007 г.). ГПН не поставляет нефтепродукты третьим лицам в тех регионах, где представлены ее сбытовые подразделения. Три сбытовых дочерних компании специализируются на рынках отдельных продуктов, в том числе авиационного керосина (ООО «Газпромнефть-Аэро» в Домодедово, Шереметьево, Пулково и ряде других аэропортов), судового топлива (ООО «Газпромнефть Марин Бункер» в портах Петербурга и Дальнего Востока) и моторных масел (ООО «Газпромнефть смазочные материалы»; бренд SibiMotor). ГПН представлена также на розничных рынках нефтепродуктов Казахстана, Киргизии и Таджикистана.

Финансовые результаты

Основные финансовые показатели компании за последние десять лет представлены в *Приложении*. С точки зрения операционной эффективности ключевой фактор, компенсирующий недостатки сегмента добычи и поддерживающий рентабельность ГПН на хорошем уровне, – это относительно небольшая длинная позиция ГПН по сырой нефти. В сравнении с другими вертикально-интегрированными нефтяными компаниями России, ГПН перерабатывает большую долю добываемой нефти – более 60% (рис. 7). Существующая система налогообложения активно поощряет переработку нефти по сравнению с продажей сырой нефти, а доля налоговых изъятий в конечной цене барреля сырой нефти или нефтепродуктов на порядок выше, чем доля издержек на добычу. В связи с этим рентабельность ГПН по EBITDA уступает рентабельности Роснефти менее 3 п. п. и существенно превышает показатель ЛУКОЙЛа (который в гораздо большей степени вовлечен в сравнительно низкорентабельные трейдинг, розничные операции и нефтехимический бизнес).

Рисунок 7. Баланс сырой нефти в 2008 г, млн тонн (только Россия)



Источники: данные компаний, оценка Ренессанс Капитала

Таблица 6. Основные финансовые показатели за 9 месяцев 2008 г. по US GAAP

USD млн, если не указано иное	Роснефть	ЛУКОЙЛ	ГПН
Выручка	58 192	89 727	27 315
EBITDA	16 976	17 060	7 198
Рентабельность EBITDA	29.2%	19.0%	26.4%
Операционный денежный поток	13 791	10 943	4 597
Капвложения	6 426	7 701	2 442
Свободный денежный поток	7 365	3 242	2 155
Совокупный долг	20 789	8 702	3 923
Совокупный долг/EBITDA за последние 12 месяцев	0.9	0.4	0.4

Источники: данные компаний, оценка Ренессанс Капитала

Заметная потеря преимущества переработки перед экспортом сырой нефти с начала 2009 г. вызвана необходимостью гарантировать поставки нефтепродуктов на внутренний рынок. Из-за быстрой девальвации рубля цены в долларовом выражении на внутреннем рынке сократились, в отличие от экспортных цен мирового рынка, продемонстрировавших в марте-апреле заметный рост.

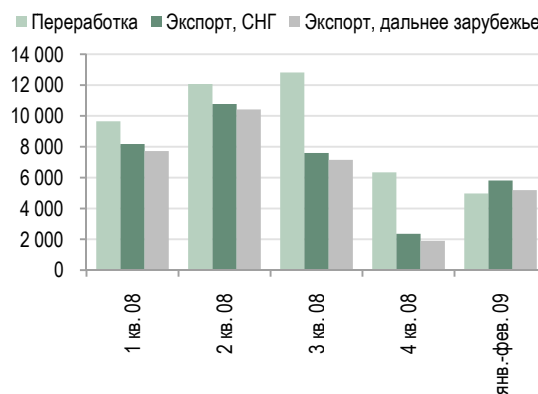
Рисунок 8. Структура денежных операционных расходов за 9 месяцев 2008 г.



* Кроме налога на прибыль.

Источник: данные компании

Рисунок 9. Приведенная стоимость сырья на устье скважины, руб. за тонну (без НДС)



Источник: данные компании

После трудного четвертого квартала прошлого года рентабельность всей отрасли, в том числе и ГПН, стабилизировалась благодаря снижению экспортных пошлин, НДПИ и издержек добычи в долларовом выражении. Средняя приведенная цена на устье скважины (в рублевом выражении) при экспортных поставках у ГПН в феврале 2009 г. была на 17% ниже, чем в феврале 2008 г., но уже в 4 раза выше, чем в ноябре.

Прогноз на 2009 год

Таблица 7. Прогноз EBITDA ГПН на 2009 г.

Среднегодовая цена нефти Brent, USD за баррель	40	50	60	70
EBITDA	1.5	2.8	4.2	5.5

Источник: оценка Ренессанс Капитала

Согласно данным компании, отток средств на инвестиционные цели в 2009 г. планируется на уровне 88 млрд руб. Эта сумма включает расходы на приобретение NIS и обязательства по инвестициям в этот актив. Компания уменьшила программу капиталовложений на текущий год на 35% по сравнению с первоначальным планом, в первую очередь по программам сервисного сегмента (отложено приобретение стационарных буровых установок), нефтепереработки (сдвинуты сроки реализации программы перехода Омского НПЗ на евростандарты качества по моторным топливам) и развития сбытовой сети. Также сокращены расходы на геологоразведочные работы (отложены проекты с наибольшим геологическим риском) и программу утилизации попутного газа. В наименьшей степени уменьшены расходы на сегмент добычи – задача стабилизации темпов ее падения остается приоритетной.

При всех сценариях цены на нефть ниже USD70 за баррель мы ожидаем, что свободный денежный поток ГПН будет отрицательным. Это подтверждает и прогноз компании, согласно которому наиболее вероятный размер финансового долга на конец 2009 г. составляет около USD4 млрд. С учетом этого при среднегодовой цене на нефть Brent на уровне USD50 за баррель мы ориентируемся на показатель Долг/EBITDA компании на конец текущего года на уровне около 1.4.

Принимая во внимание вышеуказанное, показательным будет решение Газпрома относительно дивидендов ГПН за 2008 г.: оно продемонстрирует, насколько главный акционер готов соотносить свои непосредственные интересы и интересы ГПН. Результаты за весь 2008 г. будут рекордными по прибыли, но очевидно, что сейчас у компании нет доступа к дешевой ликвидности для финансирования крупных дивидендных выплат.

Дивидендная политика ГПН всегда была сравнительно щедрой – компания выплачивала 20-25% чистой прибыли по US GAAP (не считая рекордных выплат старым акционерам Сибнефти перед покупкой компании Газпромом). Насколько мы понимаем, ГПН стремится выплачивать дивиденды за 2007 г. (25.6 млрд руб., срок выплаты до 31 мая этого года) небольшими и более или менее равными траншами. Мы полагаем, что если Газпром сохранит дивиденды на ожидаемом уровне, график фактических выплат также будет относительно «ровным», чтобы не создавать избыточного давления на ликвидность компании. В любом случае, даже если дивиденды останутся большими и будут частично профинансированы за счет роста долга, мы не ожидаем, что долговая нагрузка ГПН достигнет опасных размеров.

Кредитный портфель

На текущий момент совокупный финансовый долг компании составляет примерно USD3.85 млрд. Самая большая часть задолженности приходится на три синдицированных кредита:

- Остаток по одному синдицированному кредиту уже незначителен – всего USD93 млн.
- Кредит с исходной суммой USD2.2 млрд с марта 2008 г. амортизируется равными поквартальными платежами. Выплаты как в 2009, так и в 2010 г. должны составить по USD600 млн (без учета мартовского платежа 2009 г.).
- Кредит на USD1 млрд структурирован в виде двух траншей, из которых один выплачивается единой суммой, а второй начнет амортизироваться равными квартальными платежами с мая 2010 г.

Таблица 8. Кредитный портфель ГПН по состоянию на 2 апреля 2009 г.

USD млн	Исходная сумма	Текущий остаток	Дата получения и окончательного погашения	Ставка
Долгосрочные кредиты (классифицированные как долгосрочные в момент получения)				
Синдикат: ABN, Citibank	630	93	май-июль 2006 г. – июль 2009 г.	LIBOR+60 б. п.
Синдикат: ABN, Calyon, Citibank, Commerzbank	2 200	1 200	сентябрь 2007 г. – сентябрь 2010 г. (поквартальная амортизация)	LIBOR +75 б. п.
Синдикат: WestLB, BTMU, SMBC, BBVA, Barclays – транш А	1 000 (оба транша в сумме)	315	май 2008 г. – май 2011 г. (одним платежом)	LIBOR +175 б. п.
Синдикат: WestLB, BTMU, SMBC, BBVA, Barclays – транш В	1 000 (оба транша в сумме)	685	май 2008 г. – май 2013 г. (поквартальная амортизация)	LIBOR +150 б. п.
Внешэкономбанк	750 (совокупный лимит линии)	300	Линия до декабря 2010 г. с годовыми траншами. Выбранная сумма гасится по USD150 млн в 4 кв. 2009 и 1 кв. 2010 г.	LIBOR +500 б. п.
Сбербанк	724	724	февраль 2009 г. – август 2010 г. (погашение с июня 2010 г.)	10.5%
Краткосрочные кредиты				
Внешэкономбанк	375	375	январь 2009 – январь 2010 г.	10.75%
Райффайзенбанк Австрия	100	100	ноябрь 2008 г. – ноябрь 2009 г.	LIBOR+475 б. п.
МДМ-Банк (кредит в рублях)	60 (2 млрд руб.)	60	январь 2009 г. – апрель 2009 г.	20%

Источник: данные компании

Таким образом, в течение 2009 г. ГПН нужно будет выплатить USD1.0 млрд в погашение полученного на сегодняшний день долга. В 2010 г. (по состоянию на текущий момент) выплаты будут более крупными и составят USD 2.0 млрд. Такой платежный график, по нашему мнению, не создает серьезных рисков для эмитента, хотя очевидно, что в ближайшие два года компания будет зависеть от доступности рефинансирования.

В августе 2009 г. ГПН предстоит погасить беспроцентный заем, полученный от Томскнефти, на USD469 млн. Поскольку это заем от связанной стороны, мы не учитываем его в графике погашения финансового долга.

Приложение. Финансовые результаты за 1998-2008 гг.

Таблица 9. Основные финансовые показатели ГПН по US GAAP

USD млн, если не указано иное	9 мес. 2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998
Добыча нефти (с учетом зависимых компаний), млн тонн	34.30	43.10	44.36	45.12	45.04	31.45	26.34	20.67	17.20	16.32	17.31
Выручка	27 315	21 100	19 894	14 585	8 886	6 717	4 777	3 576	2 398	1 746	1 781
ЕБИТДА	7 198	5 828	5 168	4 061	3 242	2 337	1 803	1 719	1 027	547	211
Рентабельность ЕБИТДА	26.4%	27.6%	26.0%	27.8%	36.5%	34.8%	37.7%	48.1%	42.8%	31.3%	11.9%
Операционный денежный поток	4 597	5 271	3 301	2 467	2 210	2 523	1 286	1 311	920	369	83
Капвложения	2 442	2 211	1 525	1 067	889	985	959	619	231	120	185
Капвложения/ЕБИТДА	34%	38%	30%	26%	27%	42%	53%	36%	22%	22%	87%
Свободный денежный поток	2 155	3 060	1 775	1 400	1 321	1 539	327	693	690	249	(102)
Приобретения	32	3 747	124	36	67	1 088	244	726	544	9	-
Выплата дивидендов	653	1 999	569	2 260	92	1 339	1 098	850	-	-	-
Совокупный долг	3 923	3 422	1 672	1 511	1 448	1 589	2 237	923	593	212	470
Совокупный долг/ЕБИТДА	0.4	0.6	0.3	0.4	0.4	0.7	1.2	0.5	0.6	0.4	2.2
Денежные средства	2 634	721	1 335	305	1 140	105	621	52	27	16	34
Чистый долг	1 289	2 701	337	1 205	308	1 485	1 616	872	565	196	436

Источники: данные компании, оценка Ренессанс Капитала

Раскрытие информации

Подтверждение аналитиков и отказ от ответственности

Настоящий отчет подготовлен аналитиком (ами), чье имя (чьи имена) указано (ы) на титульном листе настоящего отчета с целью предоставления справочной информации о компании или компаниях (собираательно «Компания») и ценных бумаг, являющихся предметами настоящего отчета. Каждый аналитик подтверждает, что все позиции, изложенные в настоящем отчете в отношении какой-либо ценной бумаги или эмитента, точно отражают личные взгляды этого аналитика касательно любого анализируемого эмитента/ценной бумаги.

Любые рекомендации или мнения, представленные в настоящем отчете, являются суждением на момент публикации настоящего отчета. Настоящий отчет был подготовлен независимо от Компании, и любые рекомендации и мнения, представленные в настоящем отчете, отражают исключительно точку зрения аналитика. При всей осторожности, соблюдаемой для обеспечения точности изложенных фактов, справедливости и корректности представленных рекомендаций и мнений, ни один из аналитиков, Компания, ее директора и сотрудники не устанавливали подлинность содержания настоящего отчета и, соответственно, ни один из аналитиков, Компания, ее директора и сотрудники не несут какой-либо ответственности за содержание настоящего отчета, в связи с чем информация, представленная в настоящем отчете, не может считаться точной, справедливой и полной.

Ни одно лицо не несет какой-либо ответственности за какие-либо потери, возникшие в результате какого-либо использования настоящего отчета или его содержания, либо возникшие в какой-либо связи с настоящим отчетом. Каждый аналитик и/или связанные с ними лица мог предпринять действия в соответствии либо использовать информацию, содержащуюся в настоящем отчете, а также результаты аналитической работы, на основании которых составлен настоящий отчет, до его публикации. Информация, представленная в настоящем документе, не может служить основанием для принятия инвестиционных решений любым его получателем или иным лицом в отношении ценных бумаг Компании. Настоящий отчет не является оценкой стоимости бизнеса Компании, ее активов либо ценных бумаг для целей, предусмотренных законодательством Российской Федерации и иных стран СНГ в сфере деятельности по оценке стоимости. Каждый аналитик подтверждает, что никакая часть полученного вознаграждения не была, не является и не будет связана прямо или косвенно с определенной рекомендацией (ями) или мнением (ями), представленными в данном отчете. Вознаграждение аналитикам определяется в зависимости от деятельности и услуг, направленных на обеспечение выгоды инвесторам, являющимся клиентами Renaissance Securities (Cyprus) Limited, RenCap Securities, Inc., Renaissance Capital Limited, а также дочерних компаний («Фирма»). Как и все сотрудники Фирмы, аналитики получают вознаграждение в зависимости от рентабельности деятельности Фирмы, которая включает выручку от ведения прочих видов деятельности подразделениями Фирмы. Каждый аналитик, аффилированные компании либо иные лица являются или могут являться членами группы андеррайтеров в отношении предлагаемых к продаже ценных бумаг Компании. Каждый аналитик имеет право в будущем участвовать в публичном выпуске ценных бумаг Компании.

Ренессанс Капитал

Ренессанс Капитал

123317, Москва

Краснопресненская набережная, 18

Тел.: + 7 (495) 258 7777

Факс: + 7 (495) 258 7778

www.rencap.com

Аналитическое управление

Руководитель аналитического управления

Роланд Нэш

+ 7 (495) 258 7916

RNash@rencap.com

Начальник отдела анализа акций

Александр Бурганский

+ 7 (495) 258 7904

ABurgansky@rencap.com

Начальник отдела макроэкономики и анализа долговых обязательств

Алексей Моисеев

+ 7 (495) 258 7946

AMoiseev@rencap.com

Рынок акций – Россия

Наталья Загвоздина

+ 7 (495) 258 7753

NZagvozdina@rencap.com

Стратегия на рынке акций

+ 7 (495) 258 7916

Роланд Нэш

RNash@rencap.com

Томас Манди

Ованес Оганисян

Банковский сектор

+ 7 (495) 258 7748

Дэвид Нангл

DNangle@rencap.com

Милена Иванова-Вентурини

Медиа и ИТ, сектор недвижимости

+ 7 (495) 258 4350

Дэвид Фергусон

DFerguson@rencap.com

Металлургия

+ 7 (495) 258 7743

Роб Эдвардс

REdwards@rencap.com

Борис Красноженов

Нефть и газ

+ 7 (495) 258 7904

Александр Бурганский

ABurgansky@rencap.com

Ирина Елиневская

Потребительский сектор и сельское хозяйство

+ 7 (495) 258 7753

Наталья Загвоздина

NZagvozdina@rencap.com

Ульяна Типсина

Телекоммуникации и транспорт

+ 7 (495) 258 7902

Александр Казбеги

AKazbegi@rencap.com

Иван Ким

Химия и машиностроение

+ 7 (495) 783 5653

Марина Алексеенкова

MAlexeenkova@rencap.com

Электротехника

+ 44 (20) 7367 7793

Дерек Уивинг

DWeaving@rencap.com

Владимир Скляр

Макроэкономика и рынок долговых обязательств

+ 7 (495) 258 7946

Алексей Моисеев

AMoiseev@rencap.com

Николай Подгузов

Петр Гришин

Андрей Марков

Валентина Крылова

Елена Шарипова

Антон Никитин

Рынок Средней Азии

+ 7 (727) 244 1544

Милена Иванова-Вентурини

Рынок Украины

+ 38 (044) 492 7383

Анастасия Головач

Редакционно-издательский отдел, выпуск на английском языке

+ 7 (495) 258 7785

Александра Волдман

AWaldman@rencap.com

Патриция Сомервиль

Мичико Фокс

Марк Портер

Хью Фармер

Редакционно-издательский отдел, выпуск на русском языке

+ 7 (495) 258 7764

Екатерина Малахова

EMalakhova@rencap.com

Станислав Захаров

Мария Дунаева

Анна Ковтун

Административная поддержка

+ 7 (495) 662 5612

Юлия Попова

Екатерина Лизунова

© 2009 ООО «Ренессанс Капитал – Финансовый Консультант» (далее «РК»). Все права защищены. Настоящая публикация носит исключительно информационный характер и не является предложением о продаже или попыткой со стороны РК купить или продать какие-либо ценные бумаги, на которые в публикации может содержаться ссылка, или предоставить какие-либо инвестиционные рекомендации или услуги. Такие предложения могут быть сделаны исключительно в соответствии с применимым законодательством. Прошлая доходность не является показателем доходности инвестиций в будущем. Настоящая публикация основана на информации, которую мы считаем надежной, однако мы не утверждаем, что все приведенные сведения абсолютно точны. Мы не несем ответственности за использование клиентами информации, содержащейся в настоящей публикации, а также за операции с ценными бумагами, упоминающимися в ней. Мы не берем на себя обязательство регулярно обновлять информацию, которая содержится в настоящей публикации или исправлять возможные неточности. РК и его аффилированные лица, директора, партнеры и сотрудники, в том числе лица, участвующие в подготовке и выпуске этого материала, имеют право покупать и продавать упоминающиеся в материале ценные бумаги и производные инструменты от них. На ценные бумаги номинированные в иностранной валюте могут оказывать влияние обменные курсы валют, изменение которых может вызвать снижение стоимости инвестиций в эти активы. Инвесторы в Американские депозитарные расписки также подвергаются риску изменения обменного курса валют. Инвестирование в российские ценные бумаги несет значительный риск, и инвесторы должны проводить собственное исследование надежности эмитентов.