



БАШНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

День Инвестора

12 октября, 2015



Определенная информация в данном документе может быть связана с прогнозами или иными заявлениями о перспективах в отношении будущих событий или будущей финансовой деятельности Группы Башнефть. Вы можете определить заявления о перспективах по наличию выражений, в которых используются понятия “ожидать,” “полагать,” “предвидеть,” “продолжать,” “рассчитывать,” “предполагать,” “будет,” “возможно,” “может” или “могло”, такие понятия, выраженные в отрицательной форме, или иные аналогичные выражения. Данные заявления носят лишь предположительный характер и фактические события или результаты могут существенно от них отличаться. Мы не намерены уточнять данные заявления для отражения событий и обстоятельств, которые произошли после даты выпуска настоящего документа, или для отражения произошедших непредвиденных событий. Вследствие воздействия многочисленных факторов фактические результаты могут существенно отличаться от результатов, предусмотренных нашими прогнозами или заявлениями о перспективах, в том числе в отношении общих экономических условий, условий нашей конкуренции, рисков, связанных с операционной деятельностью в России, частыми технологическими и рыночными изменениями в нашей отрасли, а также в отношении большого числа иных рисков, связанных с Группой Башнефть и ее деятельностью.

**1. ПАО АНК «Башнефть»:
Успешная и прозрачная**



Алексей Текслер

2. Обзор Стратегии



Александр Корсик

3. Разведка и добыча



Сергей Здольник



Юрий Красневский

4. Переработка и коммерция



Денис Станкевич

5. Финансы



Алексей Лисовенко

Видеообращение



Энтони Консидайн

**6. Система мотивации
менеджмента**



Александр Корсик

1. ПАО АНК «Башнефть»: Успешная и прозрачная



Алексей Текслер

Председатель Совета Директоров ПАО АНК «Башнефть»



-  Последовательно растущие операционные и финансовые показатели;
-  Эффективное управление зрелыми месторождениями и успешное развитие активов в новых регионах деятельности;
-  Высокотехнологичный нефтеперерабатывающий комплекс, демонстрирующий один из самых высоких показателей выхода светлых нефтепродуктов в РФ;
-  Гибкое управление перерабатывающими активами на фоне введения налогового маневра;
-  Устойчивое финансовое положение в ухудшившихся макроэкономических условиях;
-  Гарантированные значительные дивидендные выплаты;
-  Высокие стандарты корпоративного управления.

ОБЩЕЕ СОБРАНИЕ АКЦИОНЕРОВ

Совет Директоров



Алексей Текслер
Председатель



Александр Корсик
Президент (1)



Виктор Орлов
Неисполнительный директор (1,5)



Юрий Шафраник
Неисполнительный директор (1)



Энтони Консидайн
Независимый директор (1,2,3,4,5)



Чарльз Ватсон
Независимый директор (2,3,4,5)



Морис Дижоль
Независимый директор (1,2,3,4,5)



Виталий Сергейчук
Неисполнительный директор (1)



Рустэм Марданов
Неисполнительный директор (2)



Евгений Гурьев
Неисполнительный директор (2)

Президент

Правление

Комитеты Совета Директоров

1. Комитет по стратегии

2. Комитет по бюджету

3. Комитет по аудиту

4. Комитет по назначениям и вознаграждениям

5. Комитет по охране труда, промышленной безопасности, экологии и социальной ответственности

Возглавляет независимый член СД

Состоят из независимых членов СД



БАШНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

2. ПАО АНК «Башнефть»: Обзор Стратегии



Александр Корсик

Президент,
Председатель Правления ПАО АНК «Башнефть»





Александр Корсик

Президент, Председатель Правления
 Опыт работы в отрасли – 20 лет

- Ранее занимал должности Первого вице-президента Сибнефти, Президента ИТЕРА и Председателя Совета директоров РуссНефти



Михаил Ставский

Первый вице-президент по разведке и добыче
 Опыт работы в отрасли – 30 лет

- Ранее занимал должность Вице-президента Сибнефти и Роснефти



Денис Станкевич

Первый вице-президент по переработке и коммерции

Опыт работы в отрасли – 16 лет

- Ранее занимал должность Вице-президента по экономике и финансам, главного финансового директора Башнефть



Юрий Красневский

Вице-президент по геологии и разработке
 Опыт работы в отрасли – 38 лет

- Ранее занимал руководящие должности по направлениям геологоразведочных работ и разработки в Сибнефти, Роснефти и ТНК-ВР



Виталий Козлов

Вице-президент по переработке и нефтехимии
 Опыт работы в отрасли – 14 лет

- Ранее занимал руководящие должности в ТНК-ВР Менеджмент



Сергей Здобный

Вице-президент по добыче нефти и газа
 Опыт работы в отрасли – 21 год

- Ранее занимал должность Генерального директора ООО «РН-Юганскнефтегаз»



Кирилл Кастерин

Вице-президент по региональным продажам
 Опыт работы в отрасли – 17 лет

- Ранее занимал руководящие должности в области реализации нефтепродуктов в ЛУКОЙЛ



Игорь Марченко

Вице-президент по стратегии и развитию
 Опыт работы в отрасли – 21 год

- Ранее занимал должности начальника Департамента стратегического развития в Сибнефти, директора по развитию ИТЕРА и вице-президента по развитию РуссНефти



Алексей Лисовенко

Вице-президент по экономике и финансам, главный финансовый директор
 Опыт работы в отрасли – 9 лет

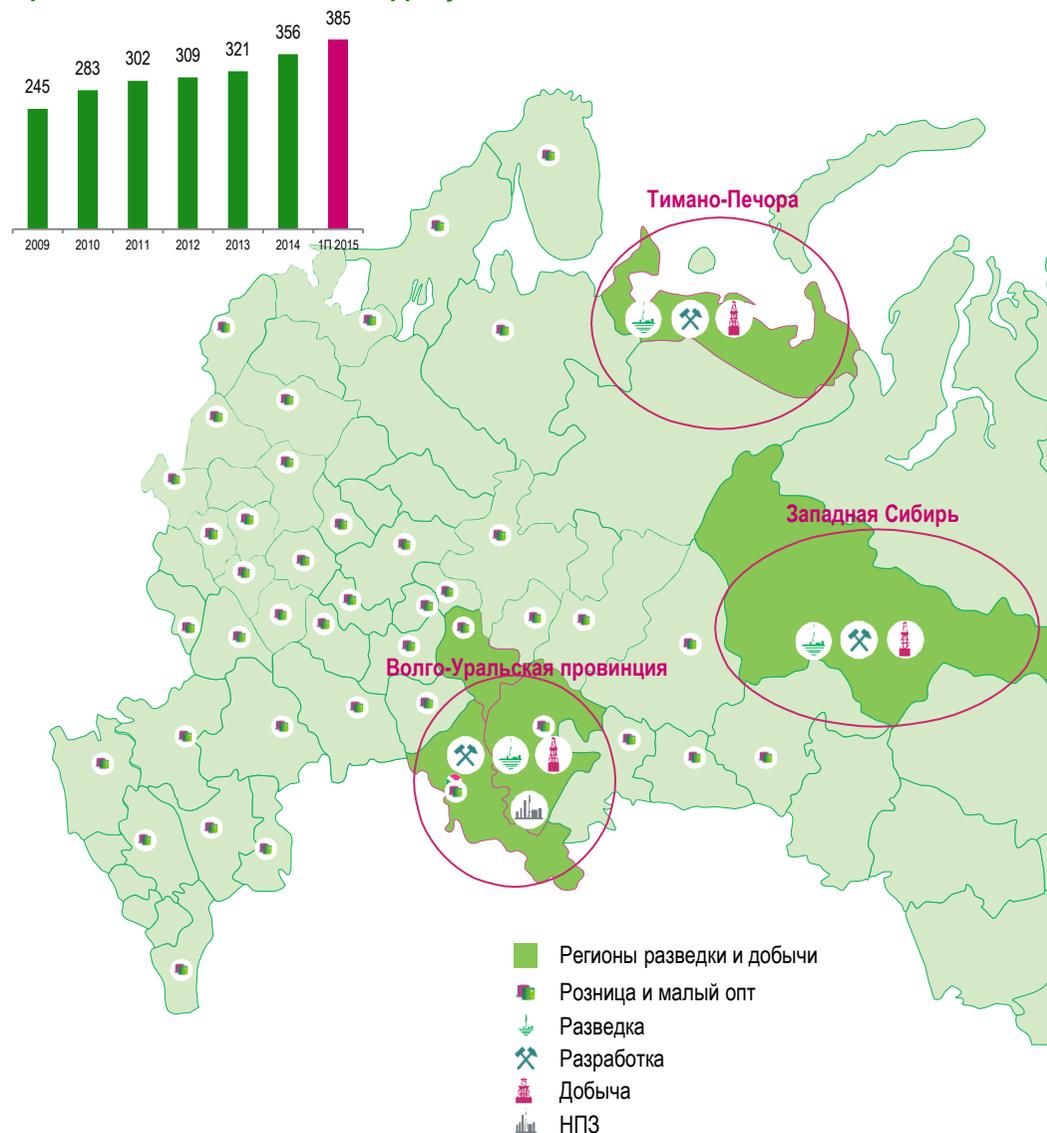
- Ранее занимал должность заместителя Главного финансового директора – Главного бухгалтера Башнефть, а также руководящие должности в АФК Система.



Эффективная вертикально-интегрированная нефтяная компания, один из лидеров отрасли по уровню доходности для акционеров

Уверенный рост добычи с 2009 г., тыс. барр./сут.

- Обширные запасы нефти и ресурсная база в трех основных нефтедобывающих регионах России:
 - Запасы ЗР – 3,64 млрд барр. (обеспеченность запасами – 16,9 лет).⁽¹⁾ Запасы в основном расположены в Волго-Уральской провинции (Башкирия);
 - Суммарные запасы (ЗР) месторождений им. Р. Требса и А. Титова на 31.12.2014 г. – 271,7 млн барр.;
 - Суммарные запасы (ЗР) Соровского месторождения в Западной Сибири оценены в 230,1 млн барр.
- Наличие значительного портфеля активов, включая Тимано-Печору и Западную Сибирь, обеспечивает рост добычи в краткосрочной и среднесрочной перспективе;
- В 1 пол. 2015 г. добыча нефти составила 9,5 млн тонн (384,8 тыс. барр./сутки); +12.4% по сравнению с предыдущим годом;
- Наличие одного из ведущих нефтеперерабатывающих активов в России: Индекс Нельсона равен 8,93; 100% производство дизеля по стандартам Евро-5;
- В 1 пол. 2015 г. скорректированная EBITDA составила 62,6 млрд руб.⁽²⁾, а чистая прибыль 29,3 млрд руб.;
- Высокие показатели доходности для акционеров и генерируемому денежному потоку:
 - По итогам 2014 г. коэффициент дивидендных выплат составил 46%.



1. Данные Miller & Lents по состоянию на конец 2014 г.

2. Далее по тексту: скорр. EBITDA рассчитывается как прибыль за период и совокупный доход плюс налоги плюс/минус доля убытка/прибыли ассоциированных компаний и СП, за вычетом налога на прибыль, минус эффект от курсовой разницы, плюс затраты на финансирование, минус финансовые доходы и плюс амортизация

Высококачественные и высококорентабельные активы

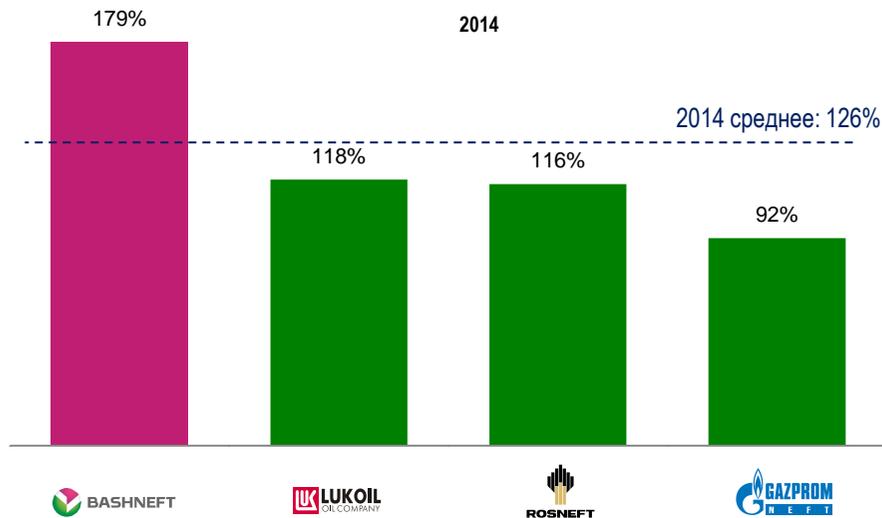


Фундаментальные основы бизнеса

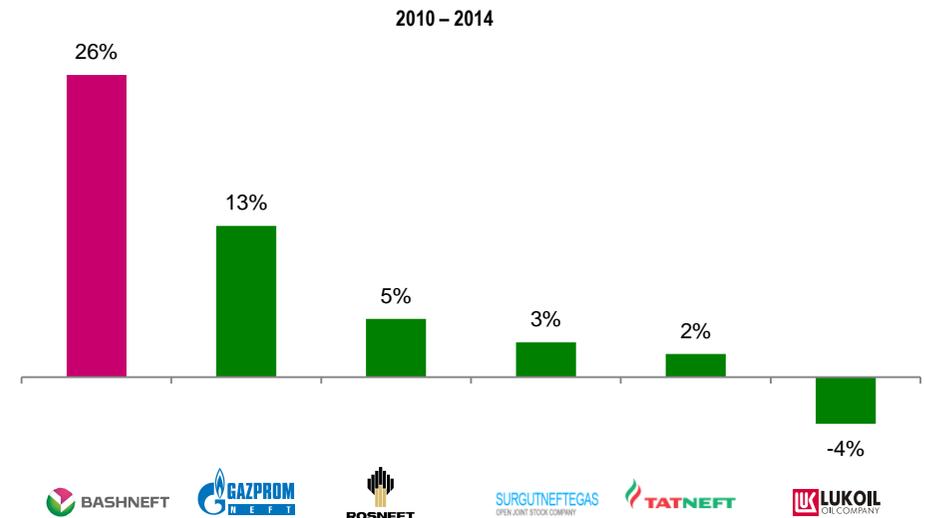
Высококачественные и высококорентабельные активы

Высокие темпы роста объемов добычи и замещения запасов в Башкирии. Месторождения им. Требса и Титова и активы Бурнефтегаза, обеспечивающие прирост добычи в среднесрочной перспективе. Эффективная работа блока переработка и коммерция.

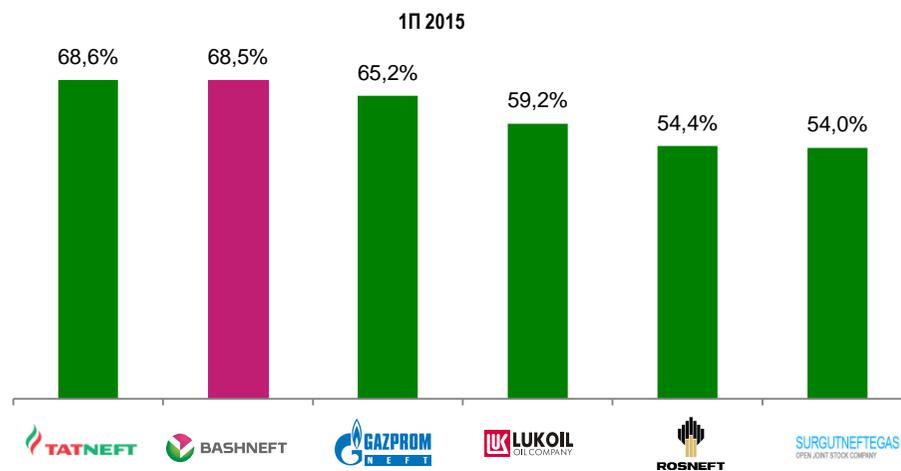
Коэффициент замещения запасов нефти(1P)(1)



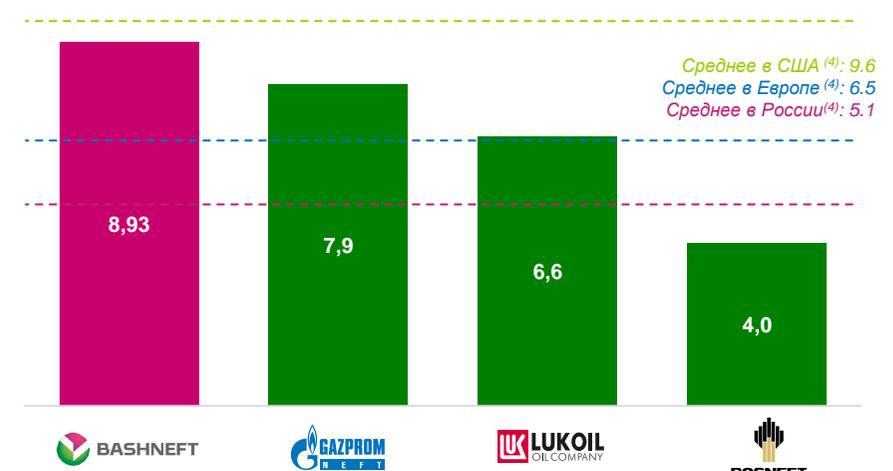
Рост объемов нефтедобычи в России(2)



Выход светлых нефтепродуктов



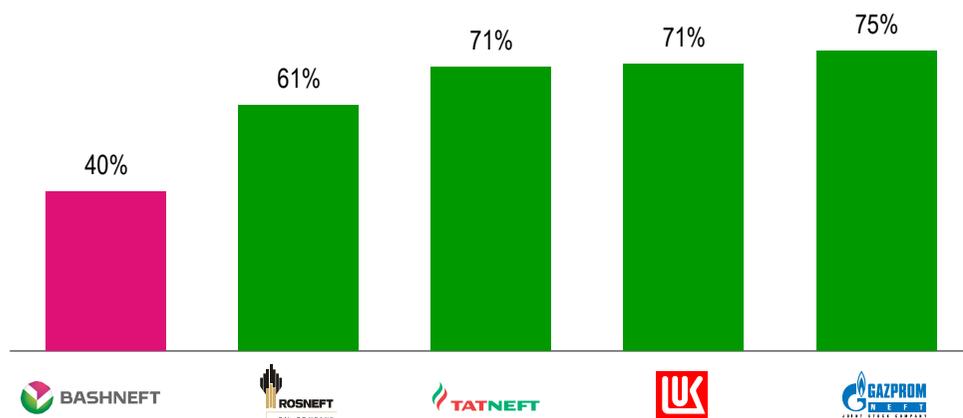
Индекс Нельсона(3)



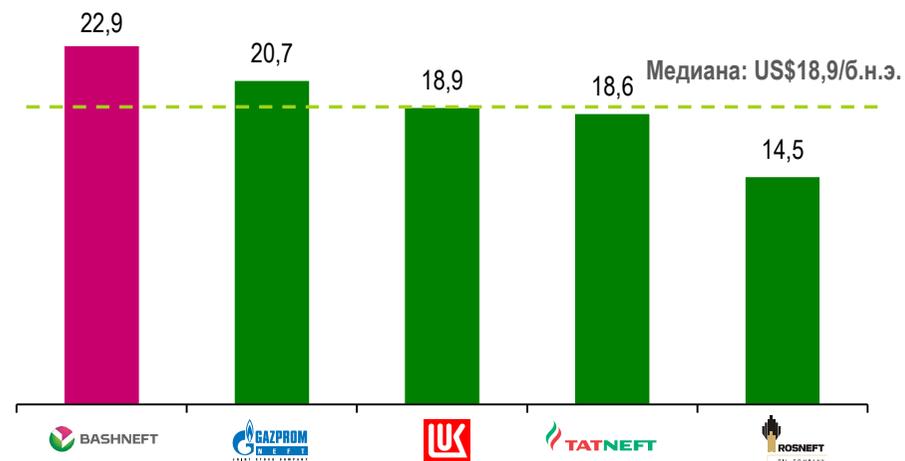
1. Рассчитывается как (доказанные запасы нефти на 31.12.2014 - доказанные запасы нефти на 31.12.2013 + объем добычи нефти в 2014 г.) / объем добычи нефти в 2014 г. Лукойл и Газпром нефть согласно справочнику аналитика. Роснефть согласно Годовому отчету (SEC);
 2. Источник: Минэнерго РФ (ЦДУ ТЭК), данные компаний
 3. Башнефть по состоянию на 2 кв. 2015 г., Газпром нефть и Лукойл – собственные НПЗ в РФ на конец 2014 г., Роснефть – на конец 2012 г.
 4. Oil & Gas Journal за 2011 г.

Неизменно высокая доходность для акционеров отражает наше стремление к созданию акционерной стоимости для всех акционеров

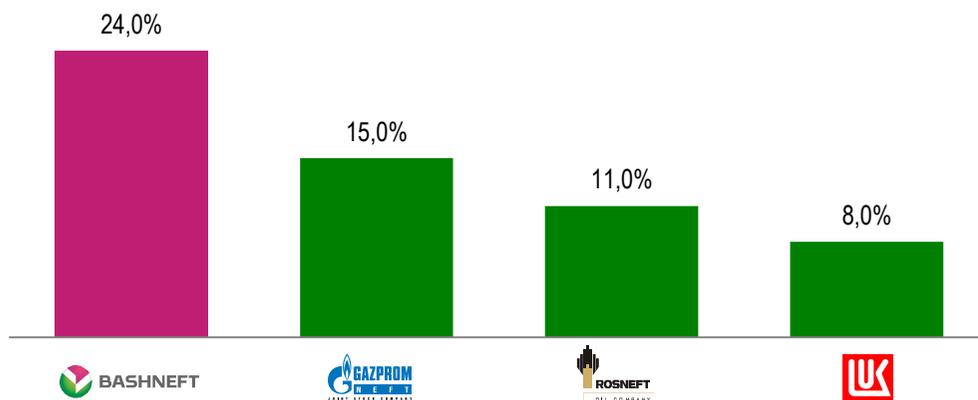
Капитальные вложения / Операционный денежный поток
(среднее за 2010-2014)



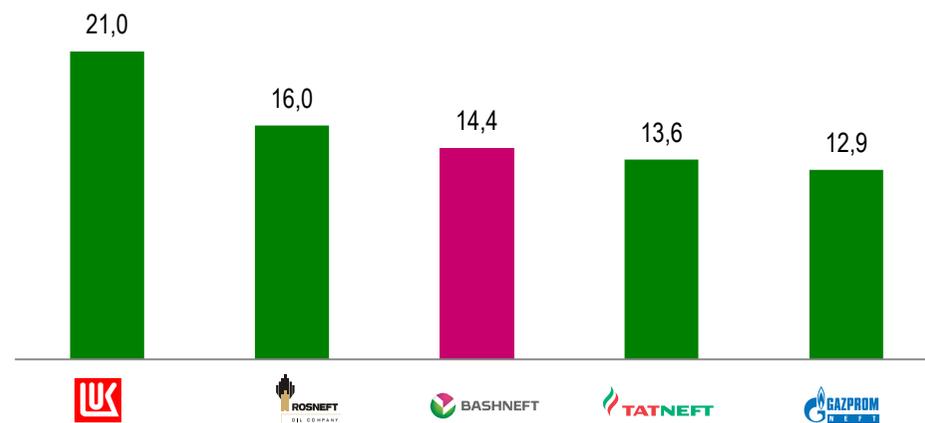
Высокий показатель прибыльности в отрасли
(среднее за 2013-2014 гг.), US\$/б.н.э. (1)



Рентабельность инвестированного капитала (RoACE) – одна из самых высоких в секторе, 2014 г.



Один из лучших показателей прибыльности сегмента upstream
(среднее за 2013-2014 гг.), US\$/барр.(2)



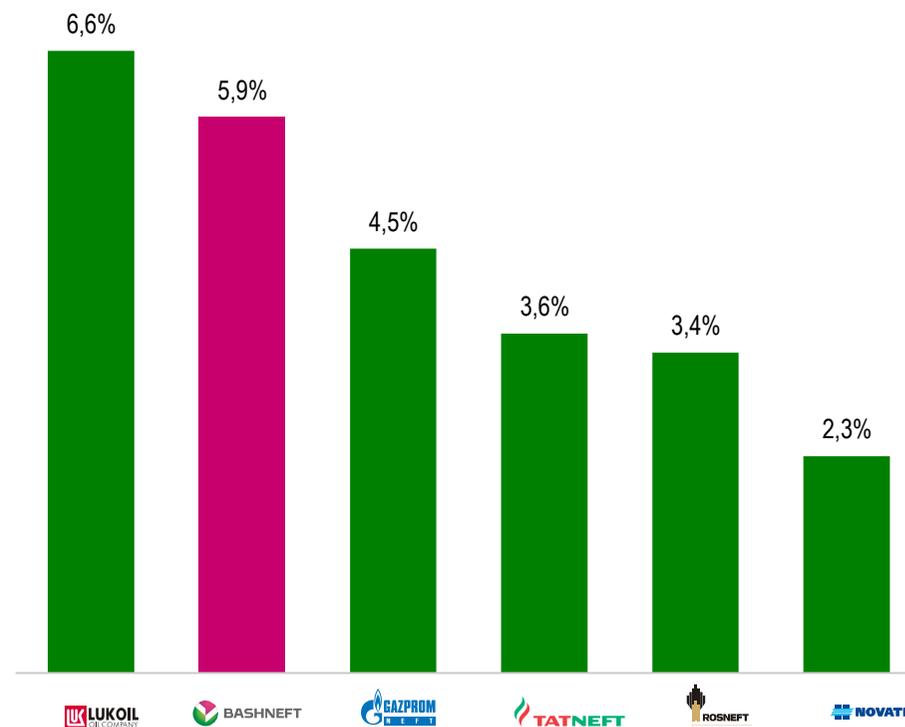
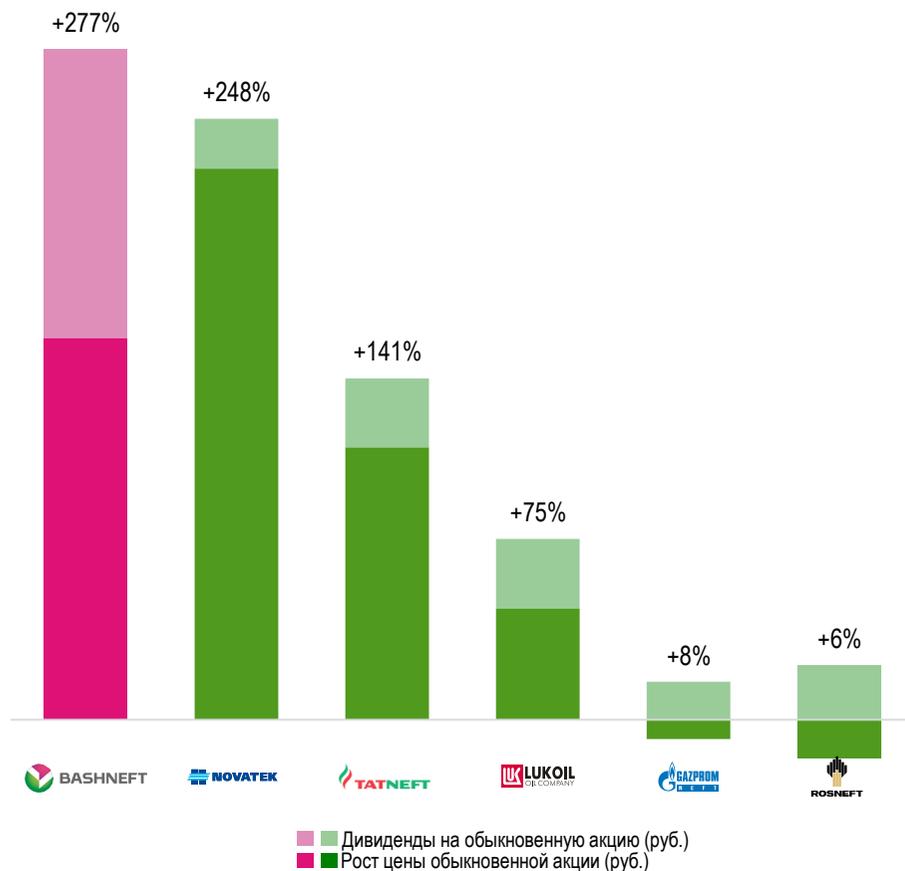
Источник: данные компаний, расчеты ВТБ Капитала

1. Средний показатель EBITDA/годовая добыча углеводородов 2013-2014 гг.
2. Согласно отчетности по IFRS, US GAAP

Стабильно самый высокий показатель доходности для акционеров в России

Дивидендная доходность⁽²⁾

TSR⁽¹⁾ в 2010-2015 гг., %



1. TSR – Total Shareholder Return – Совокупная доходность для акционеров. На 30 июня 2015 г.
 2. Дивиденды на обыкновенную акцию за 2014 г. / цена акций



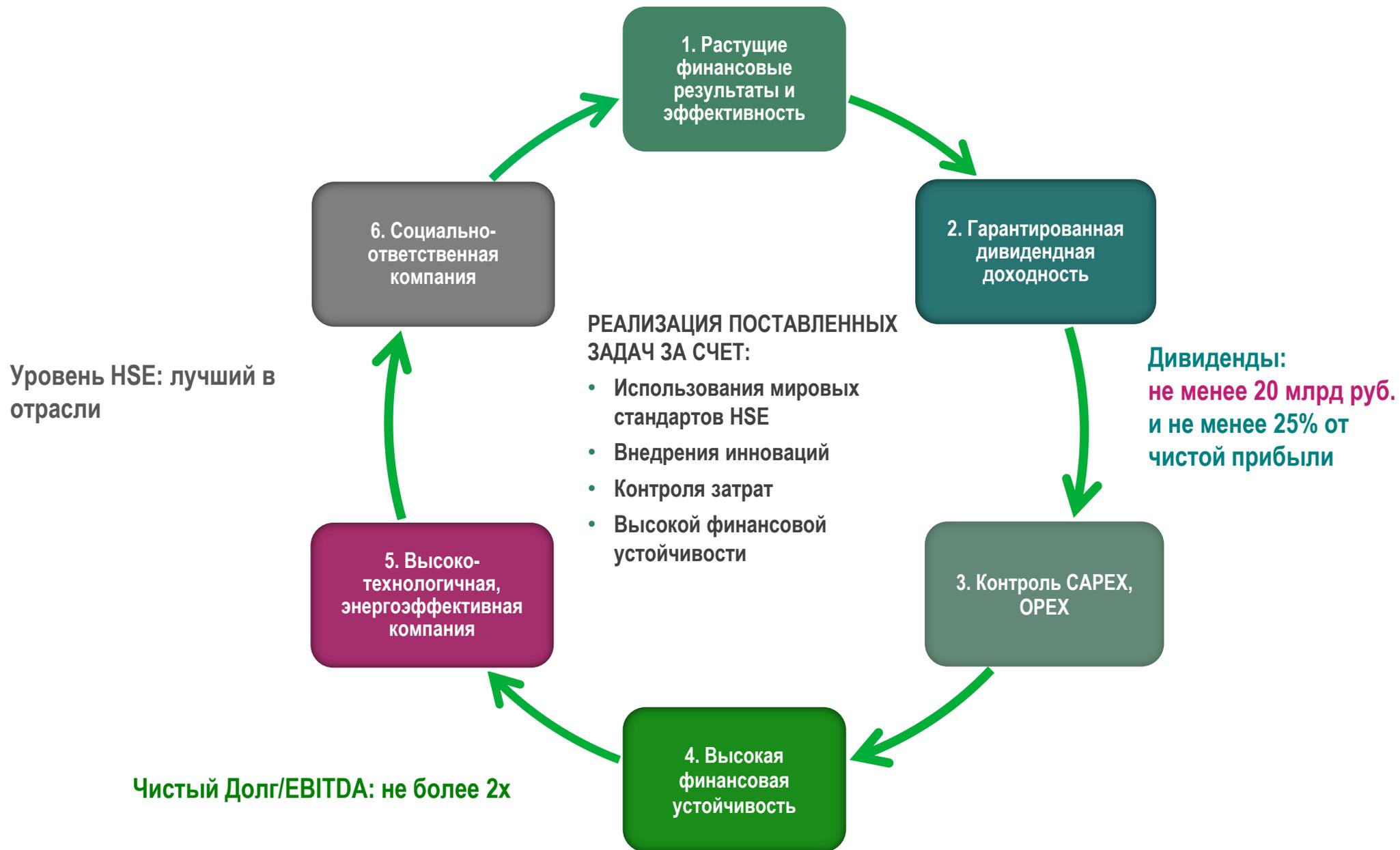
Эффективная реализация заявленных стратегических инициатив

Задачи Разведки и Добычи			Задачи Переработки и Коммерции		
Задачи	Результат	Статус	Задачи	Результат	Статус
Поддержание добычи на зрелых месторождениях	Рост добычи на зрелых месторождениях до 16,3 млн т в 2014 г. Полка добычи поддерживается уже 6 лет	✓	Прекращение производства мазута и ВГО	Стратегическая цель по прекращению производства мазута и ВГО сохраняется. Реализуются проекты, направленные на ее достижение	✓
Контроль затрат в добыче	Уровень затрат - один из лучших в отрасли по удельным совокупным значениям OPEX и CAPEX. Обводненность на зрелых месторождениях в Башкирии снизилась.	✓	Уточнение Генсхемы развития НПЗ	Принято решение об отказе от строительства гидрокрекинга в пользу реализации программы модернизации существующих установок и оптимизации технологических процессов	✓
Проект разработки месторождений им. Требса и Титова	Проект введен в рекордно короткий срок. Рост добычи месторождений с 0,3 млн т в 2013 г. до 0,8 млн т в 2014 г.	✓	Контроль затрат в переработке	Начата реализация проектов по повышению энергоэффективности и снижению технологических потерь	✓
Проект геологоразведочных работ в НАО	Разработана и реализуется программа геологоразведки по 5-ти лицензионным участкам в НАО. Создано СП с Лукойлом - «Восток НАО»	✓	Эффективное управление нефтехимическими активами	Существенный рост финансовых показателей при минимальном объеме капитальных вложений	✓
Программа геологоразведочных работ в Республике Башкортостан	Начата постановка на баланс запасов по программе геологоразведки. Разведано и введено в эксплуатацию 7 новых месторождений и участков	✓	Продажа через АЗС (или мелким оптом) 80% бензина к 2019 г.	Задачи по увеличению розничной реализации и росту АЗС на 2014 г. выполнены. Цели пересмотрены в сторону агрессивного роста розницы с сохранением объемов мелкого опта	✓
Нетрадиционные ресурсы	Завершен совместный пилотный проект с международной нефтегазовой компанией по изучению региональной геологической информации	✓	Оптимизация структуры	Реорганизована структура производства - «Единый НПЗ», розничных продаж - «БН-Розница» и региональных продаж - «БН-Региональные Продажи»	✓
M&A в РФ	Приобретен Бурнефтегаз (0,8 млн т за весь 2014 г. / 0,67 млн т с апреля 2014 г.).	✓	HSE на мировом уровне	Получен сертификат системы управления HSE по стандартам ISO 14001 и OHSAS 18001	✓
HSE на мировом уровне	Получен сертификат системы управления HSE по стандартам ISO 14001 и OHSAS 18001	✓			

Эффективное управление зрелыми месторождениями и успешное развитие активов в новых регионах деятельности

Гибкое управление перерабатывающими активами в условиях введения большого налогового маневра

Рост финансовых результатов и гарантированная дивидендная доходность - основные приоритеты на 2016-2020 гг.



Цель – обеспечить ежегодный рост финансовых результатов при разумных уровнях инвестиций и долга, гарантированную дивидендную доходность и рост акционерной стоимости Компании





БАШНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

3. ПАО АНК «Башнефть»: Разведка и добыча



**Сергей
Здобник**
Вице-президент по
добыче нефти и газа

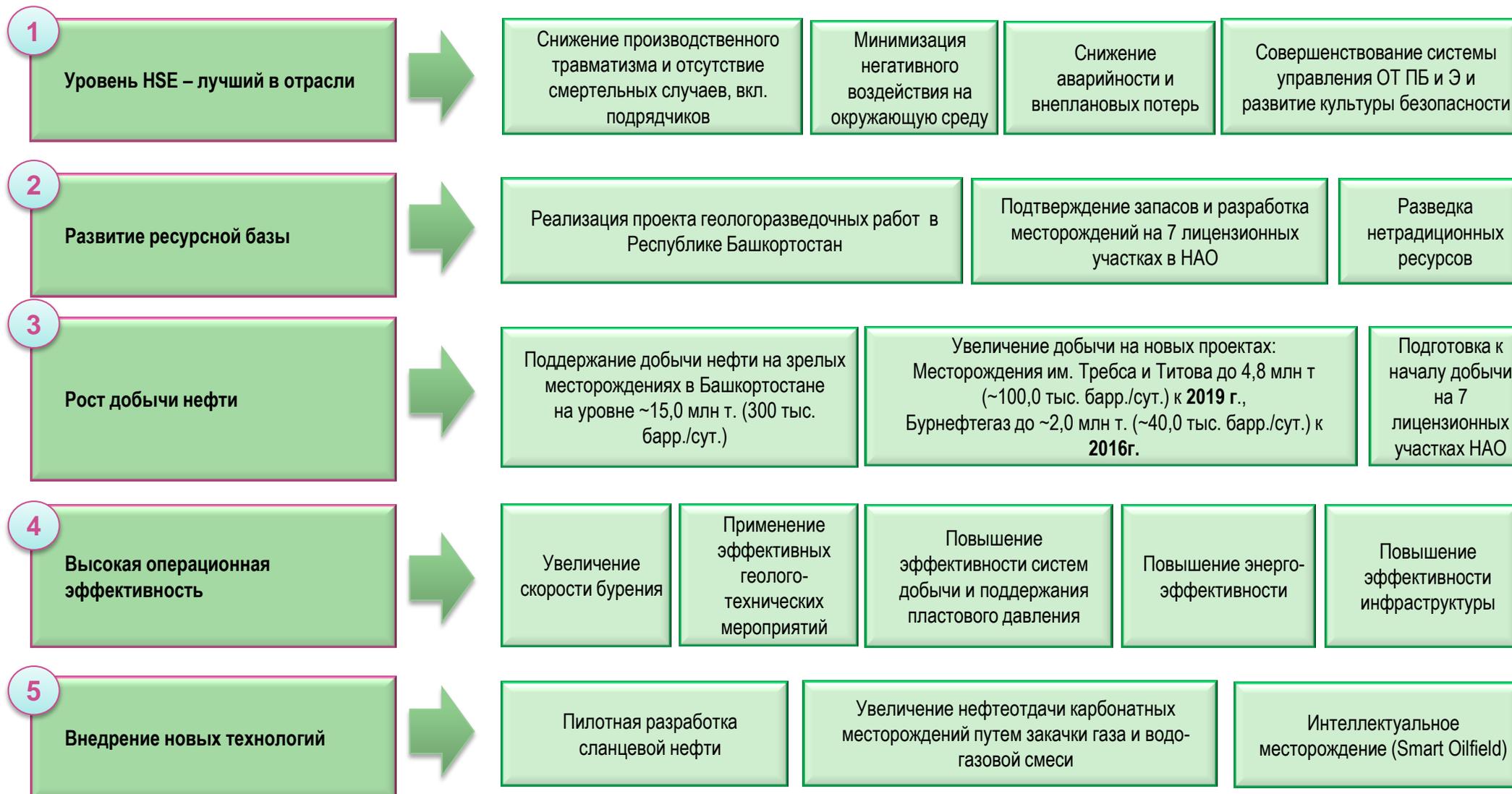


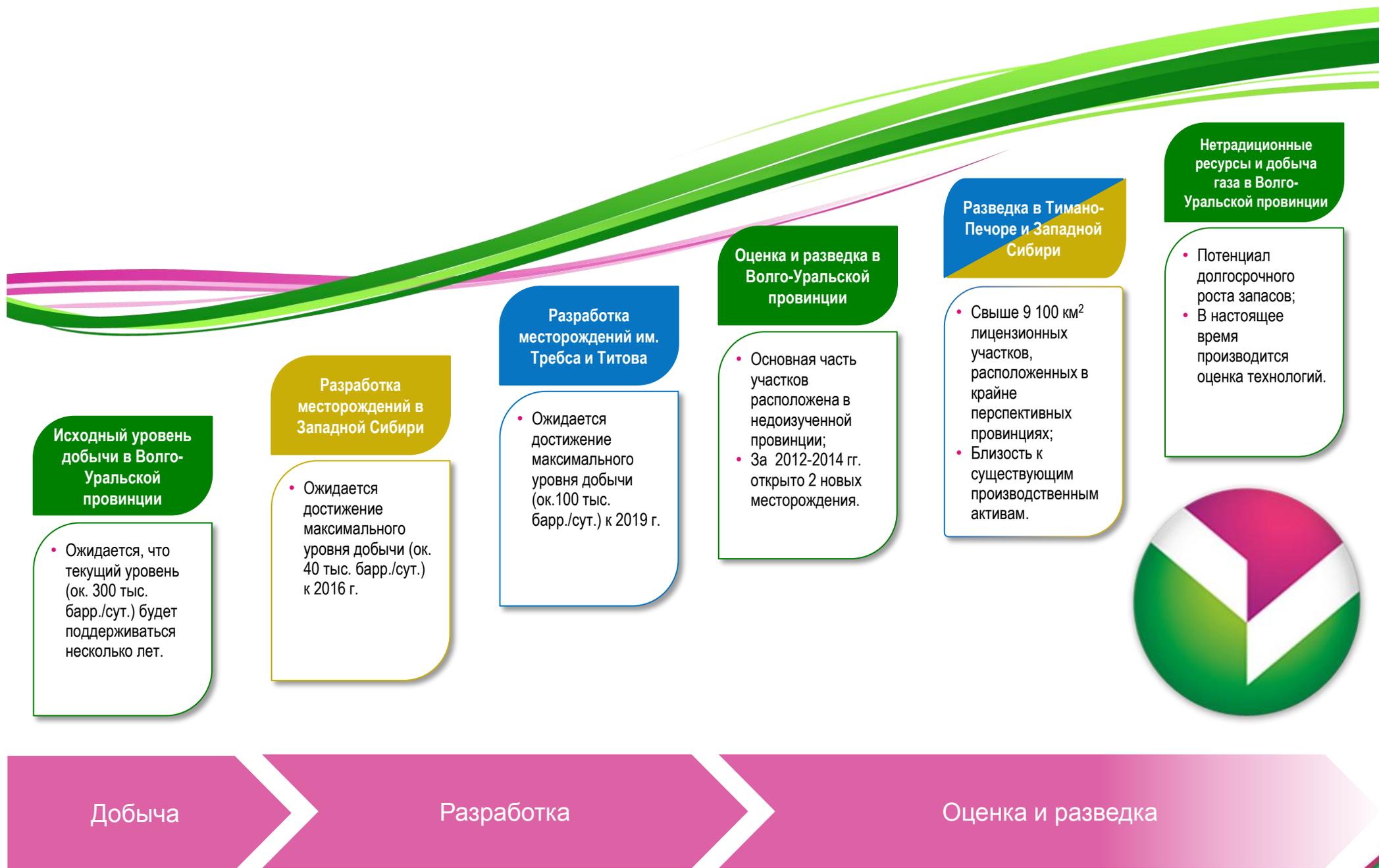
**Юрий
Красневский**
Вице-президент по
геологии и разработке



Цели

Задачи





Сбалансированный портфель добычных и разведочных активов в ключевых нефтегазовых провинциях России



1 **Волго-Уральская провинция**

Добыча*, 2014	Запасы (ABC1+C2 / ЗР)* на 31.12.2014
16,3 млн т. (326 тыс. барр./сут.)	Нефть – 446 млн т (3,29 млрд барр.) / 451 млн т (3,29 млрд барр.) Газ – 57 млрд м ³ / 27 млрд м ³

- Высокорентабельный регион с низким уровнем капитальных затрат и риска;
- Обеспеченность добычи запасами ABC1+C2 более 27 лет; есть значительный потенциал для разведки;
- В случае благоприятной конъюнктуры перспективы добычи газа вблизи от центров спроса.

2 **Тимано-Печорская провинция**

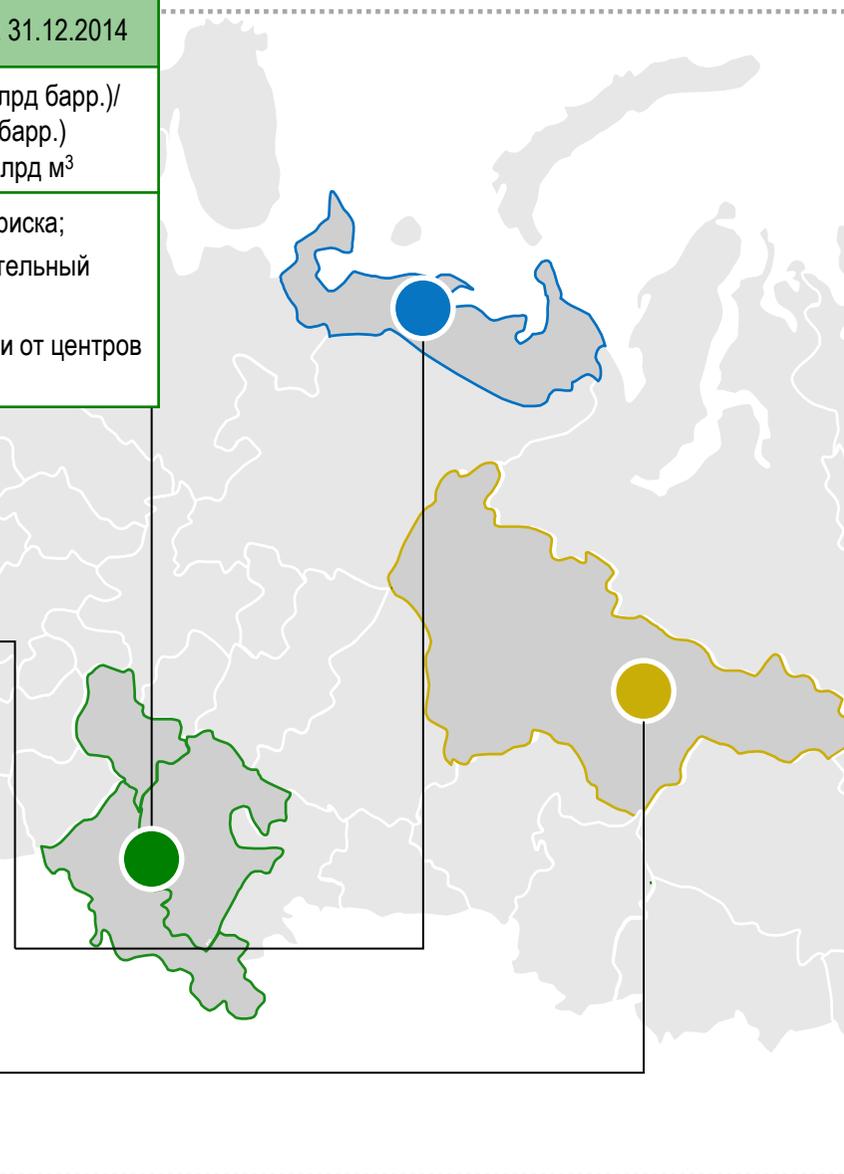
Добыча, 2014	Запасы (ABC1+C2 / ЗР) на 31.12.2014
0,8 млн т. (16 тыс. барр./сут.)	Нефть – 158** млн т (1,2 млрд барр.) / 36 млн т (271,7 млн барр.)

- Включает месторождения им. Требса и Титова, два из наиболее крупных месторождений в России с максимальным уровнем добычи ~ 4,8 млн т.;
- Дополнительные возможности для разведки, благодаря «Восток НАО» (СП с Лукойлом): 7 лицензионных участков площадью свыше 7 900 км².

3 **Западная Сибирь**

Добыча***, 2014	Запасы (ABC1+C2 / ЗР)*** на 31.12.2014
0,7 млн т (14 тыс. барр./сут.)	Нефть – 56 млн т (422 млн барр.) / 31 млн т (230,1 млн барр.)

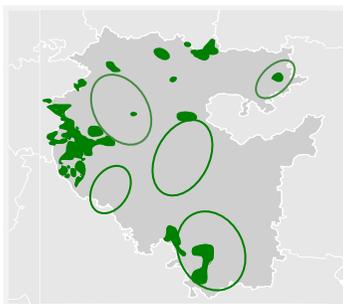
- Существующие активы Башнефти и компания Бурнефтегаз, приобретенная в марте 2014 г.;
- Рост добычи, потенциал для разработки и разведки.



* - вкл. Нижневартовский комплексный цех (НКЦ) ** - по состоянию на 01.07.2015 (на 31.12.2014 – 140 млн т) *** - ООО «Бурнефтегаз»

Системный подход к формированию ресурсной базы и высокие показатели замещения доказанных запасов нефти при контроле затрат

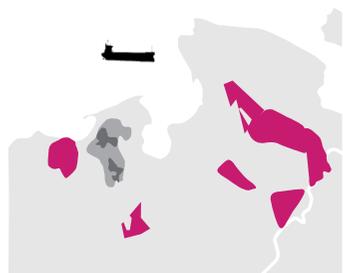
Проекты на территории РФ:



1. Республика Башкортостан, Комплексный проект ГРП
237 лицензий, в т.ч. 36 – на поиск и разведку



2. Западная Сибирь, ООО «Бурнефтегаз»
4 лицензии, в т.ч. 2 – на поиск и разведку

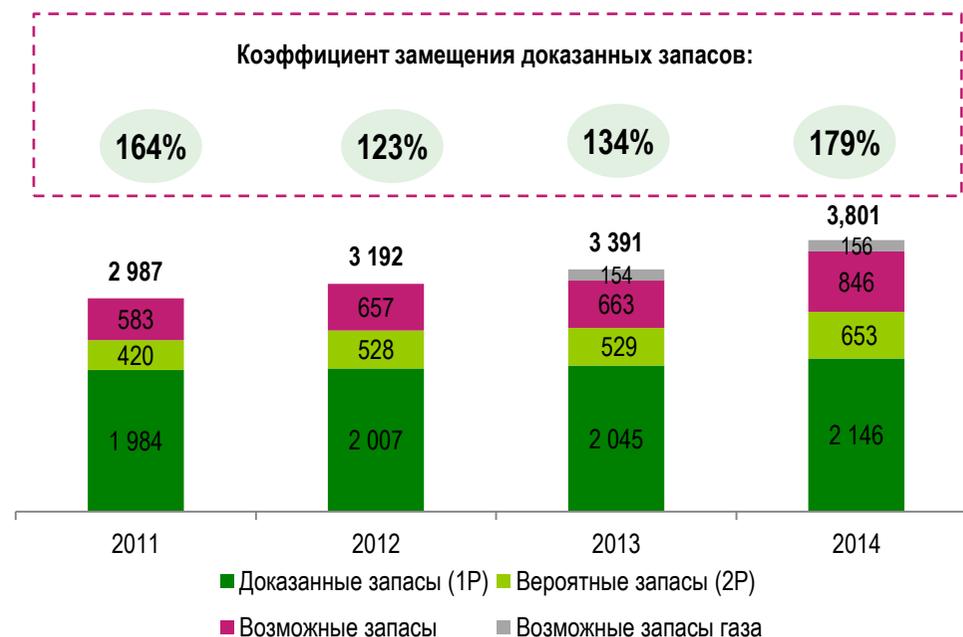


3. Тимано-Печора:
 - а) ООО «Башнефть-Полюс» м/р им. Р.Требса и А.Титова
1 лицензия на поиск и разведку
 - б) ООО «Восток-НАО»
7 лицензий на поиск и разведку

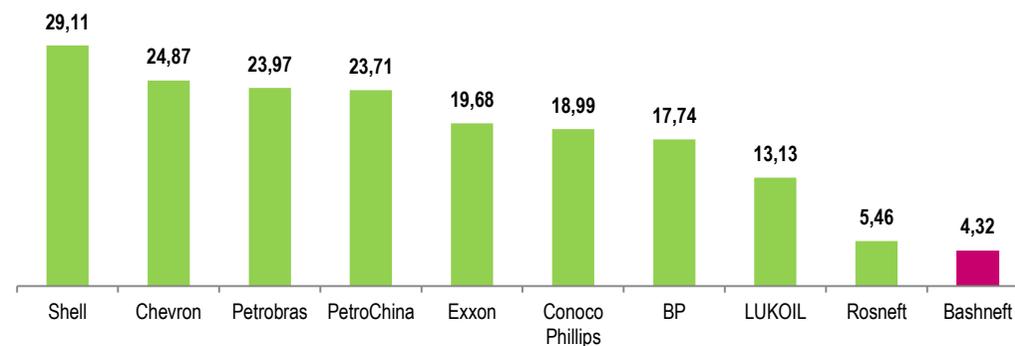
Международные проекты:

1. Блок №12 Ирак
2. Блок EP-4 Мьянма

Запасы и ресурсы, млн барр./млн б.н.э.



Затраты на разведку и разработку (F&D costs), 2011-2013гг *, \$/б.н.э. (прирост доказанных запасов PRMS)



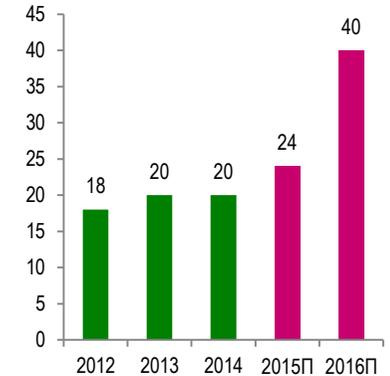
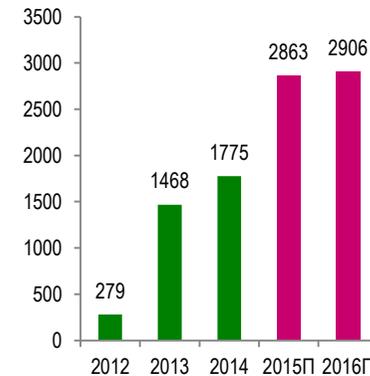
* - оценки EY за 2014



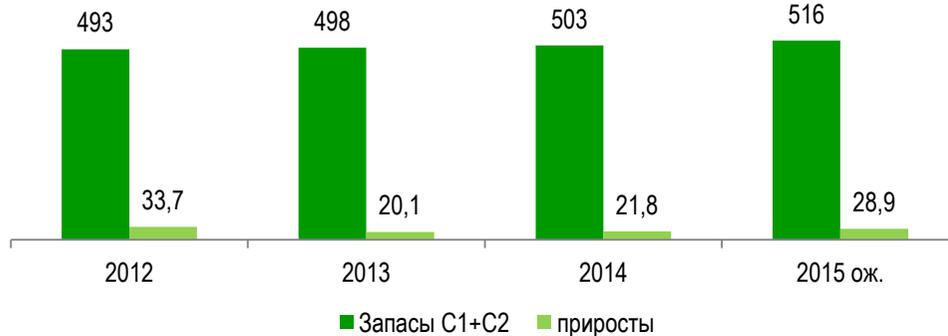
- Несмотря на длительную историю нефтедобычи, Республика Башкортостан недоизучена;
- Имеются традиционные районы постановки геологоразведки рядом с действующими месторождениями, развитая инфраструктура и круглогодичная доступность которых позволяют разрабатывать вновь открытые залежи при низком уровне затрат и риска;
- Наряду с этим существуют малоизученные, неизученные территории и нетрадиционные коллекторы, представляющие потенциальный интерес с точки зрения геологоразведки.

Объемы сейсморазведочных работ 3D, км2

Количество скважин, законченных освоением*



Состояние запасов нефти C1+C2, млн т и приросты



- Приобретено 17 лицензионных участка;
- Выполнено 3,8 тыс. км2 сеймики 3D, пробурены 43 поисково-разведочные скважины, открыто 2 новых месторождения и 42 залежи;
- Прирост запасов углеводородного сырья (ABC1+C2) – 120 млн т.нэ. Успешность 70%.

- Приобретено 3 лицензионных участка, закончены освоением 24 скважины, сеймика 3D – 2 863 км2;
- Ожидаемый прирост запасов 29 млн т.

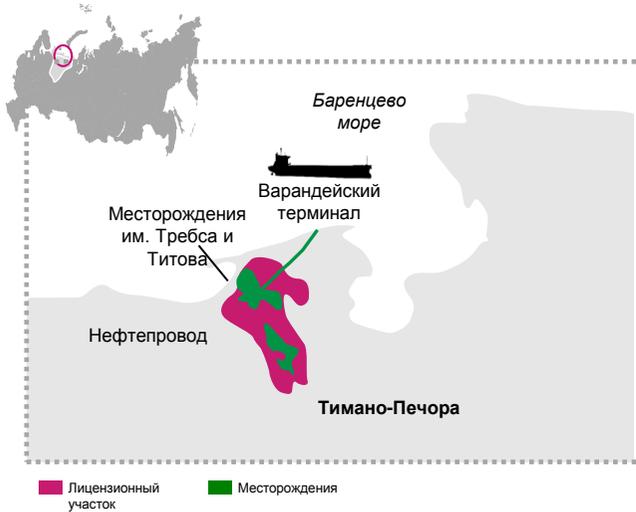
- Приобретение новых лицензионных участков
- Проведение сеймики 2D и 3D с целью подготовки структур для поискового бурения;
- Продолжение поисково-разведочного бурения.

2011-2014

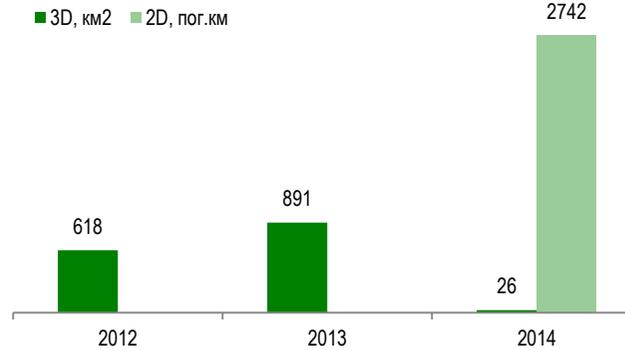
2015П

2016-2020

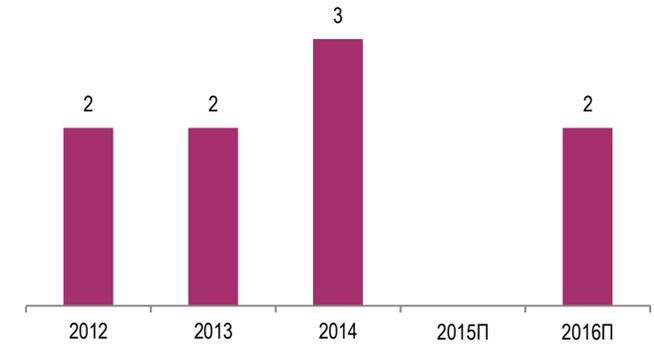
Лицензия на поиск, разведку и добычу – 2012 - 2036 гг., суммарные запасы (3P) - 271,7 млн барр., (C1+C2) – 140 млн т.



Объем сейсморазведочных работ



Количество скважин, законченных бурением



Участники проекта Башнефть-Полюс

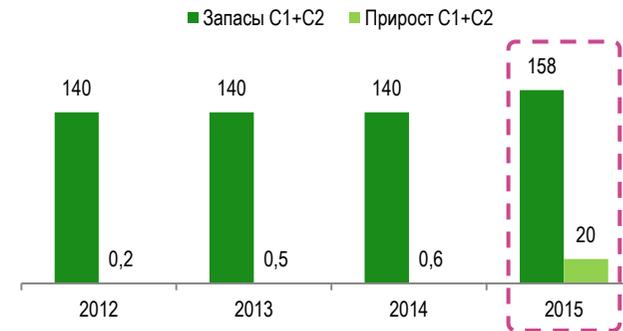


74,9%



25,1%

Состояние запасов нефти C1+C2, млн т и приросты



- Выполнено 1 535 км2 сеймики 3D, 2 742 пог. км сеймики 2D;
- Пробурены 4 разведочных и 3 поисковые скважины;
- По результатам разведочного бурения за счет перевода запасов из категории C2 в промышленную категорию C1, запасы увеличились на 1,3 млн т (9,5 млн барр.).

- Закончены освоением 3 поисковые скважины, пробуренные в 2014 г. По данным пересчета запасов и поискового бурения прирост запасов ABC1+C2 - 20 млн т. (146 млн барр.).

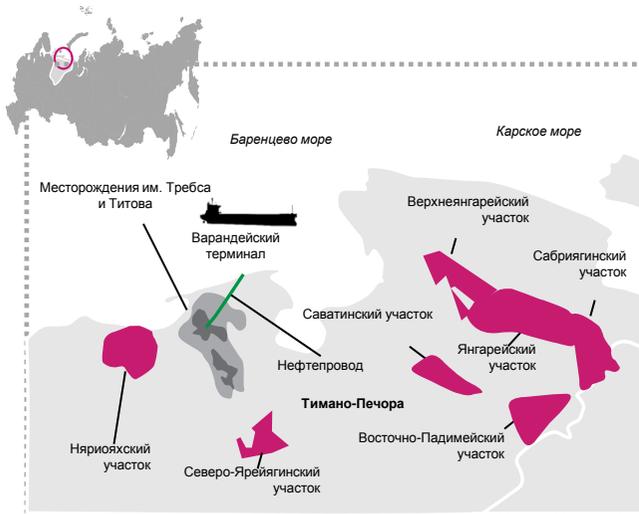
- Бурение 6 поисковых скважин. По результатам бурения в 2015 г. 2 поисковых скважин - принятие решения о дальнейших геологоразведочных работах.

2012-2014

2015

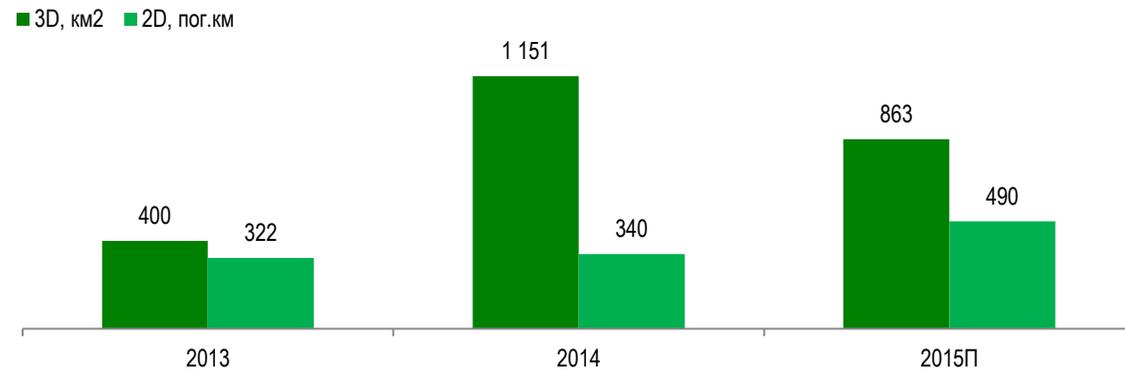
2016-2020

Лицензия на поиск, разведку и добычу – 2012 - 2037 гг.



- Площадь участков, находящихся в непосредственной близости от месторождений им. Требса и Титова, составляет 7 900 км²;
- Наличие рядом месторождений им. Требса и Титова приведет к синергетическому эффекту;
- Партнерство с «Лукойлом» обеспечивает доступ к экспортной инфраструктуре, включая Варандейский терминал, и позволяет сократить риски.

Объем сейсморазведочных работ



Участники проекта Восток НАО



50%



50%

- Выполнены полевые работы 3D – 1 151 км², 2D - 662 пог. км, начата обработка и интерпретация полевого материала;
- Составлен проект поиска и оценки залежей на Янгарейском лицензионном участке.

- 3D - 863 км², 2D – 490 пог.км.;

- Проведение сейсморазведки ;
- Бурение 14 поисковых скважин;
- Принятие решения по разработке – 2018 г.

2013-2014

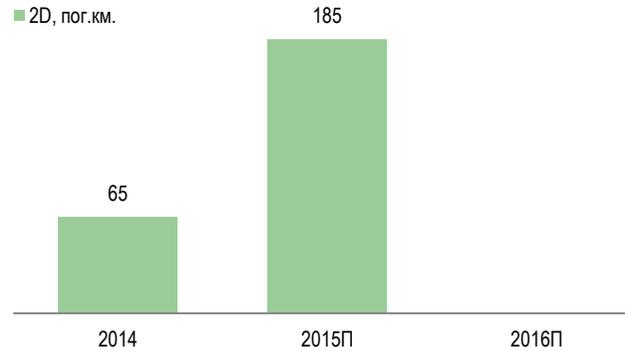
2015П

2016-2020

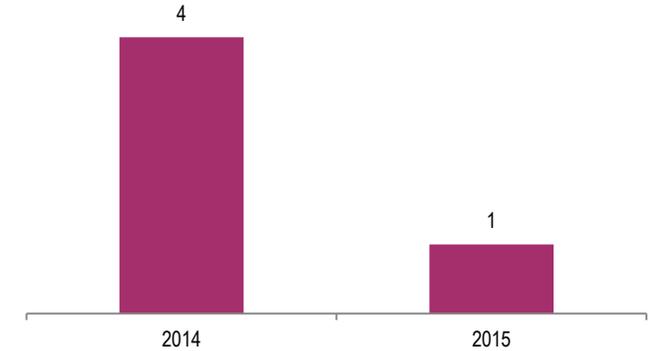
4 лицензии (Восточно-Вуемский, Тортасинский, Северо-Итъяхский 3 и Восточно-Унлорский). Суммарные запасы (3P) – 230,1 млн барр., C1+C2 – 56 млн т



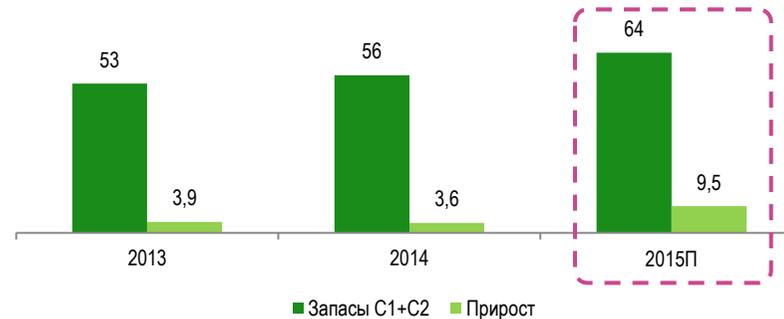
Объем сейсморазведочных работ



Количество скважин



Состояние запасов нефти и приросты C1+C2, млн т.



- В 2014 г. пробурены 4 поисково-разведочные скважины проходкой 12,6 км.;
- По итогам опробования разведочных скважин прирост запасов нефти категории C1+C2 в 2014 г. составил 3,6 млн т. (26,2 млн барр.).

- 2D – 185 пог.км.;
- Пробурена 1 разведочная скважина, прирост запасов C1+C2 - 9,5 млн т по результатам бурения 3 поисковых скважин.

- Бурение 7 поисково-разведочных скважин, проведение сейсморазведки 2D – 250 пог.км.;
- Оценка Тортасинского месторождения.

2014

2015П

2016-2018

2011 г.

- У ОАО АНК «Башнефть» отсутствует международная деятельность;
- Подготовка к участию в 4^{ом} Лицензионном раунде в Ираке в качестве неоператора.

2012 г.

- Участие в 4^{ом} Лицензионном раунде в Ираке в консорциуме с PVEP и Premier Oil;
- В результате прямых переговоров получен статус оператора на Блоке 12 в консорциуме с Premier Oil;
- Подписан Сервисный контракт на геологоразведку, разработку и добычу на Блоке 12.

2013 г.

- Участие во 2^{ом} Лицензионном раунде в Мьянме в консорциуме с Sun Apex Holdings Limited;
- Получен статус оператора на Блоке EP-4 в консорциуме с Sun Apex Holdings Limited.

2014 г.

- Подписано соглашение о разделе продукции на Блоке EP-4.

2015 г.

- Продолжение работ по текущим международным проектам в Ираке и Мьянме.

2016-2017 гг.

- Ирак – бурение 1 скважины;
- Мьянма – бурение 2 скважин;
- В дальнейшем принятие решения о продолжении реализации.

- Лицензионные участки
- Газопровод
- Нефтепровод



Ирак

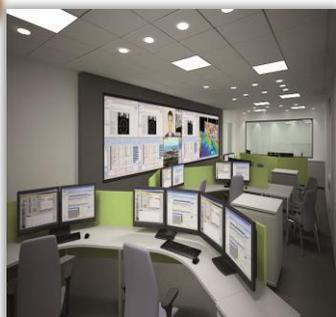


Мьянма



Партнеры	Premier Oil (30%)	Sun Apex Holding (10%)
Площадь участка	8 000 км ²	841 км ²
Обязательства	<ul style="list-style-type: none"> • Инвестиции в программу геологоразведки в размере US\$ 120 млн; • Сейсморазведка 3D в объеме 450 км² и поисковая скважина. 	<ul style="list-style-type: none"> • Инвестиции в программу геологоразведки в размере US\$ 38 млн; • Сейсморазведка и бурение 2 поисковых скважин.
Статус проектов	<ul style="list-style-type: none"> • Выполнена сейсморазведка 2D 192км и 3D 849км²; • Выполнена обработка сейсмоданных и выделены объекты; • Оценена ресурсная база. 	<ul style="list-style-type: none"> • Подготовлена оценка воздействия на окружающую среду на проведение сейсморазведочных работ; • Проводится обработка и интерпретация имеющихся сейсмоданных 2D; • Проводится тендер на сейсморазведочные работы на Блоке EP-4.

1



Высокотехнологичный Центр сопровождения бурения скважин

- В 2013 г. в сотрудничестве с Schlumberger введен в эксплуатацию Центр сопровождения бурения скважин, где успешно применяются инновационные российские программные разработки для геомоделирования и геонавигации – **Petroviser, t-Navigator, Geonaft**;
- Основная задача - обеспечение экспертной поддержки бурения в режиме реального времени для достижения максимальной эффективности (получение потенциального дебита нефти по скважине) и снижения затрат;
- Использование интерактивного метода проводки скважины позволиткратно увеличить продуктивность и входные дебиты по нефти, коэффициент нефтеотдачи, снизить риски возникновения осложнений и аварий в процессе бурения.

2



Эффективная насосная система малого габарита - инновационное решение для боковых стволов

- По заданию «Башнефть» разработано новое технологическое решение для работы в сложных горно-геологических условиях - доработана конструкция малогабаритного погружного насоса Габарит-2;
- Новая конструкция позволяет работать в скважинах с техническими ограничениями, вдвое увеличить дебит скважин и использовать потенциал старых скважин с применением зарезки боковых стволов.

3



Технология закачки водо-газовой смеси (SWAG)

- Технология SWAG, планируемая к внедрению на месторождениях Башнефти, является уникальной для РФ, в мировой практике опыт полномасштабного применения ограничен несколькими проектами;
- Опытный полигон для отработки технологии, запущенный в работу в феврале 2015г. на Старо-Казанковском месторождении (НГДУ «Ишимбайнефть»), позволит уточнить проектные решения по системе поддержания пластового давления на месторождении им. Р. Требса;
- Проект по закачке водогазовой смеси приводит к интенсификации добычи нефти и уменьшению времени, необходимого для достижения максимального коэффициента вытеснения нефти.

4

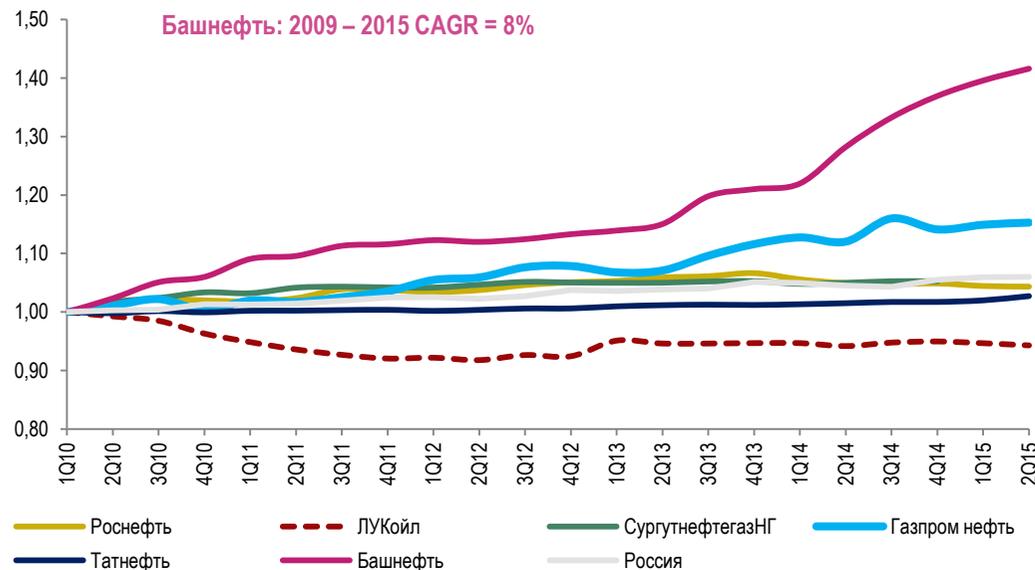


Создание современного лабораторного комплекса (кернаохранилища, лаборатории по исследованию флюидов, керна, буровых растворов)

- Основная задача – обеспечение процессов проектирования необходимым объемом информации о свойствах пластовых флюидов, коллекторов, буровых растворов;
- Внедрение современных методов лабораторных исследований для прогнозной оценки запасов нефти и газа, подбора оптимальных методов повышения нефтеотдачи, подбора оптимальных параметров бурения скважин;
- Адаптация лучших мировых и разработка собственных методик проведения лабораторных экспериментов в условиях, соответствующих пластовым.

- При нынешнем менеджменте добыча восстановилась с 240 тыс. барр./сут в 2009 г. до 385 тыс. барр./сут в 1 пол. 2015 г.;
- Новые активы обеспечили более 13% добычи компании в 1 пол. 2015 г.;
- К 2020 г. более трети совокупной добычи нефти будет обеспечиваться новыми кластерами в Тимано-Печоре и Западной Сибири.

Индекс изменения среднесуточной добычи

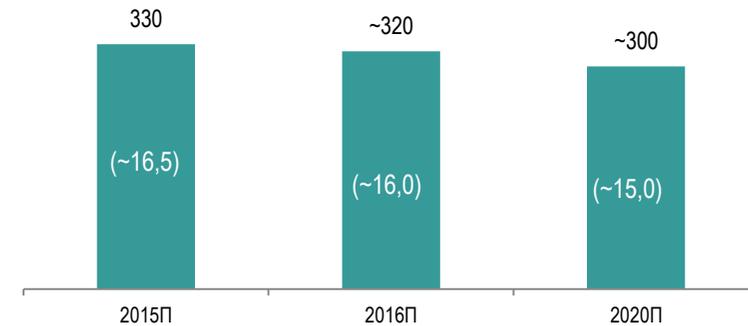


Источник: ЦДУ ТЭК

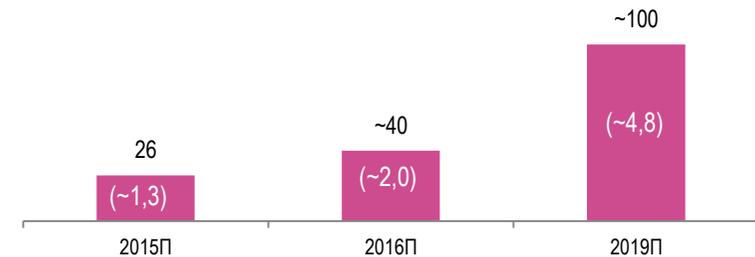
1. Объемы добычи Роснефти нормализованы с учетом добычи ТНК-ВР Холдинга с 1 кв. 2010 г.

Динамика добычи в основных регионах, тыс. барр./сут. (млн т в год)

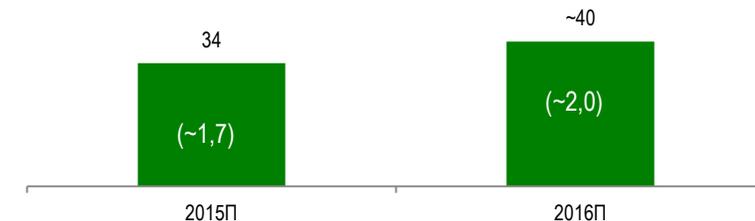
Зрелые месторождения: цель – сохранение полки добычи выше 300 тыс. барр./сут.



Тимано-Печора: выход на максимальный уровень добычи – 2019 г.

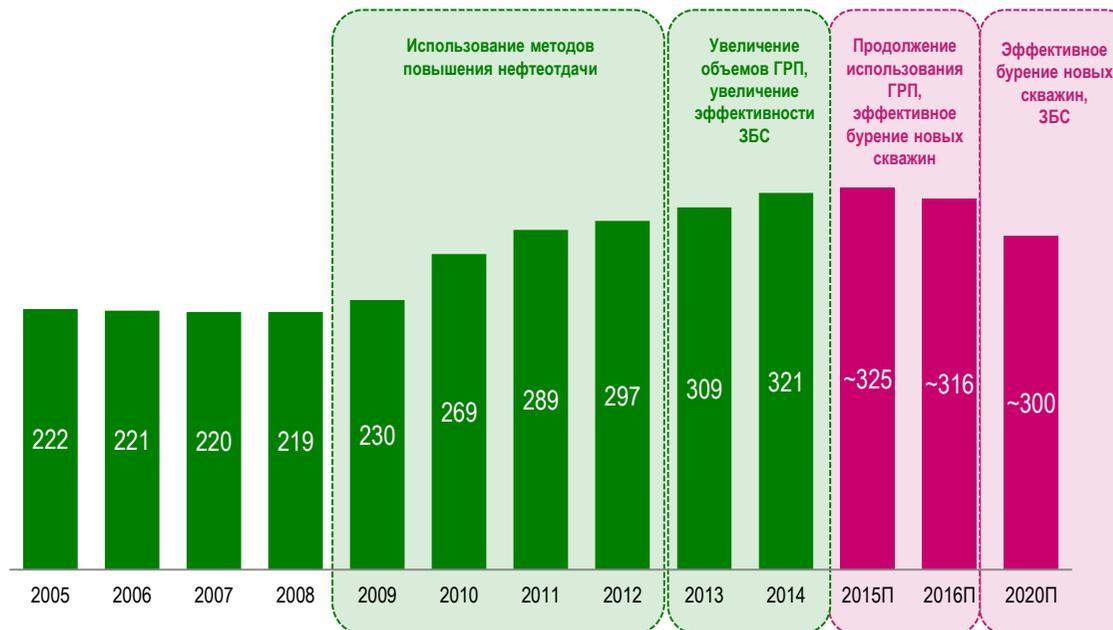


Западная Сибирь: выход на полку добычи уже в 2016 г. (пред. план – 2020 г.)



- Волго-Уральская провинция – зрелый регион нефтедобычи, добыча ведется с 1932 г., за весь период добыто 1,7 млрд т нефти;
- На балансе Башнефти 194 месторождения, из них разрабатываемых (зрелых) - 174;
- На долю 4 месторождений приходится около 36% добычи и 35% доказанных запасов по состоянию на 2014 г. На ключевых месторождениях средняя глубина залегания нефти составляет 1 500 м; API – 28°; содержание серы – 2,5-3%.

Полка добычи в Волго-Уральской провинции поддерживается уже 6 лет, тыс. барр./сут.*



Основные месторождения Волго-Уральской провинции

Арланское нефтяное месторождение (1958)	
Добыча, тыс. т (2014 г.)/ доля от общей добычи, %	ЗР запасы по PRMS, млн т (на 31.12.2014) / доля от общего объема, %
4090 / 25%	106 / 21%

Туймазинское нефтяное месторождение (1939)	
Добыча, тыс. т (2014 г.)/ доля от общей добычи, %	ЗР запасы по PRMS, млн т (на 31.12.2014) / доля от общего объема, %
529 / 3%	23 / 5%



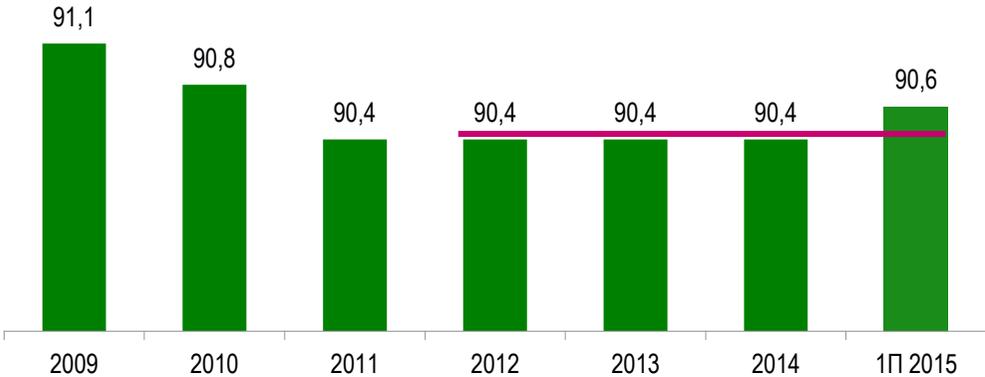
Югомашевское нефтяное месторождение (1966)	
Добыча, тыс. т (2014 г.)/ доля от общей добычи, %	ЗР запасы по PRMS, млн т (на 31.12.2014) / доля от общего объема, %
769 / 5%	36 / 7%

Манчаровское нефтяное месторождение (1964)	
Добыча, тыс. т (2014 г.)/ доля от общей добычи, %	ЗР запасы по PRMS, млн т (на 31.12.2014) / доля от общего объема, %
473 / 3%	12 / 2%

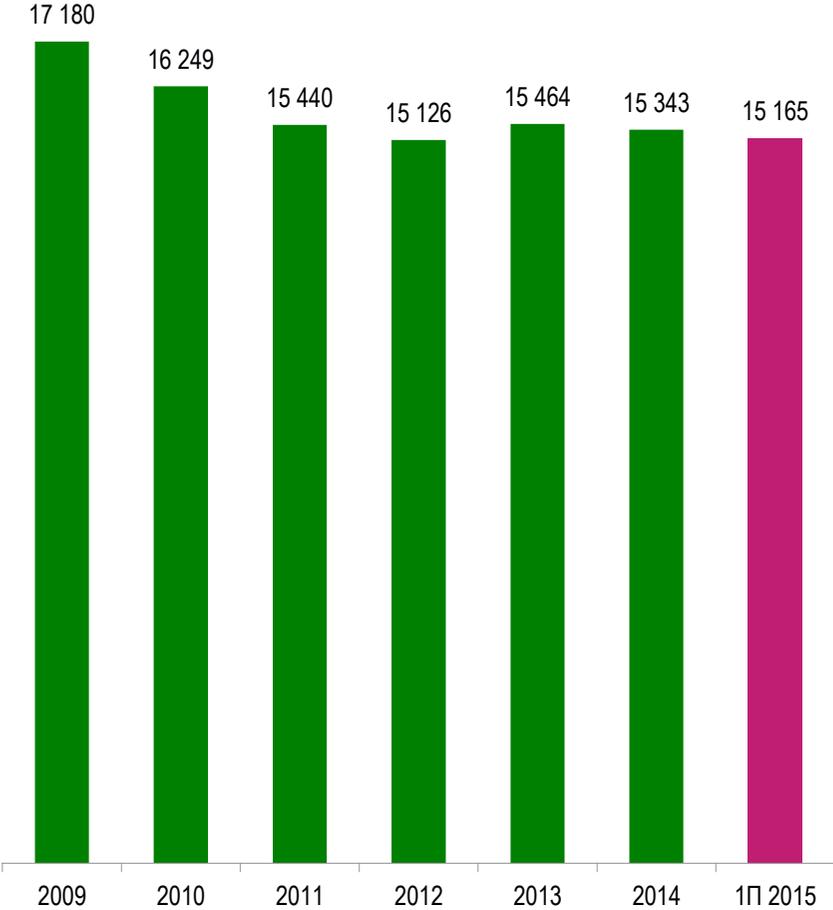
* ГРП - Гидравлический разрыв пласта, ЗБС - Зарезка боковых стволов

- С 2009 г. фонд скважин существенно оптимизирован; основное внимание уделяется более рентабельным скважинам;
- Начиная с 2009 г., снижение уровня обводненности обусловлено системной работой с базовым фондом скважин, оптимизацией системы поддержания пластового давления, реализацией мероприятий с объектами наземной инфраструктуры, реализацией эффективной программы геолого-технических мероприятий;
- Контроль уровня обводненности является одним из важных инструментов по управлению затратами на добычу нефти.

Обводненность, %

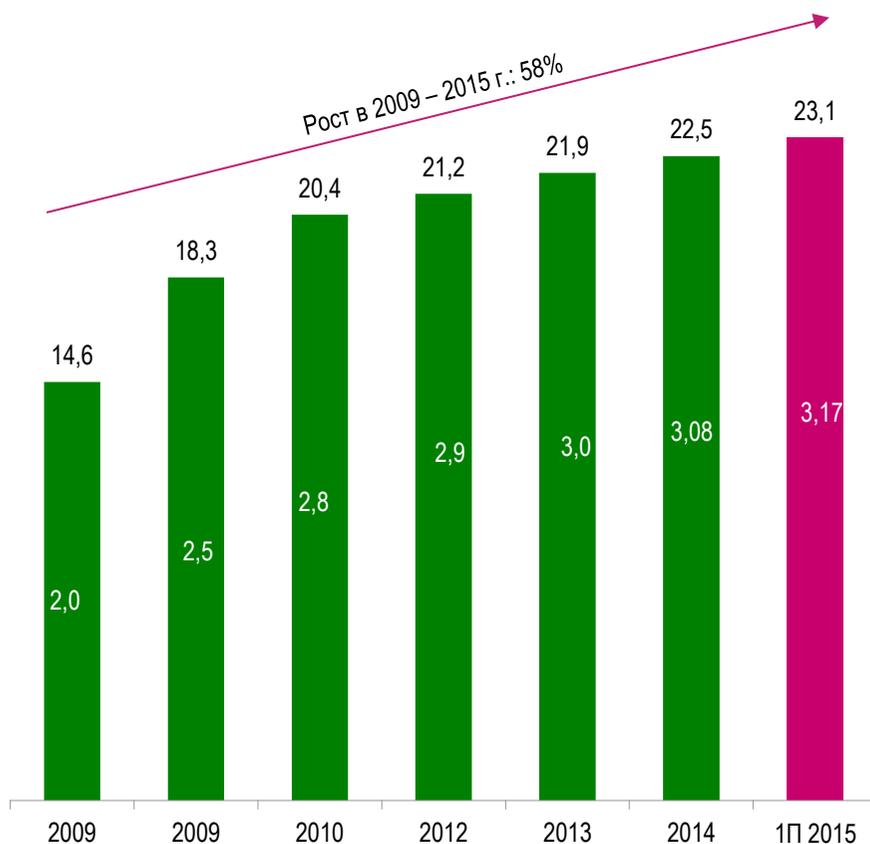


Действующий нефтяной фонд



За счёт реализуемых геолого-технических мероприятий и оптимизации системы разработки зрелых месторождений, планируется удерживать средний дебит 1 скважины на уровне ~ 23,0 барр./сут.

Средний дебит скважин, барр./сут. (т./сут.)



- Применяется ряд геолого-технических мероприятий, большое внимание уделяется операционной и экономической эффективности;
- Начиная с 2009 г. средний дебит скважин вырос на 58%:
 - В 2014 г. дополнительная добыча от геолого-технических мероприятий на действующих скважинах (не бурение) составила 34 тыс. барр./сут.;
 - Большое внимание уделяется энергоэффективности.

Основные задачи:

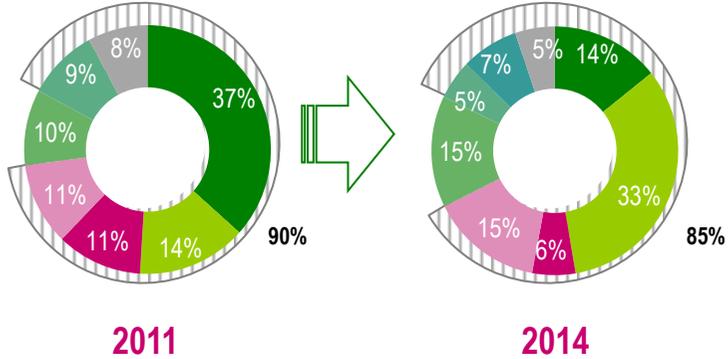
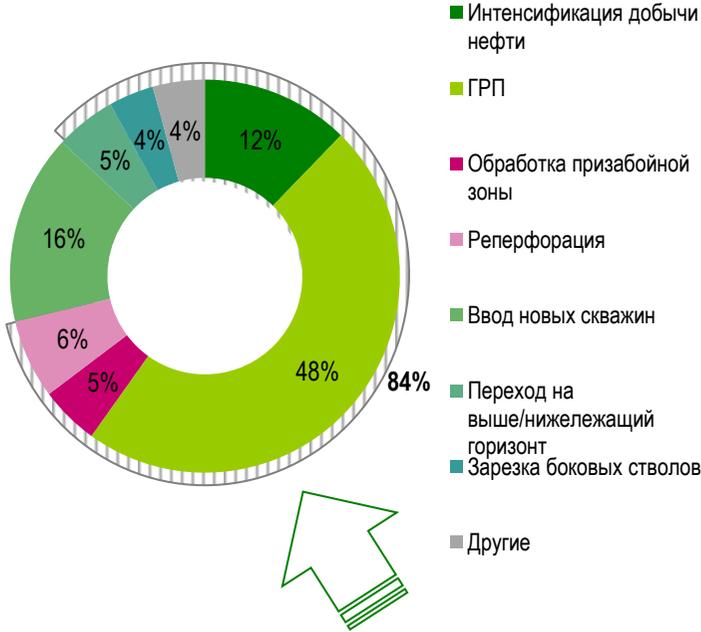
- Поддержание полки добычи на зрелых месторождениях свыше 15 млн. тонн (300 тыс. барр./сут.);
- Обеспечение приемлемого уровня падения базовой добычи;
- Увеличение объема качественных компенсационных мероприятий на нагнетательном фонде для обеспечения стабильной добычи;
- Проведение геолого-технических мероприятий с целью роста коэффициента извлечения нефти;
- Контроль эффективности реализации геолого-технических мероприятий (технологическая и экономическая эффективность).

- Эволюция геолого-технических мероприятий привела к смещению акцентов с «легких» мероприятий - интенсификации добычи нефти - к **технологически сложным** – гидроразрыв пласта - и требует перехода к мероприятиям, направленным на выработку ранее не дренируемых запасов - ввод новых скважин и зарезка боковых стволов, в том числе на новых месторождениях;
- На долю геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение индекса продуктивности скважин (гидроразрыв пласта, обработка призабойной зоны, реперфорация) приходится более 50% дополнительной добычи нефти:
- Доля данных геолого-технических мероприятий будет постепенно снижаться до 40%, замещаясь вводом новых скважин и зарезкой боковых стволов, которые в ближайшей перспективе должны обеспечить дополнительную добычу нефти на уровне 30% и выше;
- Доля горизонтальных скважин в бурении увеличивается: 60% - в 2013 г., 90% - в 2015 г., 98% - в 2016 г.

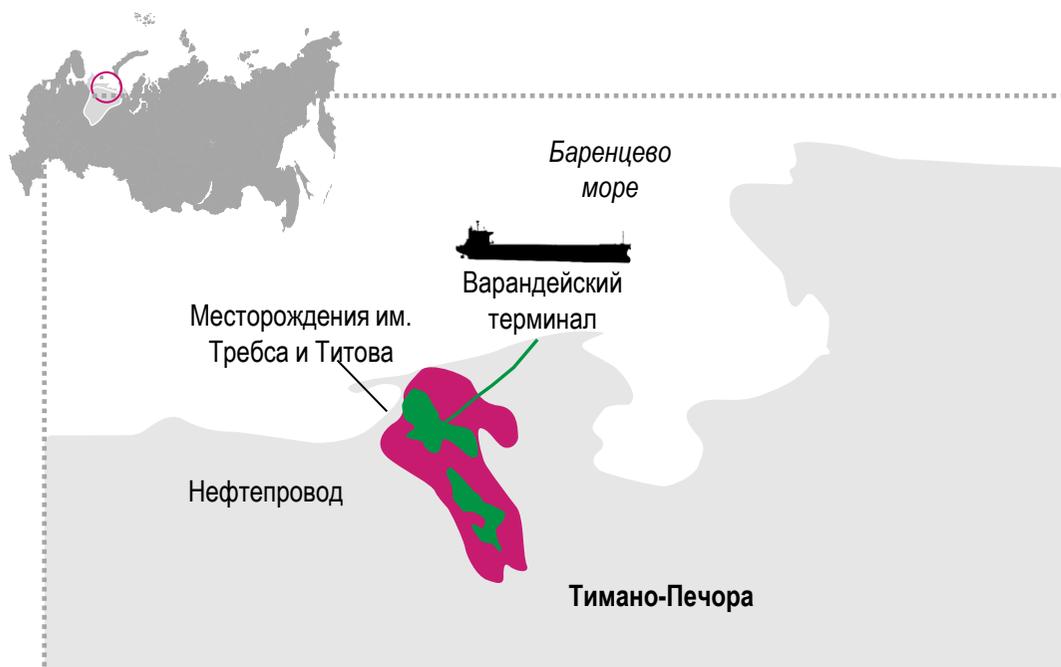
Направления при работе с фондом

- Успешно реализуются геолого-технические мероприятия: ремонтно-изоляционные работы; переход на выше- и нижележащие горизонты, зарезка боковых стволов;
- Оптимизация системы поддержания пластового давления для обеспечения стабильной добычи.

Структура дополнительной добычи 1П 2015 г.



Метод оптимизации	Описание		Начальный дебит, барр./сут					
			2010	2011	2012	2013	2014	1П 2015
Ввод новых скважин	Бурение новых добывающих скважин, перевод в добывающий фонд скважин из других фондов	CAPEX	107	115	299	468	392	298
Зарезка боковых стволов	Бурение дополнительных стволов в существующей скважине для добычи нефти из другой зоны или расположения забоя	CAPEX	34	170	170	223	337	204
Гидравлический разрыв пласта	Повышение производительности скважин путем создания укрепленных высокопроводимых трещин в продуктивном пласте	OPEX	102,9	100,0	89,1	92,7	73,0	78,1
Интенсификация добычи нефти	Повышение отдачи жидкости путем использования более эффективного насосного оборудования	OPEX	39	35	34	46	37	33
Переход на выше/нижележащий горизонт	Модификация скважины с целью добычи нефти из новой зоны при истощении текущей зоны добычи	OPEX	26	34	34	37	28	27
Реперфорация	Повторная перфорация продуктивных пластов с целью создания новых перфорационных каналов, обеспечивающих гидродинамическое соединение между стволом скважины и продуктивным пластом	OPEX	20	26	23	27	26	17



■ Лицензионный участок ■ Месторождения

Динамика среднесуточной добычи месторождений им. Требса и Титова, тыс. барр./сутки



Резервы и ресурсы 3P запасы: 272 млн барр.,

C1+C2 : 140 млн т

Участники проекта

74.9% - Башнефть / 25.1% - Лукойл

Лицензия на поиск, разведку и добычу

2011 – 2036 гг.

Начало добычи

Август 2013 г.

Добыча нефти в 2014 г.

6 млн барр. (более 0,8 млн т)

Добыча нефти за 9М 2015 г.

7,0 млн барр. (более 0,9 млн т)

Пик добычи (2019 г.)

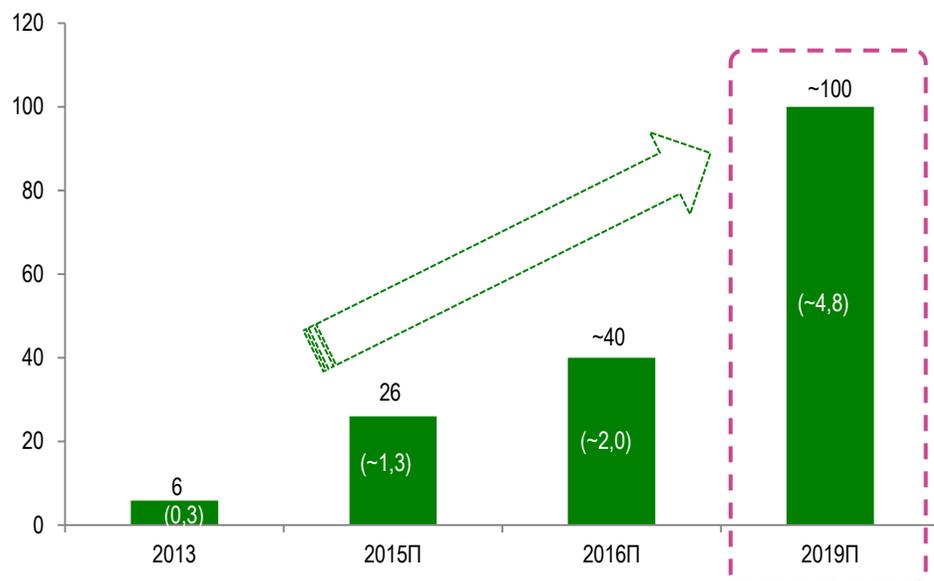
~100 тыс. барр./сут. (4,8 млн т)

Нефтесервисные услуги

Schlumberger, Газпром Бурение,
Halliburton, Eurasia Drilling

- Месторождение запущено в разработку спустя 18 месяцев с момента приобретения лицензии и в рамках установленного бюджета;
- Партнерство с Лукойлом уменьшает риски и гарантирует доступ к экспортной инфраструктуре, включающей экспортный терминал Варандей;
- Успешный опыт реализации демонстрирует готовность Башнефти исполнять сложные и масштабные проекты в сегменте Upstream;
- Основные результаты, достигнутые в 2014-1П 2015 г.:
 - В сентябре 2015 г. добыта двухмиллионная тонна нефти;
 - Выполнены сейсморазведочные работы 3D в объеме 1535 км²;
 - Обустроено и запущено в работу 39 эксплуатационных скважин;
 - Расширен набор подрядчиков по нефтесервисным услугам;
 - Построен нефтепровод, соединяющий месторождения им. Требса и Титова. Длина нефтепровода 40,5 км, мощность - 3,2 млн т в год.

Ожидаемый уровень добычи месторождений им. Требса и Титова, тыс. барр./сут. (млн т/год)



Выход на полку добычи обеспечивается за счет:

- Применения оптимальных технологий бурения – за счет введения нового подрядчика по интегрированному сервису (Halliburton) сокращены сроки бурения, повышено качество заканчивания скважин, достигнута возможность бурения конструктивно более сложных скважин;
- Центр сопровождения бурения скважин - обеспечение экспертной поддержки бурения в режиме реального времени для достижения максимальной эффективности и снижения затрат;
- Применения оптимальных кислотных составов при освоении скважин и качественных растворных систем при бурении обеспечивает достижение плановых коэффициентов продуктивности и дебитов. Средний пусковой дебит по новым скважинам из эксплуатационного бурения в 2016-2020 гг. ожидается на уровне 1,46 тыс. барр./сут.;
- Корректировки рейтинга бурения – заложение скважин в зонах с минимальными рисками по запасам и продуктивности согласно уточненной по последним геолого-промысловым данным геолого-гидродинамической модели;
- Опробования водогазового воздействия, как основного планового метода воздействия на пласт на полигоне в Башкирии.

В ближайшей перспективе основным видом ГТМ на месторождениях Башнефть-Полюса будет ввод новых скважин

- Ввод новых скважин в 2015-2016 гг. - 49 эксплуатационных;
- Расширение инфраструктуры для выхода на добычу до 100 тыс. барр./сут.;
- Ввод нефтегазопровода, соединяющего месторождения им. Р. Требса и А. Титова;
- Внедрение системы поддержания пластового давления на месторождении им. Р. Требса;
- Создан новый «проектный документ» (схема разработки).

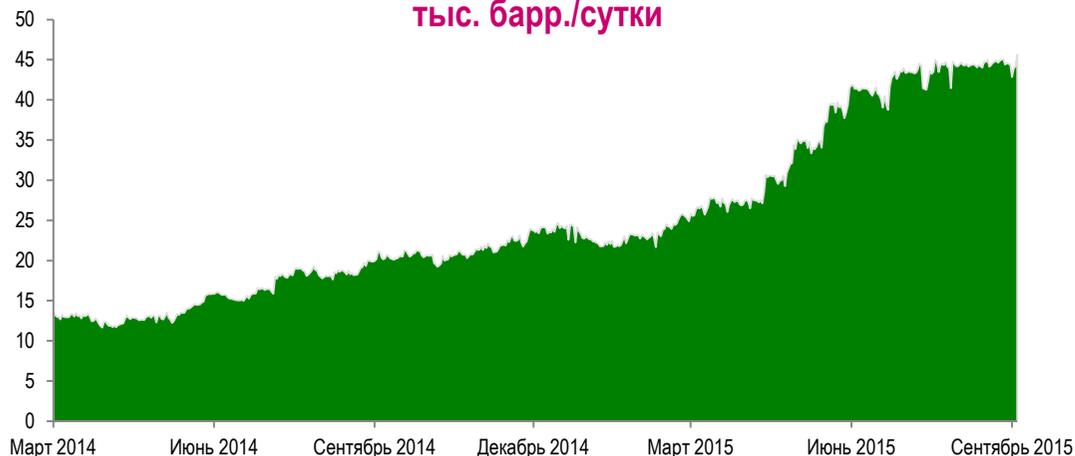
2015-2016

- Бурение в 2017- 2020 гг. порядка 130 скважин;
- Расширение инфраструктуры для добычи около 100 тыс. барр./сут.;
- Выход на потенциальный уровень добычи к 2019 г.;
- Внедрение системы поддержания пластового давления на месторождении им. А. Титова;
- Формирование кластера в НАО: синергетический эффект от взаимодействия «Башнефть-Полюс» и «Восток-НАО».

2017-2020



Динамика среднесуточной добычи Бурнефтегаза, тыс. барр./сутки



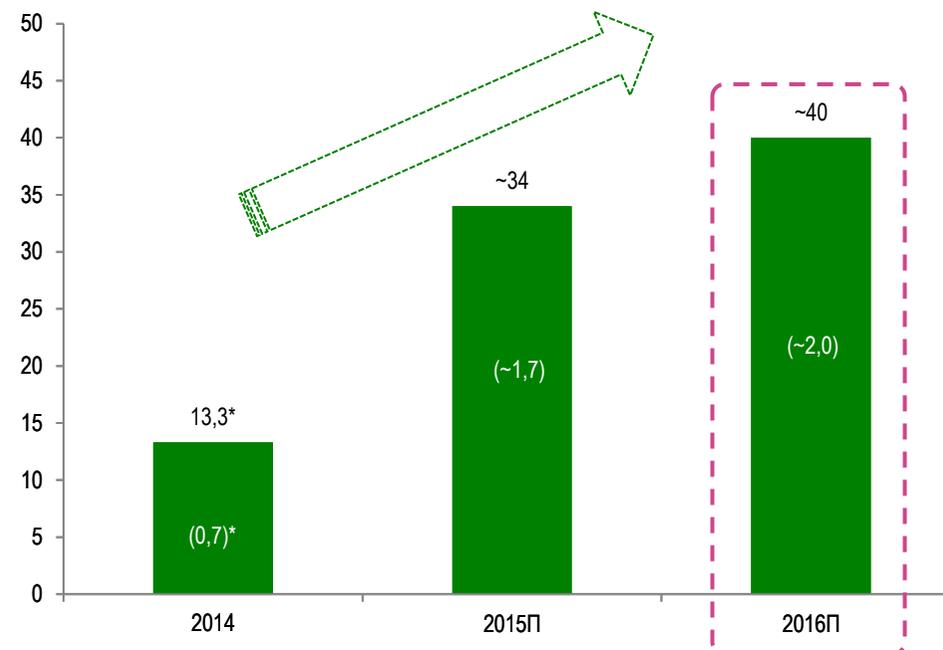
Резервы и ресурсы	ЗР запасы - 230,1 млн. барр. С1+С2 - 64 млн тонн
Площадь лицензионного участка	319 км ²
Срок действия лицензии на поиск, разведку и добычу	2032
Текущий статус проекта	Коммерческая добыча
Число эксплуатационных скважин	57
Добыча нефти в 2014 г.	5,8 млн барр. (более 0,8 млн т)
Добыча нефти за 9М 2015 г.	9,0 млн барр. (1,23 млн т)
Пик добычи (2016)	~40 тыс. барр./сут. (~2,0 млн т)

- Бурнефтегаз приобретен в марте 2014 г. Сумма сделки составила 36 млрд. руб.;
- Добыча на Соровском месторождении начата в 2013 г., с поставками нефти по трубе Транснефти;
- Месторождение находится в относительной доступности от существующих активов Башнефти в Западной Сибири;
- В 2014 г. пробурено и введено 21 добывающая скважина;
- В 2015 г. ожидается 37 новых скважин, в том числе 14 с горизонтальным окончанием.

Реализация проекта

- В 2015 г. продолжены работы по формированию системы поддержания пластового давления;
- В ближайшей перспективе основным видом геолого-технических мероприятий на месторождениях Бурнефтегаза будет ввод новых скважин. Более 60% новых скважин будут вводиться с гидравлическим разрывом пласта;
- Планомерная работа с базовым фондом скважин, формирование и оптимизация системы поддержания пластового давления позволит обеспечить низкий уровень потерь базовой добычи;
- Проектом разработки предусмотрена эксплуатация всех продуктивных нефтенасыщенных объектов месторождений;
- Реализации инновационных программ: бурение горизонтальных скважин, в том числе с многостадийный гидроразрыв пласта; оптимизации технологий и составов при гидравлическом разрыве пласта и обработке призабойной зоны; внедрение методов снижения выноса проппанта (сохранение проводимости трещины).

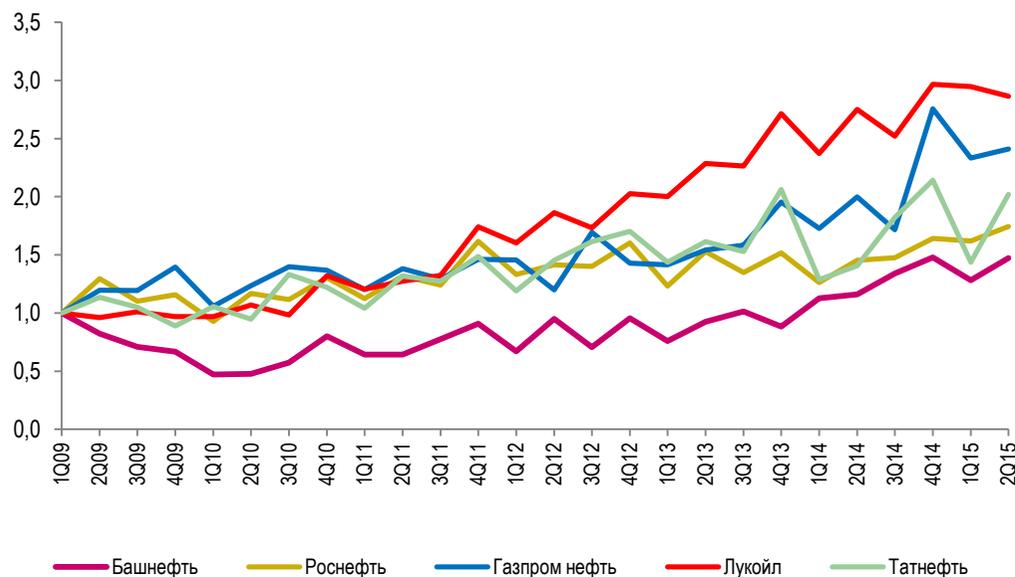
Ожидаемый уровень добычи Бурнефтегаза, тыс. барр./сут.(млн т/год)



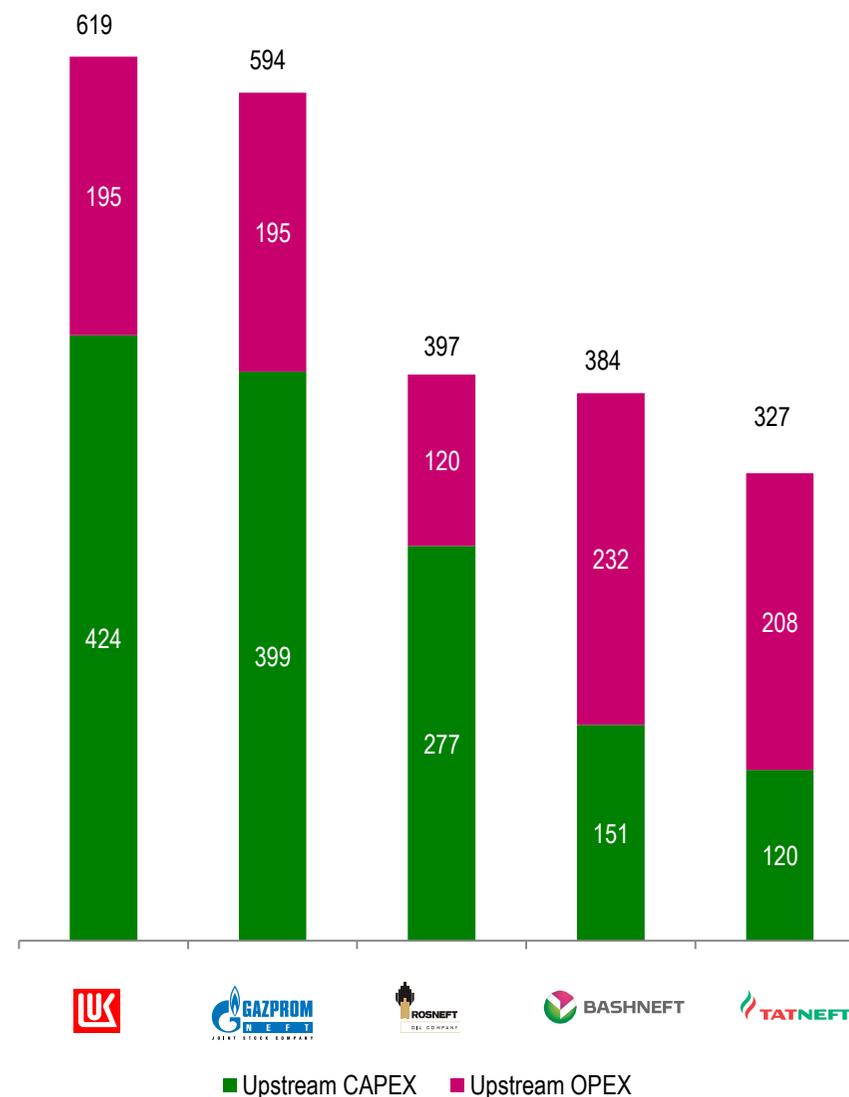
Поддержание добычи будет обеспечиваться главным образом за счёт ввода новых скважин, в том числе с гидравлическим разрывом пласта

- Основное внимание уделяется операционной и экономической эффективности, что отражается в высокой эффективности затрат;
- Один из самых низких показателей удельных капитальных затрат в сегменте разведки и добычи и общей базы затрат в нефтяном секторе России;
- Исторически рост добычи обеспечивался использованием методов повышения нефтеотдачи, в результате доля операционных затрат в базе затрат выше, чем у крупных российских нефтедобывающих компаний.

Индекс изменений капитальных и операционных затрат в сегменте разведки и добычи (руб./б.н.э.)



Капитальные и операционные затраты в сегменте разведки и добычи, 2009 – 1П 2015 гг., руб./б.н.э.

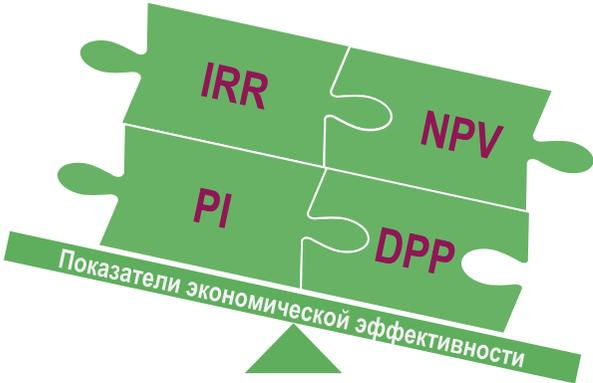


Категория затрат	ИНСТРУМЕНТЫ
О Lifting Costs (Расходы на подъем жидкости)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Анализ и применение лучших практик; ▪ Системный мониторинг и прогнозирование основных показателей; ▪ Оценка ГТМ по критериям инвестиционной эффективности.
Р Revex (ремонт скважин)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Гармонизация отраслевого законодательства с учетом интересов Компании.
Е Налоги	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Оценка по критериям инвестиционной эффективности; ▪ Сравнение с отраслевыми значениями.
Х ГРР	

С
А
Р
Е
Х

РАЗВИТИЕ

Ранжирование

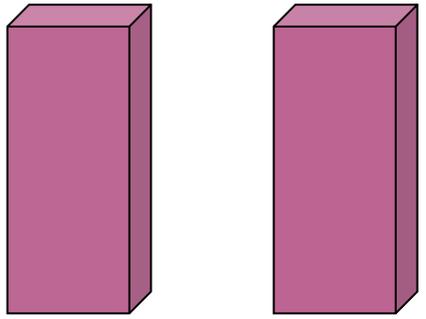


Показатели экономической эффективности

ПОДДЕРЖАНИЕ

Лимитирование

(В соответствии с лучшими практиками)



руб./т долл./бар.

Задачи

● Увеличение с 2015 г. скорости бурения на 5% в год

● Применение эффективных ГТМ

● Повышение эффективности обустройства месторождений

● Повышение эффективности работы с фондом и системы ППД

● Программа повышения энергоэффективности

● Программа повышения использования ПНГ и роста эффективности инфраструктуры

- Полный переход на раздельный сервис при бурении

- Привлечение высокотехнологичных подрядчиков

- Развитие Центра Сопровождения Бурения

- Создание системы контроля за проведением мероприятий гидроразрыва пласта для увеличения успешности

- Пилотирование новых типов проппанта

- Аутсорсинг услуг по выводу насосов (УЭЦН) на режим

- Аутсорсинг услуг по депарафинизации

- Создание звеньев опережающего глушения и переезда бригад

- Переход к комплексному проектированию разработки зрелых активов (Башнефть – Добыча), включая совместный расчет динамики пласта, скважины, объектов поверхностного обустройства и экономики

- Снижение затрат:

- сокращение нерентабельного фонда, снижение неэффективной закачки

- повышение межремонтного периода скважин

- внедрение малогабаритных насосов для боковых стволов

- внедрение целевой программы эффективности системы ППД

- Снижение аварийности трубопроводов путем ингибирования и реконструкции

- Удержание (снижение) удельных затрат на электроэнергию:

- разработка и реализация трехлетней программы энергосбережения

- строительство собственных источников генерации, работающих на ПНГ (Ильино, Искра)

- перевод нерентабельного фонда в периодическую эксплуатацию

- Увеличение доли закупок на оптовом рынке

- Целевая газовая программа повышения уровня использования ПНГ не менее 95%:

- строительство системы газопроводов (в рамках газовой программы) для продажи газа на Кармановскую ГРЭС

- разработка комплексного проекта по закачке ВГС

- Оптимизация системы транспорта Аксаковской группы месторождений (трубопровод до у/у Субханкулово)

Применение системы управления затратами и разработанного комплекса мероприятий позволяет удерживать рост затрат в пределах инфляционных ожиданий

Стратегия взаимодействия с нефтесервисными компаниями

ЦЕЛИ:

- демонополизация рынка нефтесервисных услуг
- создание конкуренции в области нефтегазового сервиса
- повышение качества оказываемых услуг и безопасности производства
- сдерживание цен на нефтесервисные услуги

2012 г.

более 90% работ и услуг оказываются предприятиями внутреннего сервиса

ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ:

- Создание Департамента обеспечения нефтесервисными услугами
- Разработка стратегии работы с сервисными компаниями
- Привлечение сторонних компаний для оказания услуг в области ТКРС, автотранспорта, механосервиса
- Запуск пилотного проекта «Оказание услуг по подъему жидкости с использованием УЭЦН и ШГН»

2013 г.

до 90% работ и услуг оказываются предприятиями компании ООО «Башнефть-Сервисные Активы»

ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ:

- Подписание долгосрочного рамочного соглашения с ООО «Башнефть-Сервисные Активы»
- Продажа компании «Башнефть-Сервисные Активы» в АФК «Система»
- Запуск новых услуг в области механосервиса – изготовление новых насосных штанг из бывших в употреблении; изготовлении нового кабеля из бывшего в употреблении
- Внедрение инновационной услуги – аэромониторинг объектов нефтедобычи

2014 г.

около 70% услуг и работ оказываются предприятиями компании ООО «Таргин» (ООО «Башнефть-Сервисные Активы») согласно долгосрочному Рамочному соглашению*, 30% - сторонними компаниями по долгосрочным договорам

ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ:

- Переход с определения цены COST+ на систему рыночного ценообразования
- Внедрение стандартов
- Переход на 3-х летние контракты по текущему ремонту скважин по ООО «Башнефть-Полюс»

2015-2020 гг.

100% услуг и работ закупаются на конкурентном рынке нефтегазового сервиса

В основе взаимодействия Башнефти с нефтесервисными организациями - обязательное внедрение требований по соблюдению норм охраны труда, промышленной безопасности и экологии в подрядных и субподрядных организациях



Сбалансированный портфель активов в ключевых нефтегазовых провинциях России: Волго-Уральской, Тимано-Печорской и в Западной Сибири;



Обширная база ресурсов и запасов и хорошая динамика замещения запасов;



Отраслевой лидер по темпам роста добычи с 2009 г.;



Оптимистичные прогнозы по добыче в Волго-Уральской провинции (ок.300 тыс. барр./сут. в ближайшие несколько лет):

- Эффективный, малозатратный рост добычи на традиционных месторождениях, в основном благодаря вторичным методам нефтеотдачи;
- Дальнейшее освоение недоизученных участков.



Тимано-Печора и Западная Сибирь – важный двигатель роста в среднесрочной перспективе:

- Добыча на месторождениях им. Третьякова и Титова - ок.100 тыс. барр./сут к 2019 г.;
- Добыча в Западной Сибири - ок. 40 тыс. барр./сут к 2016 г.



Значительный потенциал для разведки и разработки в долгосрочной перспективе:

- Возможности для разведки в Тимано-Печоре («Восток НАО») и Западной Сибири;
- Проекты по добыче газа и разработке нетрадиционных ресурсов нефти в Волго-Уральской провинции.



БАШНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

4. ПАО АНК «Башнефть»: Переработка и коммерция



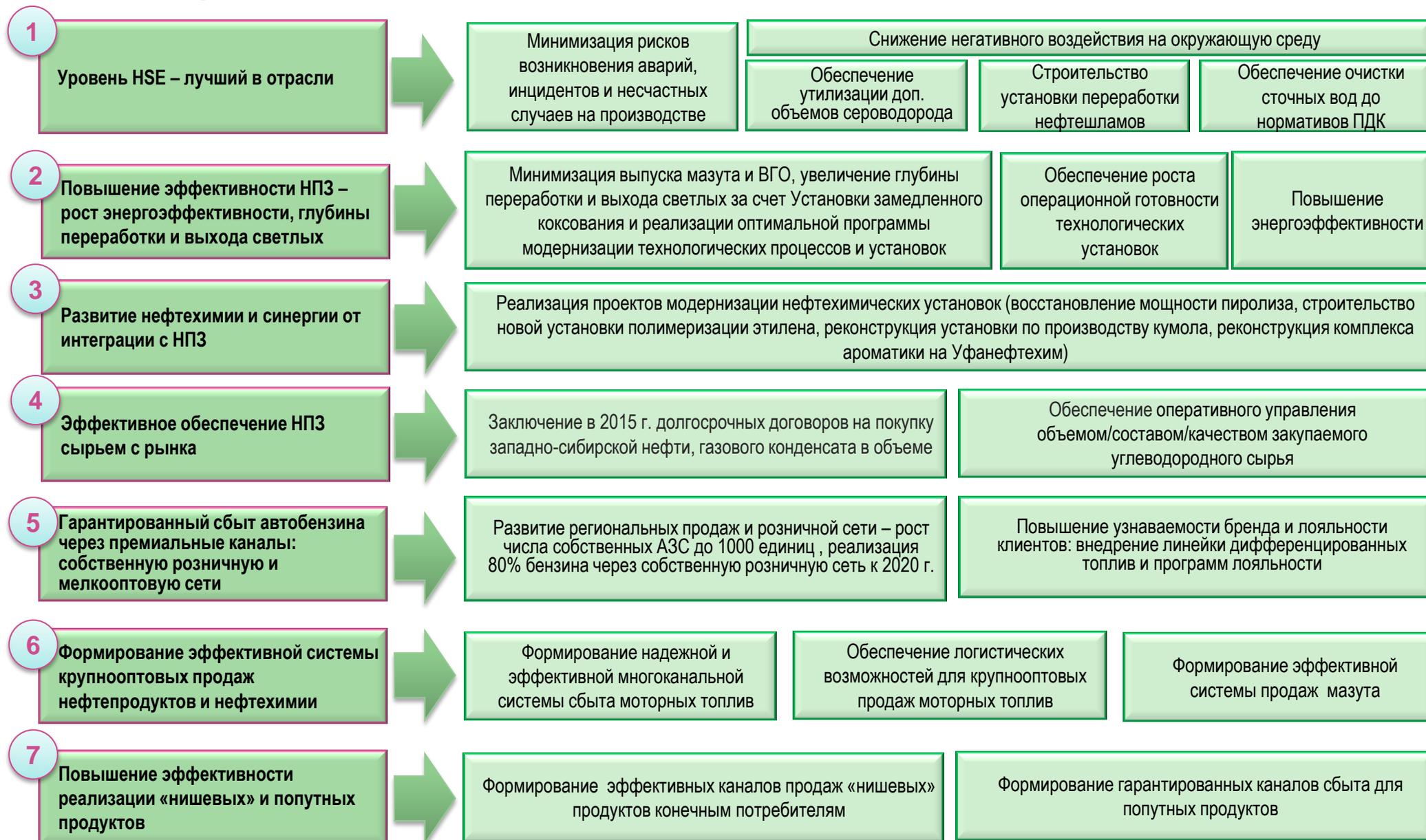
Денис Станкевич

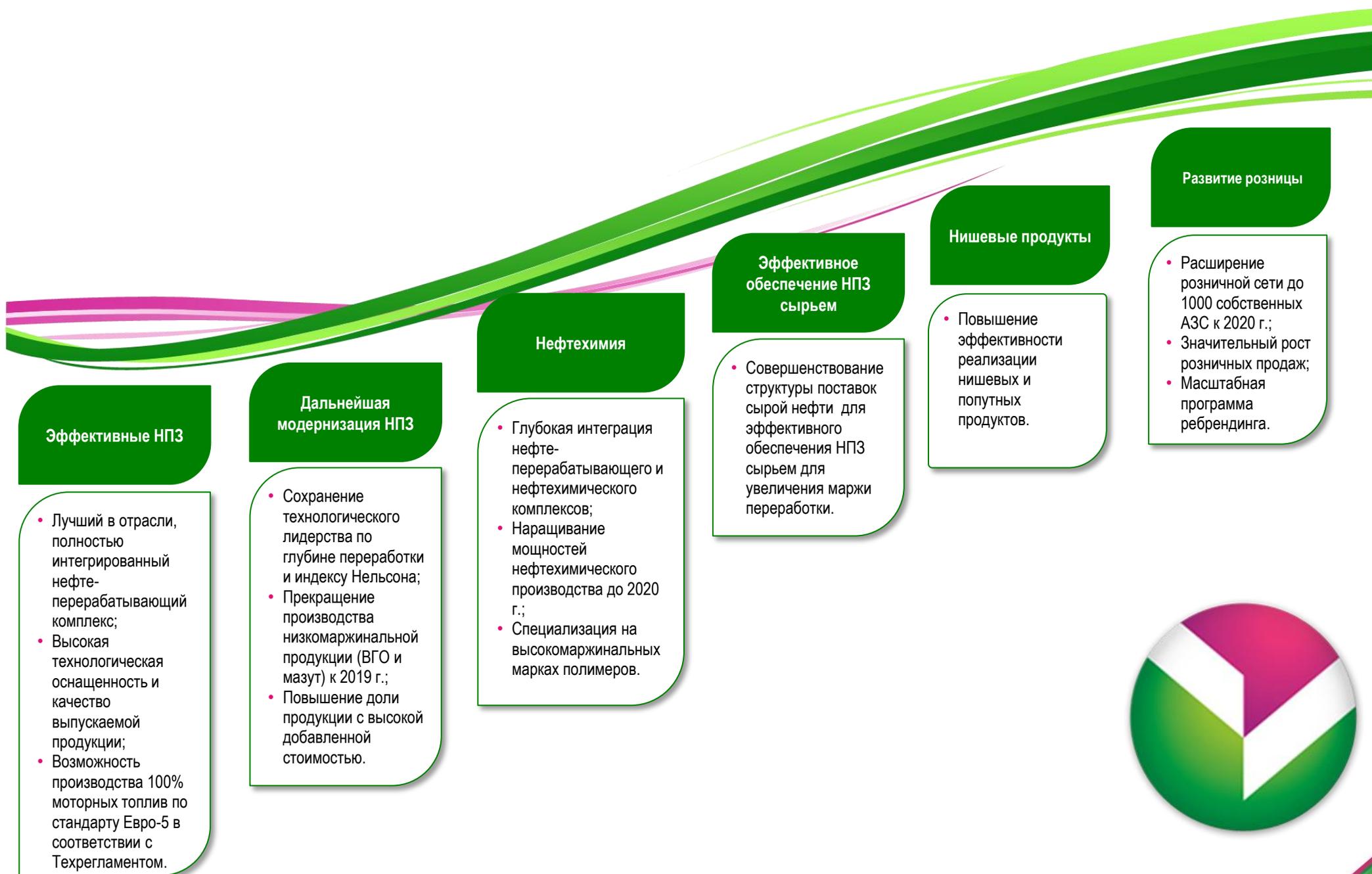
Первый вице-президент по переработке
и коммерции



Цели

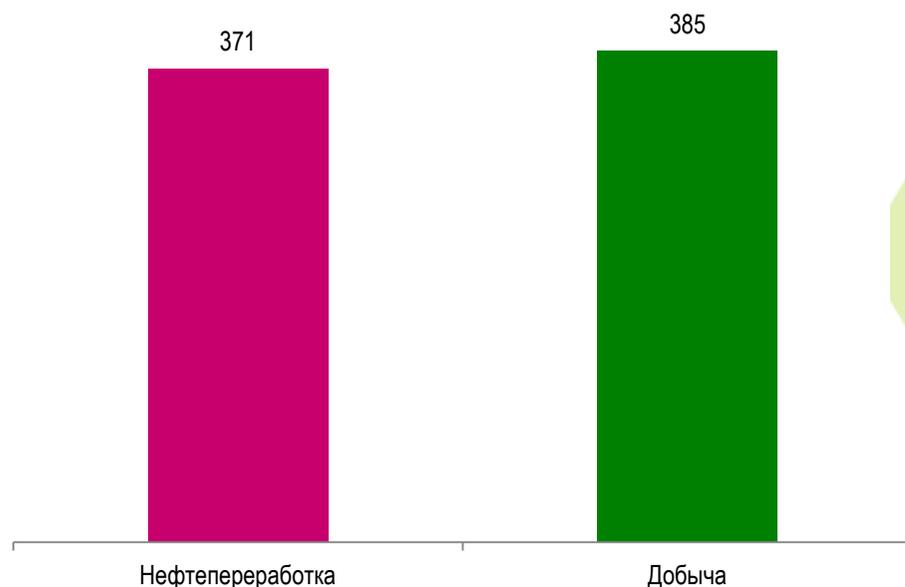
Задачи





Мощности сегментов upstream и downstream уравновешены за счет роста добычи в Тимано-Печоре, Западной Сибири и Башкирии

тыс. барр./сут.*



Потенциал роста добычи нефти

Разработка

Западная Сибирь
(Бурнефтегаз)



Тимано-Печора
(месторождения им. Р.
Требса и А. Титова)



Геологоразведка

Башкирия
(разведка)



Западная Сибирь



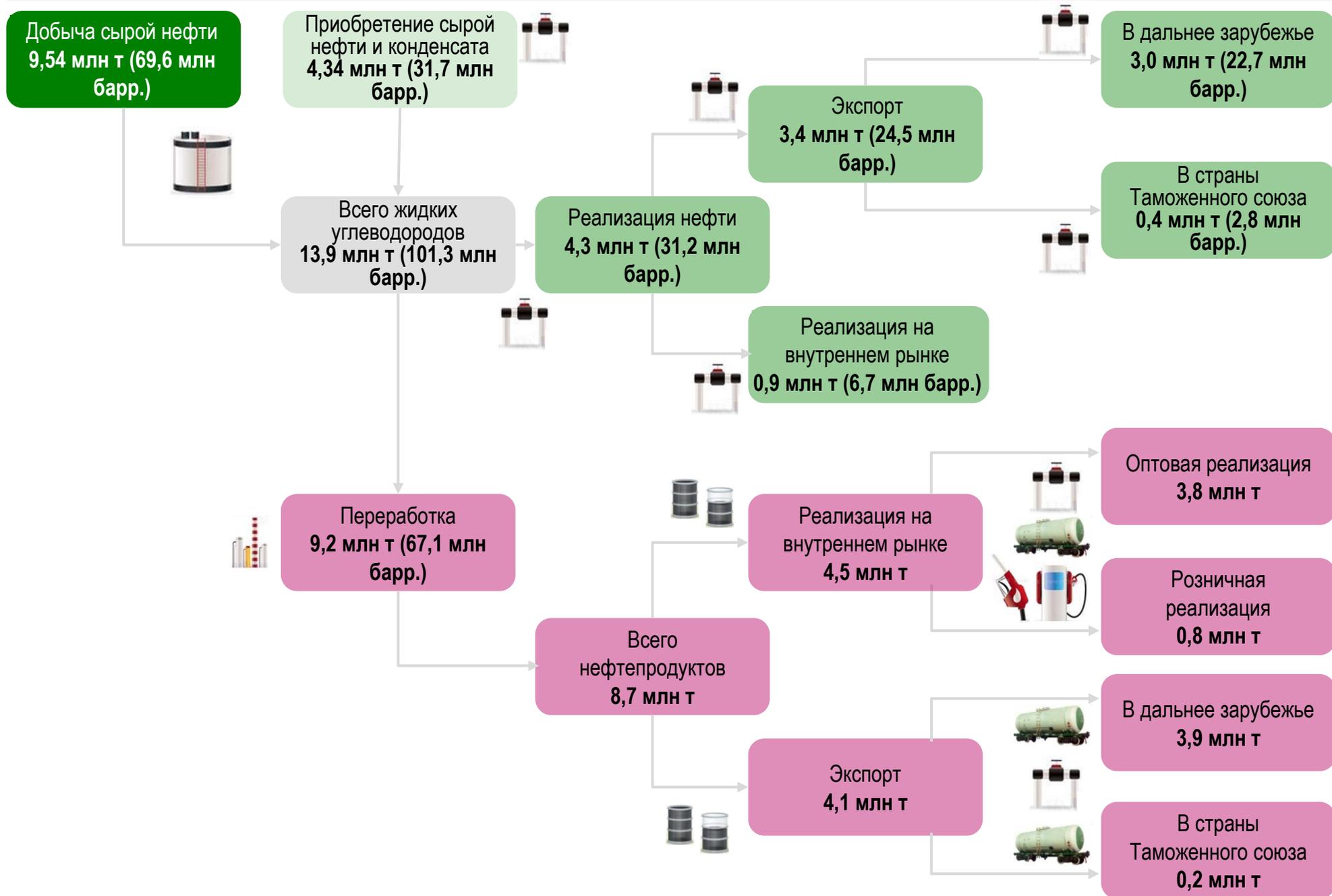
Тимано-Печора



Башнефть продолжит совершенствовать структуру поставок сырой нефти для эффективного обеспечения НПЗ сырьем с целью увеличения маржи переработки за счет:

- Заключение долгосрочных договоров на покупку западно-сибирской нефти, газового конденсата в объеме;
- Обеспечения оперативного управления объемом/составом/качеством закупаемого углеводородного сырья и нефтепродуктов;
- Работы с надежными поставщиками западно-сибирской нефти (крупными нефтяными компаниями);
- Применения формульного ценообразования при закупке углеводородного сырья, в т.ч. – газового конденсата.

Четкая интегрированная бизнес-модель (данные за 1П 2015 г.)





Единый перерабатывающий комплекс, включающий три объединенных НПЗ и один нефтехимический завод

Совокупная установленная мощность:
24,1 млн т (0,5 млн. барр./сут.)

Индекс Нельсона:
8,93

Производство нефтепродуктов:
9,2 млн т (0,4 млн. барр./сут.)

Глубина переработки:
85,2%

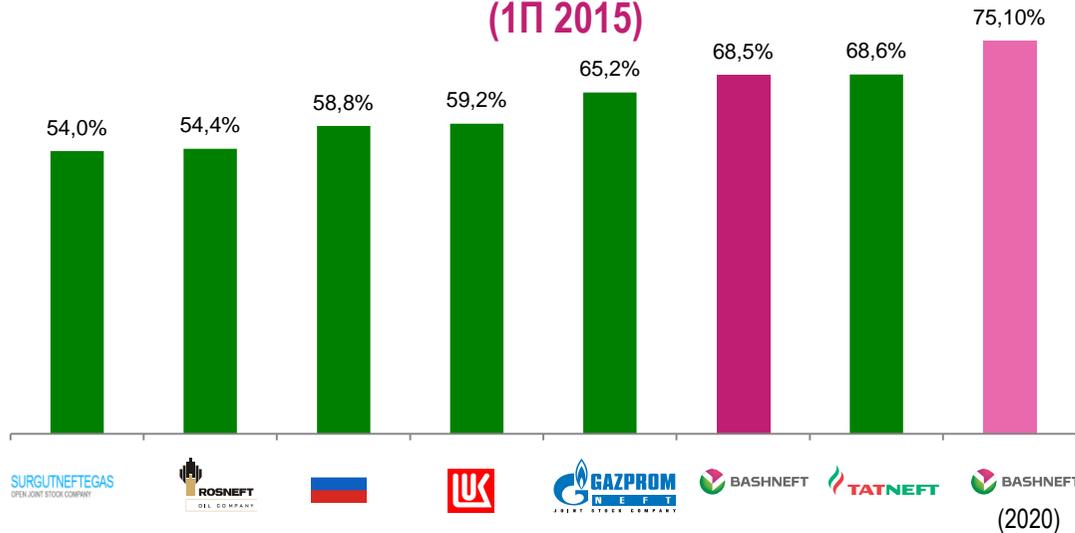
Выход светлых нефтепродуктов:
68,5%

Выпуск продуктов нефтехимии:
0,4 млн т (0,02 млн. барр./сут.)

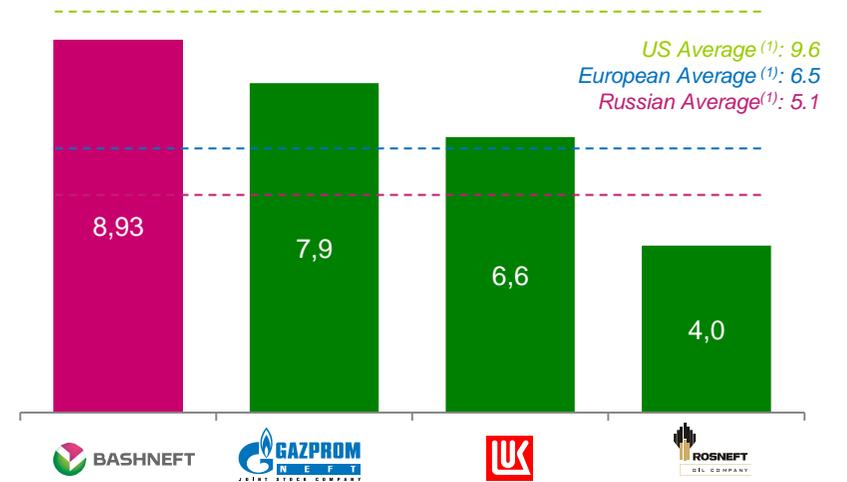
- **Единый перерабатывающий комплекс** состоит из трех НПЗ - «Уфимский НПЗ», «Новойл» и «Уфанефтехим», в составе которых работает маслблок и крупнейший в РФ комплекс производства ароматики, а также нефтехимическое предприятие «Уфаоргсинтез», Туймазинское и Шкаповское газоперерабатывающие предприятия;
- В составе нефтеперерабатывающего комплекса работает целый ряд современных высокотехнологичных установок, что обеспечивает самый высокий в отрасли показатель индекса Нельсона – 8,93;
- НПЗ «Башнефти» занимают лидирующие позиции в отрасли по глубине переработки и выпуску светлых нефтепродуктов;
- Развитие НПЗ Башнефти как единого комплекса позволяет оптимизировать инвестиционную программу за счет строительства установок большой единичной мощности;
- Значительный синергетический эффект достигается за счет трубопроводных поставок сырья и полупродуктов, интеграции систем энергоресурсов, а также общего оптимизационного планирования.



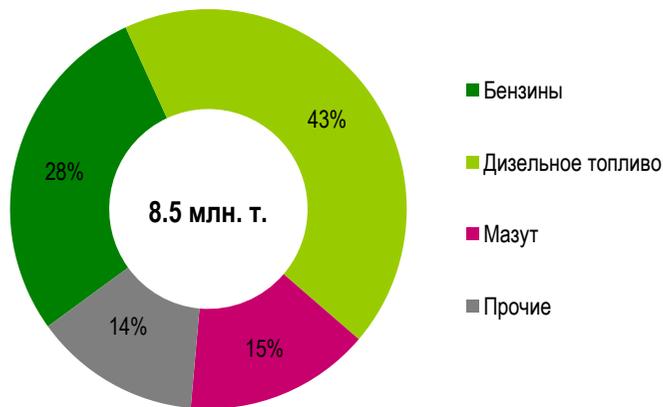
Один из самых высоких показателей выхода светлых нефтепродуктов в российской нефтегазовой отрасли (1П 2015)



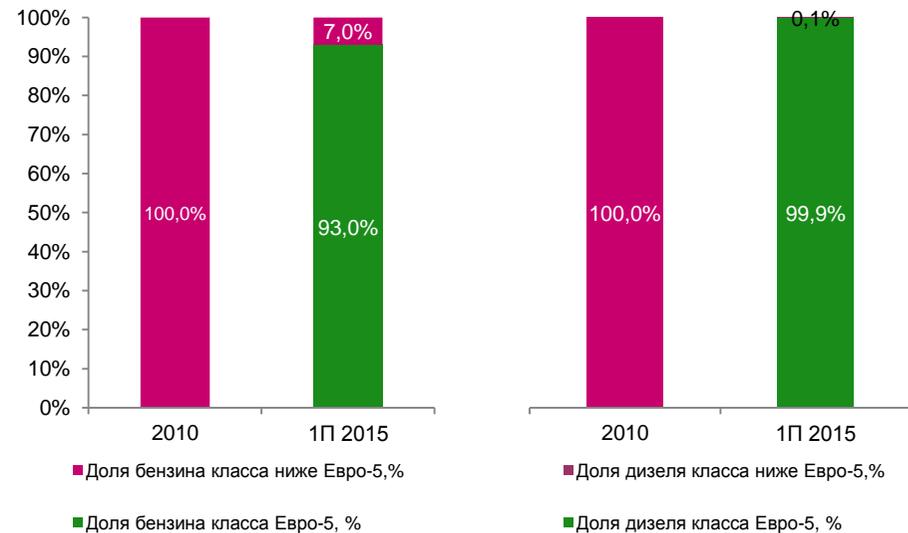
№1 в России и превосходит среднеевропейские показатели по Индексу Нельсона



Высокорентабельная корзина нефтепродуктов (1П 2015)



Выпуск автобензина и дизельного топлива стандарта Евро-5, (1П 2015)



Источник: данные компаний, ЦДУ-ТЭК

1. Oil and Gas Journal 2011;

2. Башнефть по состоянию на 2 кв. 2015 г., Газпром нефть и Лукойл – собственные НПЗ в РФ на конец 2014 г., Роснефть – на конец 2012 г.

Стратегия в сегменте Downstream нацелена на максимизацию доли высокомаржинальной продукции

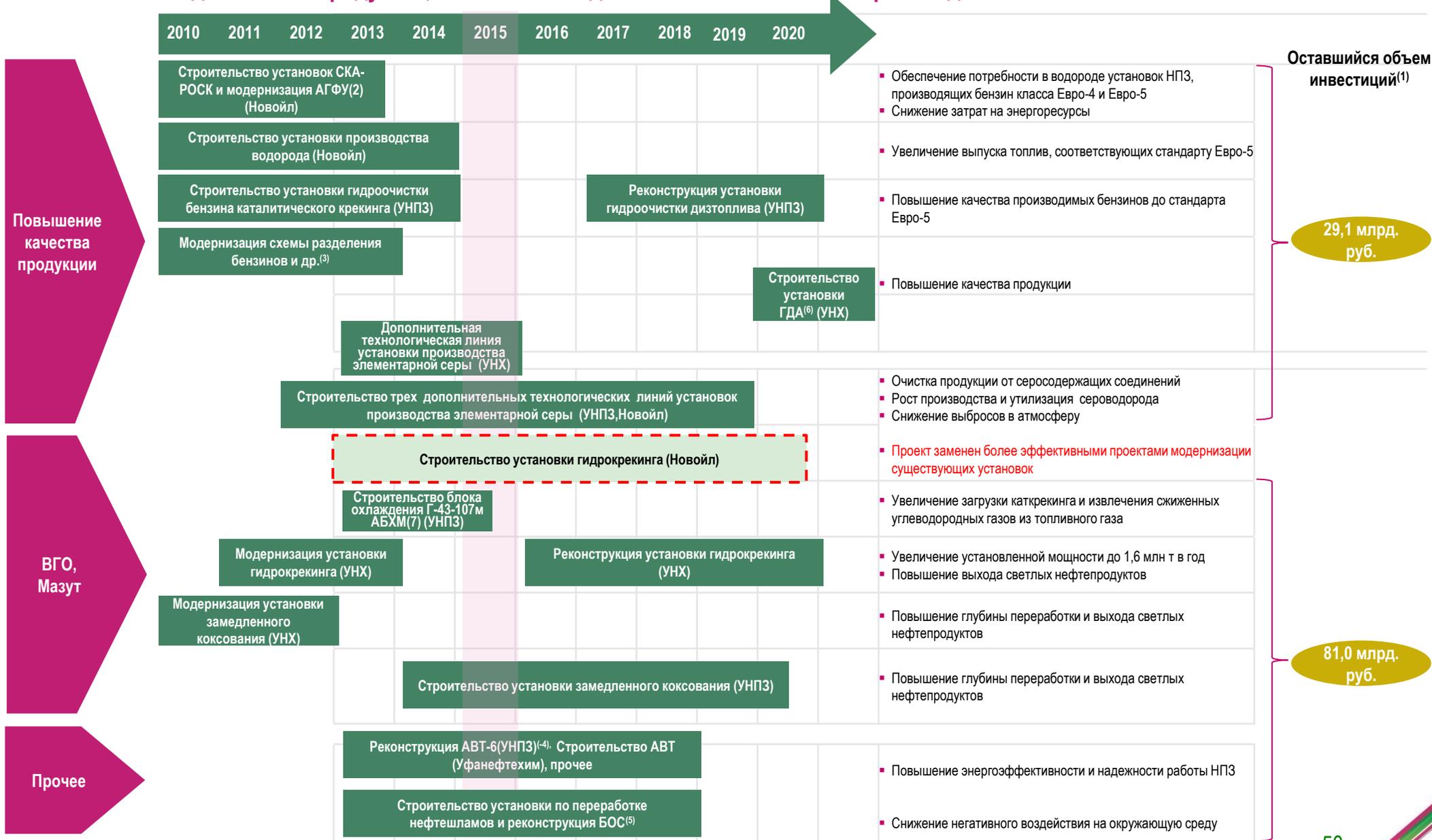
Продукция	Индикативный спред между ценой на нефтепродукты и ценой на нефть на конец 1П 2015 г., US\$/т ⁽¹⁾	Группа продуктов	Примечания
Бензины	271	Высокомаржинальная продукция	<ul style="list-style-type: none"> Значительная премия к темным нефтепродуктам Благоприятная рыночная конъюнктура, ожидается снижение пошлины на экспорт бензина и дизельного топлива
Дизельное топливо	268	Высокомаржинальная продукция	
Нишевые светлые продукты СУГ, авиа- и судовое топливо и др.	112	Высокомаржинальная продукция	<ul style="list-style-type: none"> Значительная премия к темным нефтепродуктам Большой потенциал роста внутреннего спроса Отсутствие акциза и пошлины на ряд нишевых продуктов делает реализацию продукта крайне эффективной Ограниченная конкуренция
Смазочные масла	237	Высокомаржинальная продукция	<ul style="list-style-type: none"> Потенциал роста внутреннего спроса Потенциал роста экономической эффективности продаж за счет реализации стратегии развития сегмента
Битум	-55	Низкомаржинальная продукция	<ul style="list-style-type: none"> Ожидается стабильный спрос при условии реализации программ дорожного строительства в регионах присутствия
Мазут	-83	Низкомаржинальная продукция	<ul style="list-style-type: none"> Как внутренний, так и международные рынки перенасыщены Ожидается рост экспортной пошлины до 100% от пошлины на нефть

Источники: Argusmedia, ИАЦ «Кортес»

1. Индикативный спред рассчитан как разность между средневзвешенной по объему по каждой категории продуктов ценой за 1П 2015 г. на российском рынке (в случае ВГО – экспортная цена за вычетом соответствующих пошлин, акцизов и транспортных расходов (netback на заводе)) и средневзвешенной ценой на нефть «Поволжье и Урал» за 2013 г. (данные Argusmedia). Все индикативные цены по группам продуктов были рассчитаны на основе средних цен по продуктам, входящим в группы, за 1П 2015 г. Цена на бензин - цена на бензин марки Регуляр-92 (по данным Argusmedia), цена на дизель – арифметическое среднее цен на дизель марок ДТЛ и ДТЗ (по данным Argusmedia), цена на светлые нишевые продукты – средневзвешенная по объему цена, рассчитанная на основе цены на авиационное топливо марки РТ (по данным ИАЦ «Кортес»), судовое топливо марки СМТ (была применена цена ДТЛ, как наиболее схожего по цене и технологическим свойствам продукта), СУГ марки СПБТ (по данным ИАЦ «Кортес»), цена смазочные масла, индустриальное масло марки И-40А (по данным ИАЦ «Кортес»), цена на мазут – цена на мазут марки М-100 (по данным Argusmedia), цена на битум марки БНД 90/130 (по данным Argusmedia).

Инвестиционная программа в сегменте Downstream, направленная на создание стоимости

Компания обеспечила полное соответствие нормам действующих и новых российских стандартов производства топлива с минимальными дополнительно необходимыми инвестициями. Основная цель дальнейших инвестиций – повышение маржи путем повышения выхода светлых продуктов, повышения надежности и безопасности производства



1. Предварительные указания Компании по инвестициям на 2015 г. и далее; 2. СКА – сернокислотное алкилирование, РОСК – регенерация отработанной серной кислоты, АГФУ – абсорбционно-газофракционирующая установка; 3. Более 12 проектов, 4. ССБ – станция смешения бензинов, АВТ – атмосферно-вакуумная трубчатка, 5. БОС – биологические очистные сооружения, 6. ГДА – гидродеароматизация, 7. АБХМ – абсорбционная бромистолитиевая холодильная машина



Выполненные мероприятия

- Сформирована проектная команда;
- Определено место на территории УНПЗ для размещения объектов установки;
- Проработана логистика доставки крупногабаритного груза до строительной площадки;
- Завершено базовое проектирование по технологии Foster Wheeler.

Основные параметры проекта

- Период реализации проекта 2013-2020 гг.;
- Производительность - 2 млн тонн по исходному сырью;
- Производственная площадка - Филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ»;
- Проектная организация – в стадии выбора.

Корзина продуктов в результате переработки УЗК*

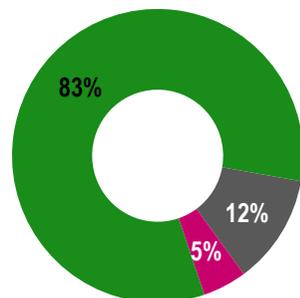
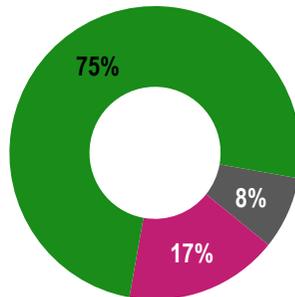
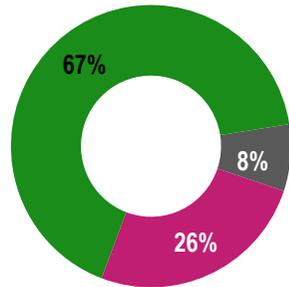


Создание стоимости путем максимизации доли высокомаржинальной продукции в корзине нефтепродуктов

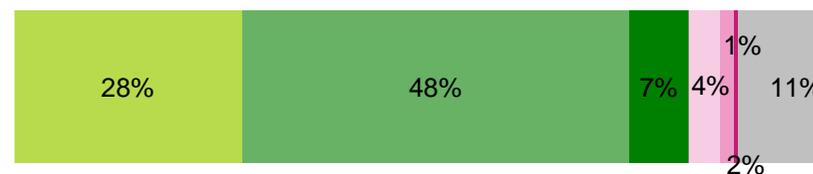
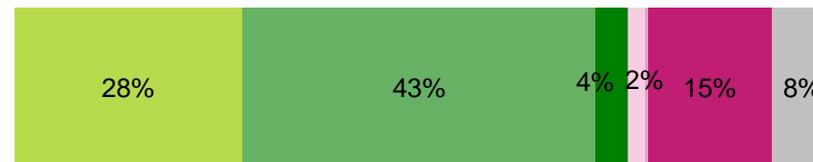
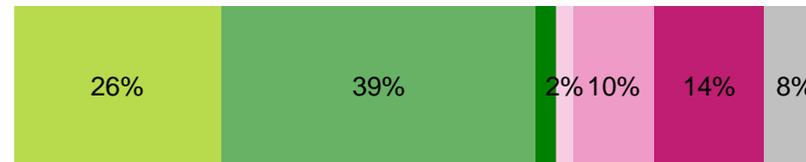
Производство низкомаржинальных продуктов к 2020 г. будет минимизировано...

...а доля высокомаржинальных продуктов существенно возрастет

Комментарии



■ Высокомаржинальные продукты
■ Низкомаржинальные продукты
■ Побочные продукты (кокс, сера)



Светлые продукты: Темные продукты: Побочные продукты:

■ Бензин⁽¹⁾ ■ Нишевые темные продукты⁽³⁾ ■ Кокс, сера, битум
■ Дизельное топливо ■ ВГО
■ Нишевые светлые продукты⁽²⁾ ■ Мазут

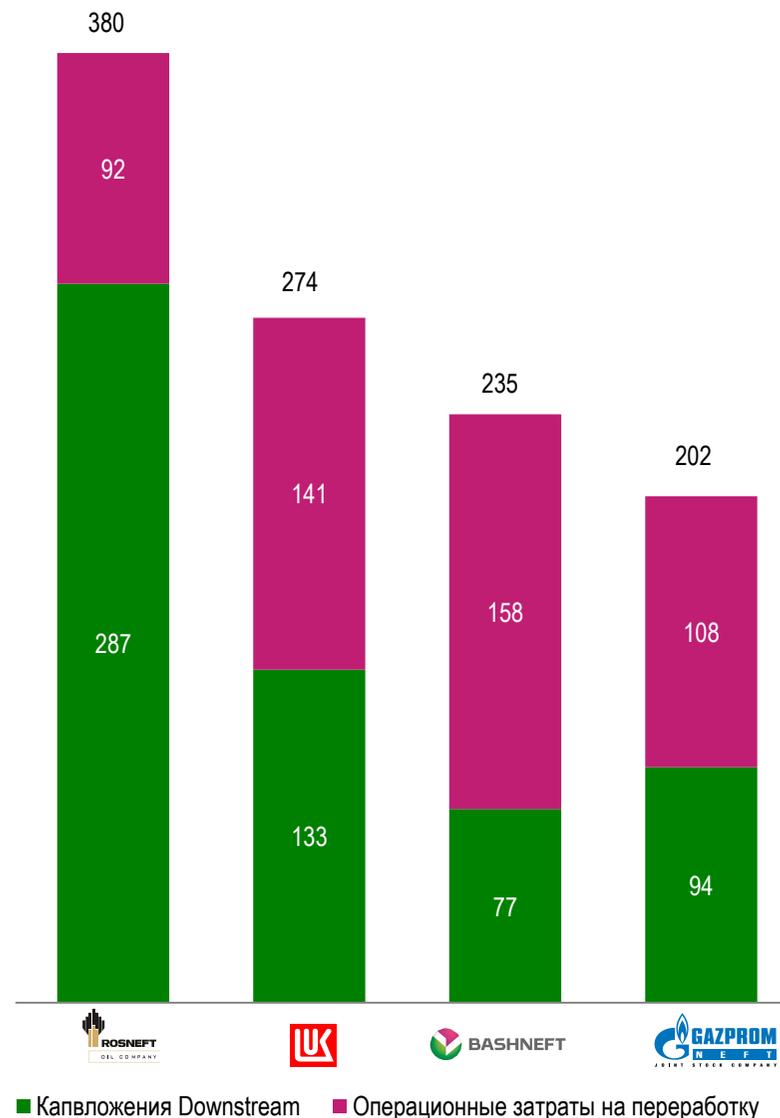
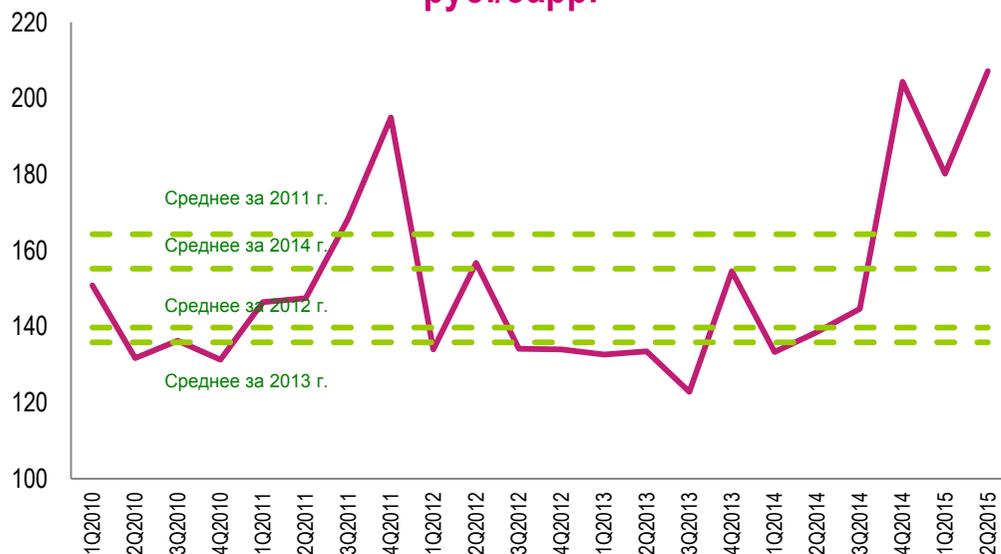
- Стратегия развития в сегменте Downstream нацелена на создание стоимости:
 - Повышение экономической эффективности путем оптимизации маржи и ассортимента продукции;
 - Высокий прогнозируемый уровень IRR всех инвестиционных проектов в сегменте downstream;
 - Позволяет Компании воспользоваться преимуществами, связанными с ожидаемой динамикой показателей топливного рынка и ожидаемыми изменениями налогового режима;
 - Обеспечивает гибкость и устойчивость в условиях нестабильности рынка и неопределенности в отношении налогового режима.



- Технически продвинутые перерабатывающие мощности позволяют «Башнефти» производить широкий ассортимент высококачественных нефтепродуктов при небольших затратах;
- Компания – один из отраслевых лидеров по эффективности переработки.

Средние капитальные затраты в сегменте Downstream и себестоимость переработки, 2011 – 1П 2015 г., руб./барр. ⁽¹⁾

Динамика операционных затрат на переработку, руб./барр.



Источник: данные компаний

1. Капитальные затраты в сегменте Downstream включают капитальные затраты на переработку, маркетинг и сбыт

Приоритетные направления развития нефтехимического направления до 2020 гг.:

- Специализация на выпуске специализированных высокомаржинальных марках полимеров;
- Нарастивание мощностей до 2020 г.:
- Восстановление мощности пиролиза;
- Строительство новой установки полимеризации этилена;
- Реконструкция установки по производству кумола;
- Реконструкция комплекса ароматики Уфанефтехим;
- Реализация проекта извлечения дополнительного количества сжиженных углеводородных газов из топливных газов НПЗ.

Структура выпуска продукции за 1П 2015 г.

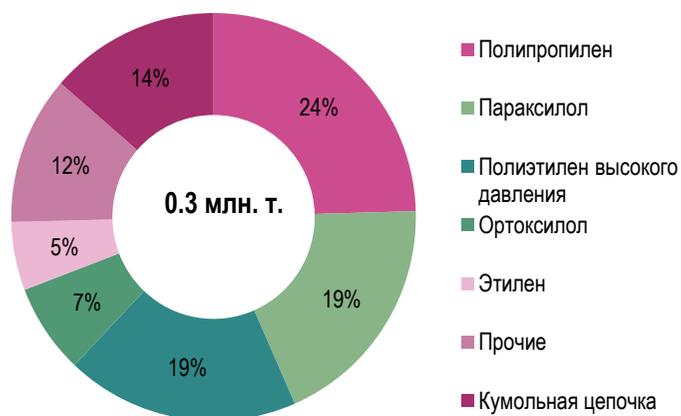
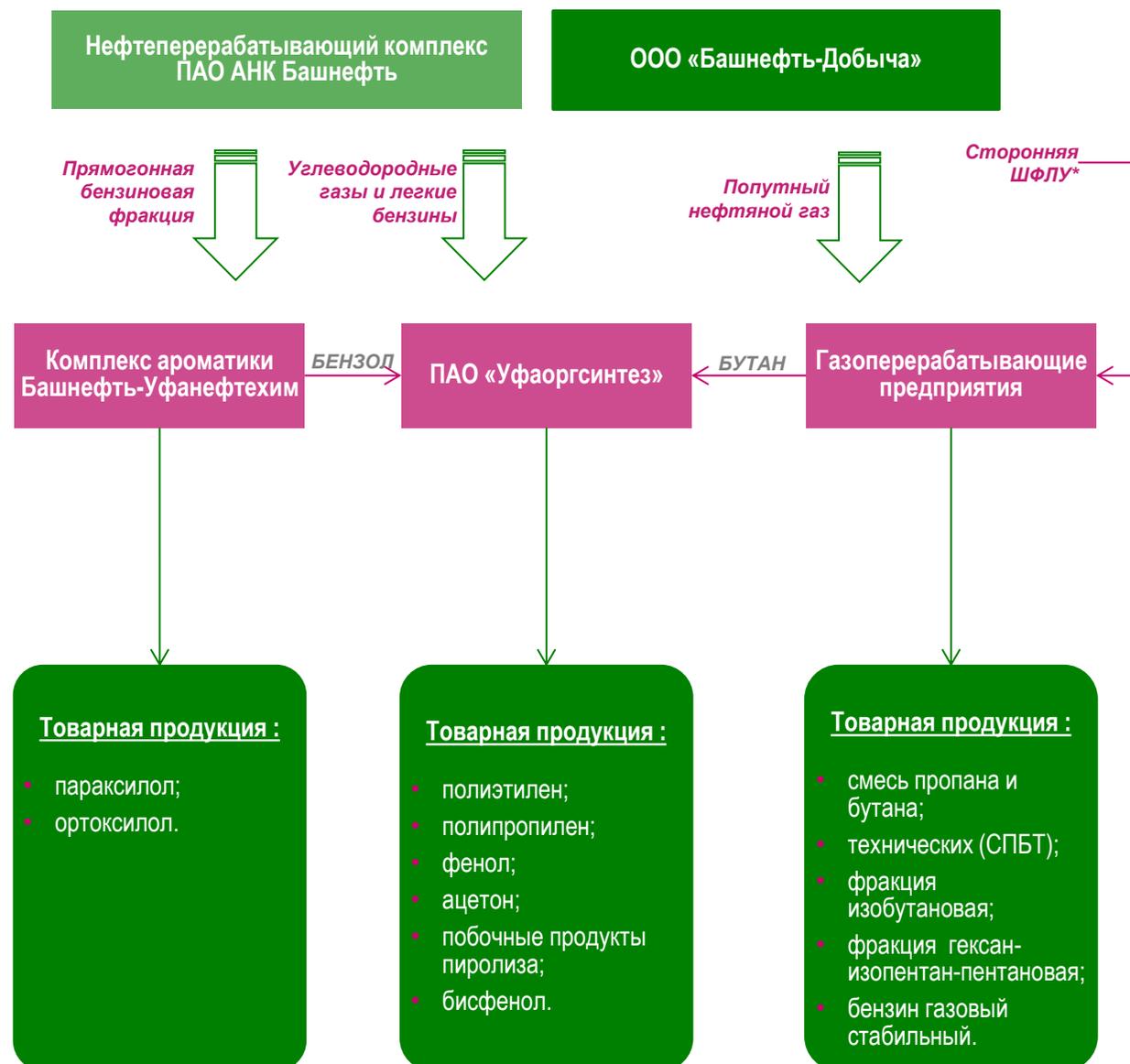


Схема производственной кооперации предприятий нефтехимии



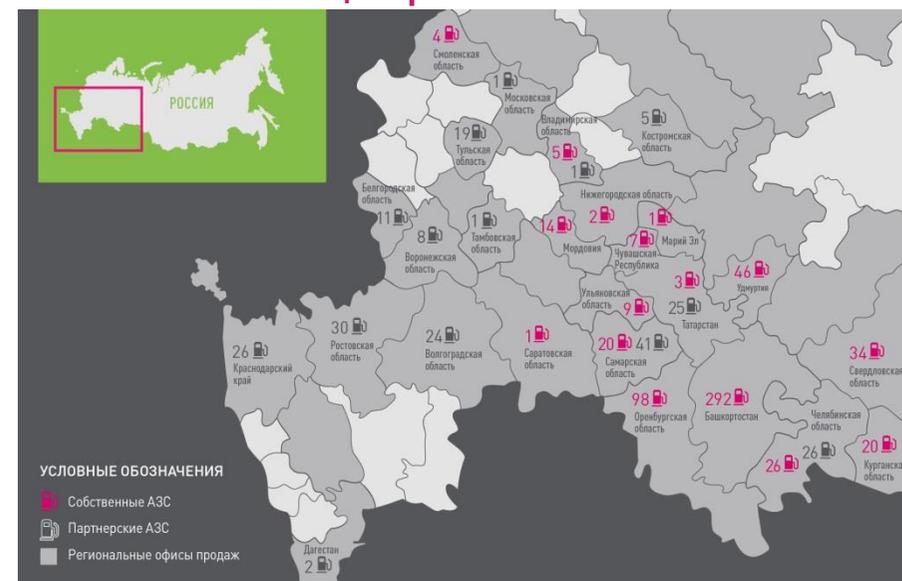
*широкая фракция легких углеводородов

Успешный опыт развития розницы и планы дальнейшего расширения...



- Последовательное расширение собственной розничной сети с 547 АЗС в 2009 г. до 798 собственных и партнерских АЗС на 1 пол. 2015 г.;
- За последние 3 года продажи топлива через собственные АЗС увеличились более чем в два раза и достигли 1 522 тыс. т в 2014 г.;
- В среднесрочной перспективе Башнефть планирует продавать 80% бензина через собственную розничную сеть;
- С июля 2012 г. собственная розничная сеть «Башнефти» полностью перешла на реализацию дизельного топлива и бензина стандарта Евро-5;
- С октября 2013 г. стартовали продажи нового высококачественного топлива премиум-класса ATUM-92, а с мая 2015 г. ATUM-95, разработанного совместно с компанией BASF.

Розничная сеть охватывает значительную часть центральной России

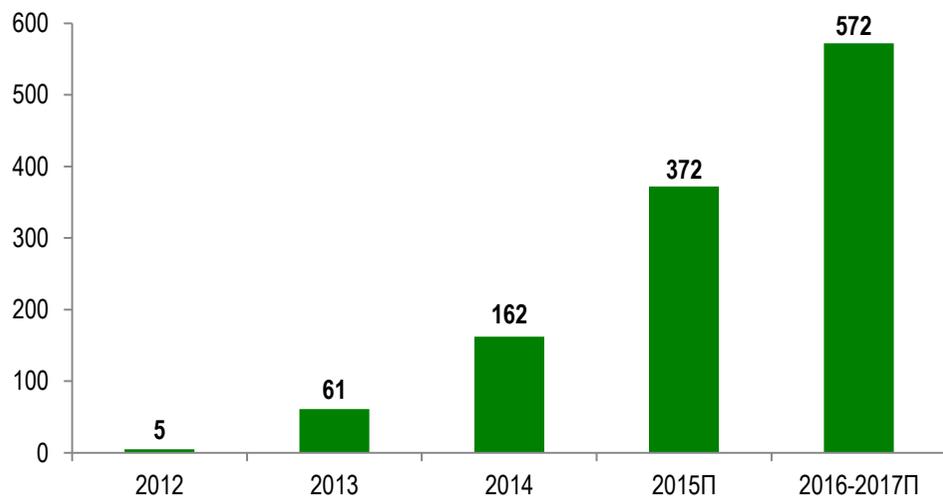


Основные параметры программы ребрендинга

- В 2011 г. - разработан розничный бренд Башнефть;
- В 2012 г. – стартовала Программа ребрендинга АЗС;
- В 2013 г. – 1 пол. 2015 г. в рамках программы ребрендинга 34% собственной сети АЗС «Башнефти» (252 АЗС) были переоформлены в соответствии с новым корпоративным стандартом;
- «Башнефть» выпускает брендированное топливо ATUM - нового поколения, соответствующего стандарту Евро-5, разработанного в сотрудничестве с BASF;
- Диверсифицированный подход к капвложениям на ребрендинг.

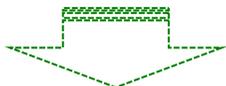


Реализация программы ребрендинга АЗС накопленным итогом



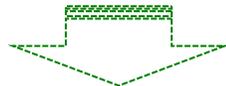
Задачи

- Повышение стоимости корзины нефтепродуктов
- Повышения индекса операционной готовности НПЗ
- Повышение энергоэффективности НПЗ
- Оптимизация структуры и повышение эффективности работы оптовых и розничных активов



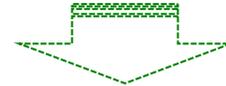
Реализация программ модернизации нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса

- Строительство новых и реконструкция существующих установок НПЗ
- Модернизация и увеличение мощности установок ПАО «Уфаоргсинтез»
- Максимизация синергии между нефтепереработкой и нефтехимией
- Разработка и внедрение технологий производства продуктов более высокого качества
- Увеличение объемов производства нишевых высокомаржинальных продуктов



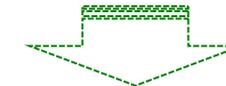
Реализация программы мероприятий по повышению операционной готовности установок:

- Реинжиниринг бизнес-процессов, направленный на оптимизацию сроков подготовки, планирования и проведения ремонтов, увеличение межремонтного пробега
- Сокращение/ исключение количества внеплановых и технологических простоев за счет:
 - организации и обеспечения качественного технического обслуживания и ремонта оборудования
 - модернизации основных средств;
 - мероприятий по обеспечению высокой степени надежности



Реализация программы энергосбережения и повышения энергоэффективности на НПЗ

- Реализация запланированных мероприятий из утвержденной Программы повышения энергоэффективности НПЗ
- Оптимизация процессов теплообмена на технологических установках
- Постоянный мониторинг потребления энергии, разработка и реализация корректирующих мер
- Создание процесса непрерывного поиска, оценки и внедрения энергосберегающих мероприятий
- Повышение уровня выработки вторичных энергоресурсов
- Применение энергоэффективных технологий в проектах строительства и реконструкции установок НПЗ



- Закрытие нерентабельных нефтебаз
- Закрытие нерентабельных АЗС
- Реализация программы ребрендинга розничной сети
- Развитие более маржинальных каналов реализации мелкого опта
- Увеличение объемов экспорта дизельного топлива на наиболее эффективные направления



Лучший в отрасли, полностью интегрированный нефтеперерабатывающий комплекс, соответствующий всем действующим российским техническим стандартам технического регламента производства топлива;



«Башнефть» продолжит совершенствовать структуру поставок сырой нефти для эффективного обеспечения НПЗ сырьем с целью увеличения маржи переработки;



Завершение программы интеграции НПЗ заложило прочный фундамент для дальнейшей модернизации, расширения и инициатив по повышению эффективности;



К 2019 г. мы планируем полностью прекратить производство мазута:

- Дальнейшая модернизация перерабатывающего комплекса приведет к полному прекращению производства мазута к 2019 г. и росту выпуска высококачественных продуктов;
- Ожидается, что инвестиционная программа в сегменте Downstream позволит значительно повысить его экономическую эффективность и поспособствует увеличению акционерной стоимости «Башнефти».



Планируется расширение розничной сети и увеличение количества АЗС до 1000 станций к 2020 г.;



Масштабная программа ребрендинга, охватывающая более 200 АЗС и нацеленная на обеспечение роста розничных продаж.





БАШНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

5. ПАО АНК «Башнефть»: Финансы



Алексей Лисовенко

Вице-президент по экономике и
финансам —

Главный финансовый директор



Мы стремимся к сохранению лидирующих позиций по уровню операционной эффективности и контролю над затратами, прибыльности и доходности для акционеров

Операционная эффективность

- Сохранение ведущих позиций по операционной эффективности, за счет контроля над операционными расходами и приверженности взвешенному подходу к капитальным затратам и сделкам M&A;
- Проведение мероприятий по оптимизации издержек в сегменте Upstream за счет увеличения эффективности эксплуатационного бурения и применения технологий повышения нефтеотдачи;
- Продолжение работы по улучшению операционной готовности и энергоэффективности, в том числе за счет инноваций.

Дивидендные выплаты

- Мы исторически являемся одними из лидеров по дивидендным выплатам среди компаний нефтяного сектора России. Поэтому мы нацелены на поддержание их на высоком уровне.

Целевые финансовые показатели

- Поддержание соотношения Чистый долг/ЕБИТДА на уровне ниже 2.0х;
- Как минимум – сохранение текущих кредитных рейтингов.

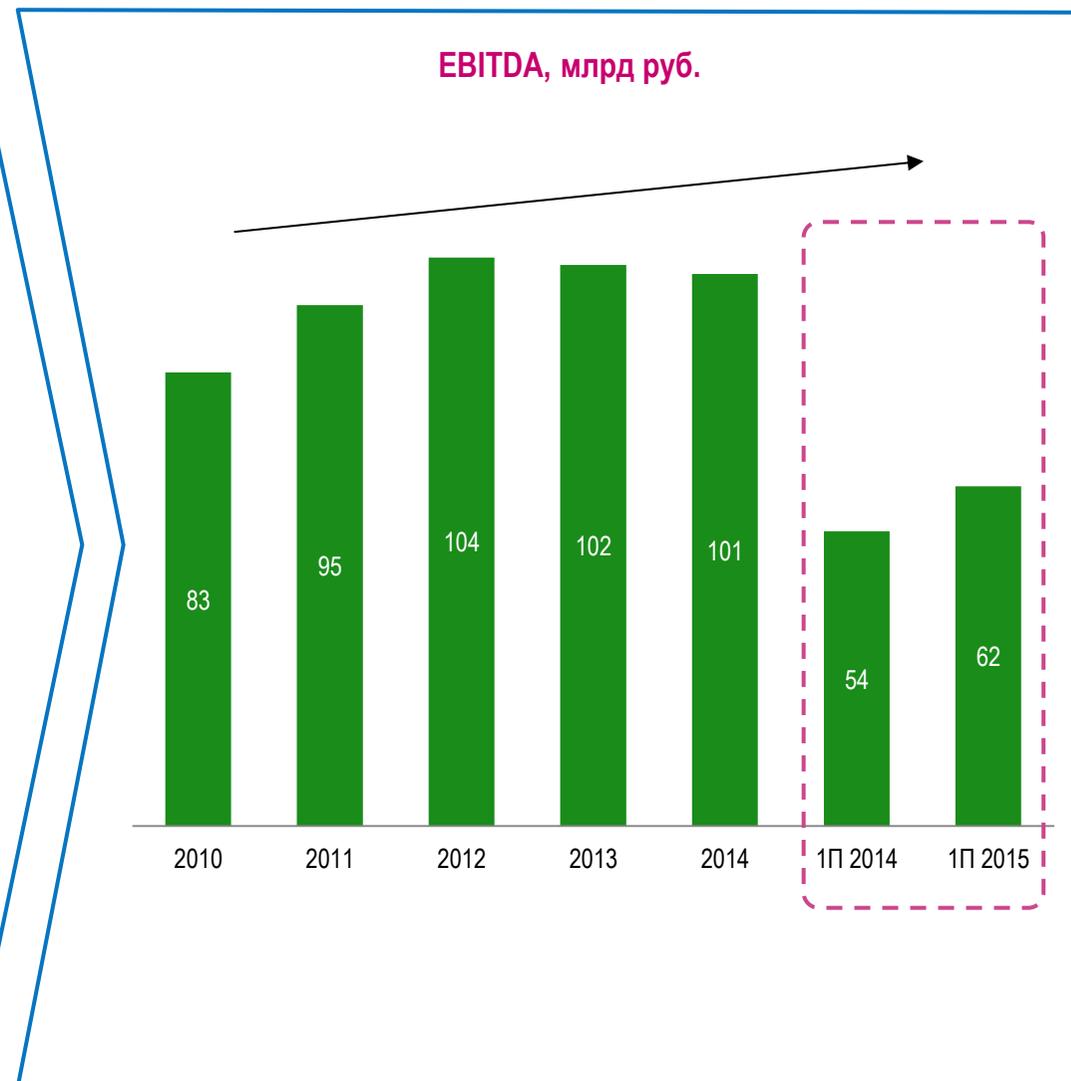
Целевые показатели ликвидности

- Минимизация баланса наличности незадействованной в обороте за счет активного управления кредитами;
- Размещение большей части денежных средств в банках инвестиционного уровня, избегая существенной концентрации;
- Эффективное управление ликвидностью в масштабах группы за счет программы концентрации денежных средств (cash pooling) в головной компании.

Финансирование / Структура долга

- Поддержание сглаженного профиля погашения долга;
- Сбалансированная структура кредитного портфеля по валютам, направленная на диверсификацию портфеля и снижение общей стоимости заимствований;
- Исключение зависимости от одного источника финансирования и снижение риска рефинансирования за счет диверсификации используемых инструментов и привлечения широкого круга инвесторов.

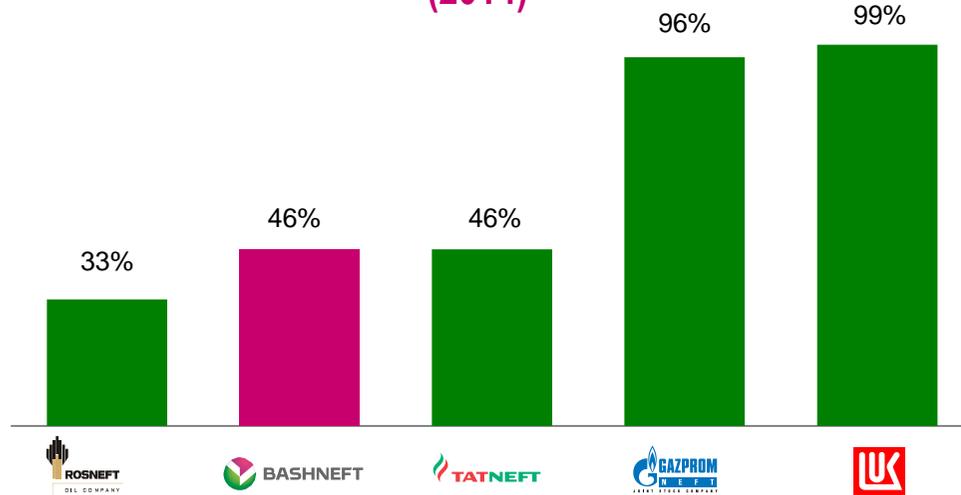
Благодаря высококачественным и рентабельным активам, мы смогли достичь высоких финансовых показателей, несмотря на неблагоприятные макроэкономические условия



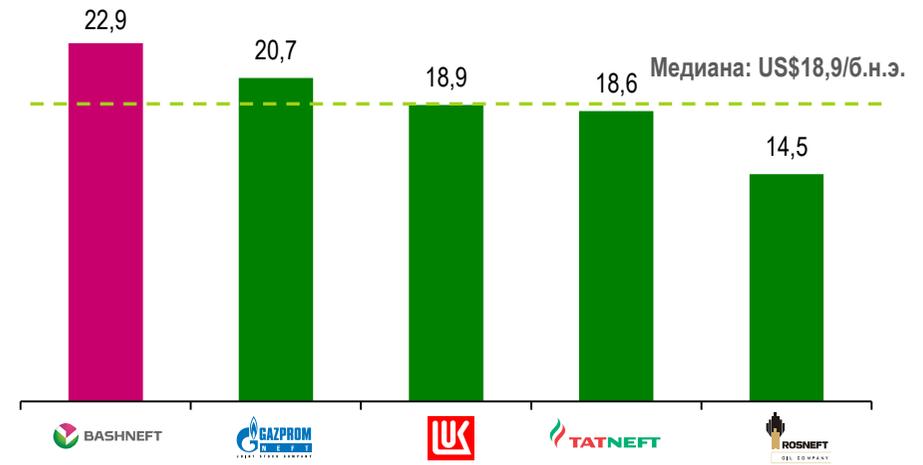
Ведущие позиции в отрасли по рентабельности и генерируемому денежному потоку

Эффективная инвестиционная программа и сбалансированная стратегия M&A позволяют добиваться высоких показателей рентабельности и генерируемого свободного денежного потока

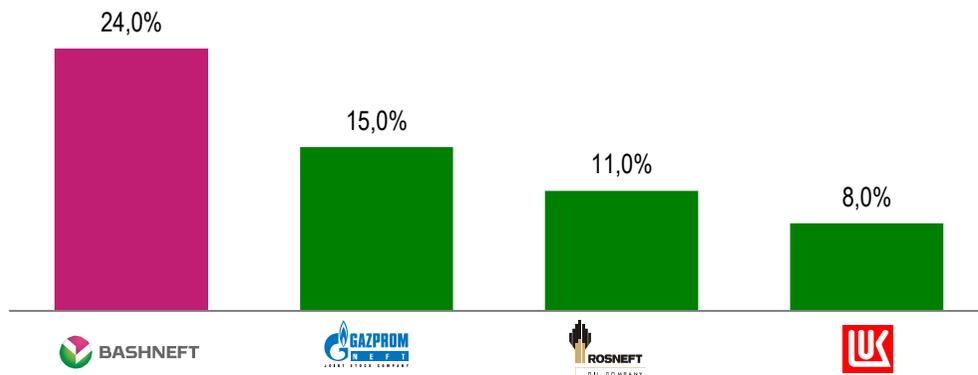
Капитальные вложения / Операционный денежный поток (2014)



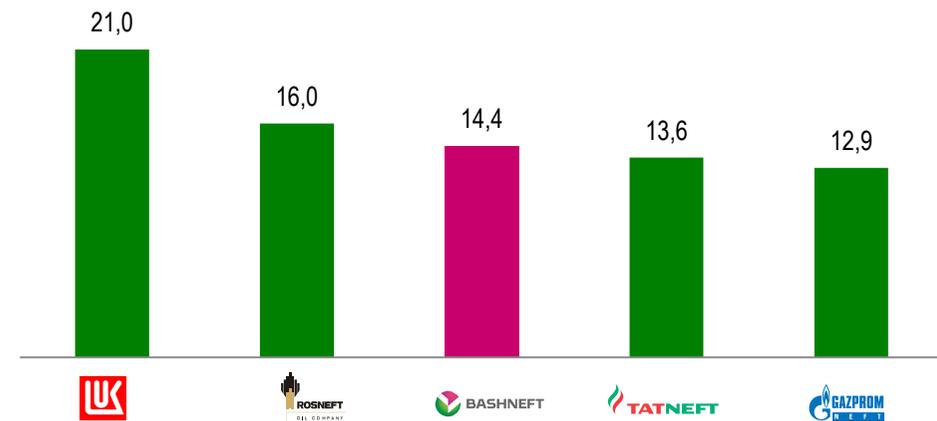
Высокий показатель прибыльности в отрасли (среднее за 2013-2014 гг.), US\$/б.н.э. (1)



RoACE в российском нефтяном секторе, 2014



Один из лучших показателей прибыльности сегмента upstream (среднее за 2013-2014 гг.), US\$/барр.(2)

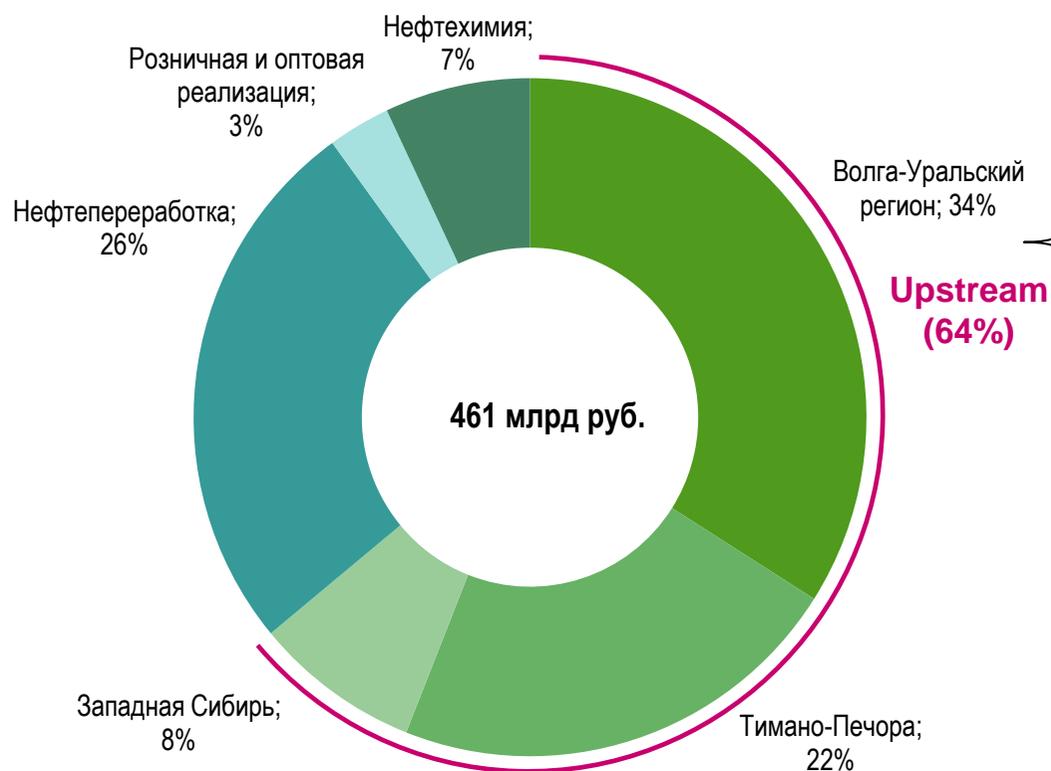


Источник: данные компаний, расчеты ВТБ Капитала

1. Средний показатель EBITDA/годовая добыча углеводородов 2013-2014 гг.
2. Согласно отчетности по IFRS, US GAAP

Эффективная инвестиционная программа в сегменте upstream и дисциплинированный подход к капиталовложениям в сегмент downstream, направленный на создание стоимости, способствуют получению устойчивого свободного денежного потока

Капитальные вложения (2016-2020 гг.), млрд руб.



Основные направления инвестиционной программы

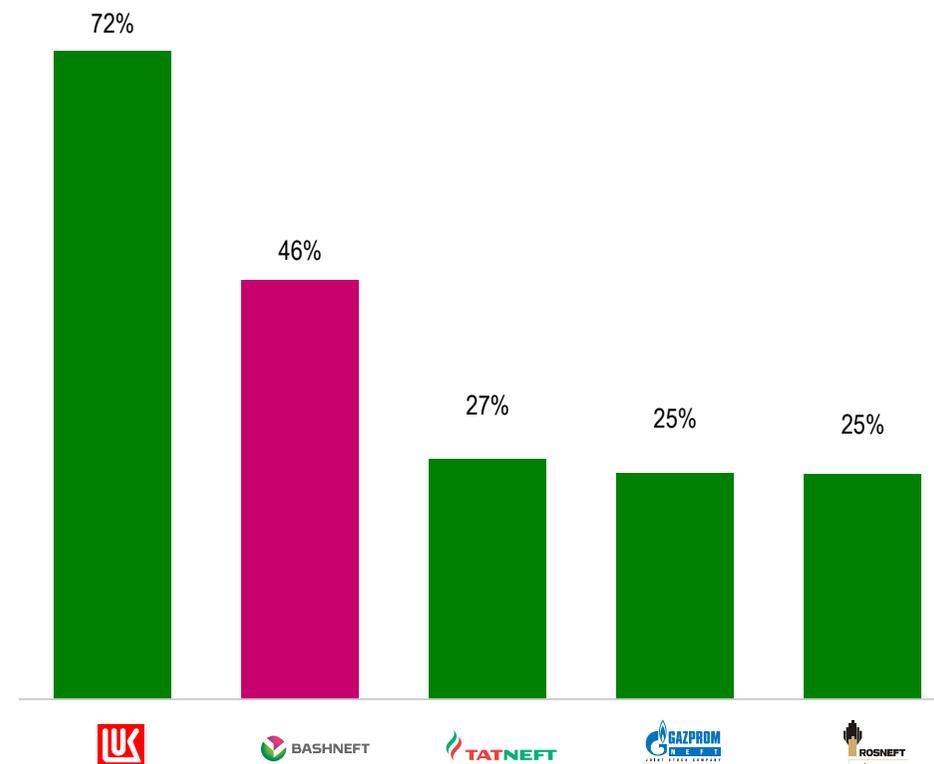
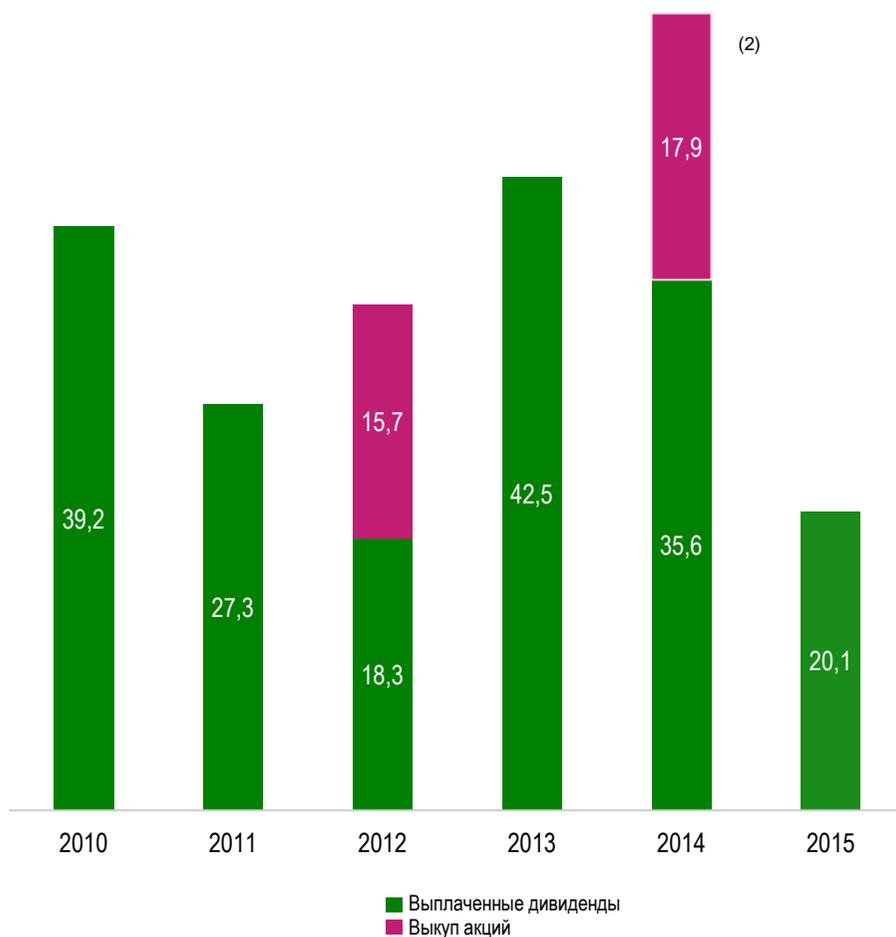
Направления капиталовложений	Описание
Волго-Уральский регион	<ul style="list-style-type: none"> Увеличение объемов бурения в Башкирии Капитальные затраты на поддержание
Тимано-Печора	<ul style="list-style-type: none"> Завершение строительства инфраструктуры Продолжение бурения
Западная Сибирь	<ul style="list-style-type: none"> Продолжение бурения и геологоразведочных работ
Нефтепереработка	<ul style="list-style-type: none"> Продолжение проведения программы модернизации
Нефтехимия	<ul style="list-style-type: none"> Наращивание мощностей нефтехимического производства
Оптовый и розничный сбыт	<ul style="list-style-type: none"> Капитальные затраты на поддержание Программа ребрендинга

Ведущие позиции в отрасли по дивидендным выплатам

Башнефть исторически является лидером по дивидендным выплатам среди компаний нефтяного сектора России. Мы и впредь будем стремиться поддерживать их на высоком уровне

Совокупный объем выплат в виде дивидендов и выкупа акций⁽¹⁾, млрд руб.

2014, Дивиденды / Чистая прибыль⁽³⁾



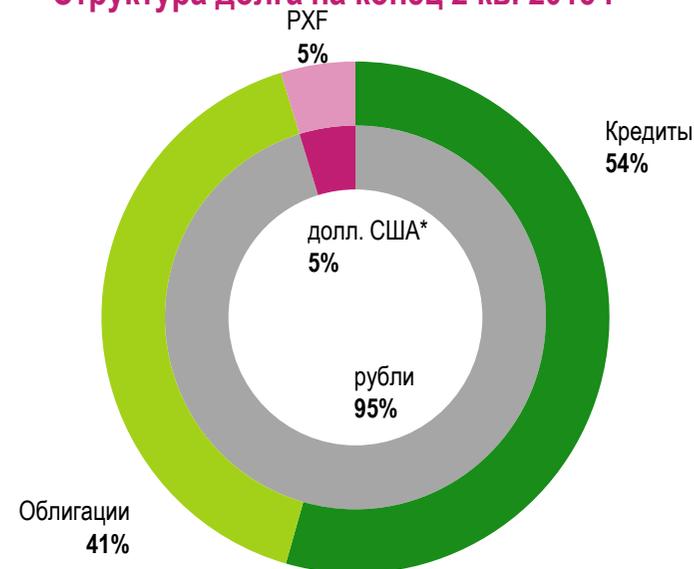
Источник: отчетность компаний, результаты ГОСА

1. Суммы наличными
2. Сумма выкупа в рамках реорганизации «Системы-Инвест»
3. Объявленные дивидендные выплаты за 2014 финансовый год/чистая прибыль за 2014 г.

Показатели чистого долга

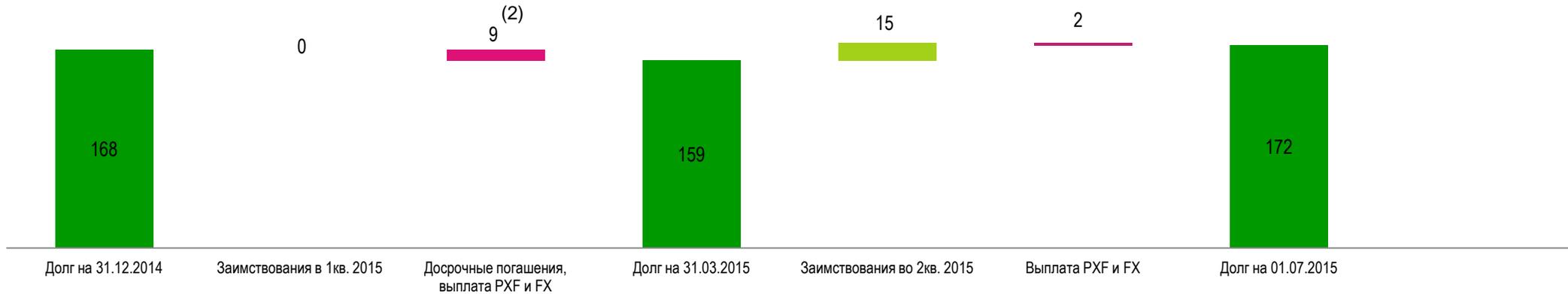


Структура долга на конец 2 кв. 2015 г



- На 30 июня 2015 г. долг составил 171,7 млрд руб. по сравнению с 158,6 млрд руб. по состоянию на 31 марта 2015 г.;
- В результате переговоров синхронизирован темп снижения ставок по российским кредитам с изменением ключевой ставки ЦБ;
- В 2 кв. 2015 г. средневзвешенная процентная ставка по кредитам снизилась до 11,1% с 11,7% годовых кварталом ранее в результате снижения ставок по рублевым инструментам вслед за снижением ключевой ставки Банка России;
- В мае-начале июня были размещены 3 выпуска биржевых облигаций (БО-03, БО-04, БО-07) на общую сумму 15 млрд руб., со сроками оферты в 2020-2021 гг., 2-летним колл-опционом, средневзвешенный купон - 12,03%. Полученные средства направлены на рефинансирование более дорогих российских кредитов в июле-августе 2015 г.

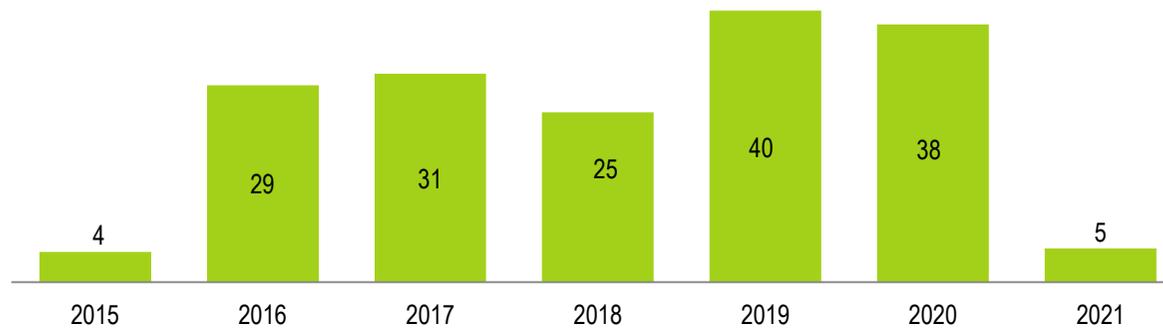
Изменения источников финансирования в 2015 г., млрд руб.



● Эффективное управление ликвидностью позволило досрочно **рефинансировать** долги со сроком погашения в 2017-2019 гг.:

- Размещены 3 выпуска облигаций на общую сумму 15 млрд руб., со сроками оферты в 2020-2021, средневзвешенный купон - 12,03%.
- Полученные средства направлены на рефинансирование более дорогих российских кредитов в июле-августе 2015 г.

График погашения долга на конец 2 кв. 2015 г., руб. млрд



1. По состоянию на июнь 2015

2. Используемый обменный курс (\$/руб.): 31.12.2015 – 56,2584; 31.03.2015 – 58,4643; 30.06.2015 – 55,5240. Для заимствований использован средний обменный курс соответствующего периода





БАШНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

6. ПАО АНК «Башнефть»: Система мотивации менеджмента

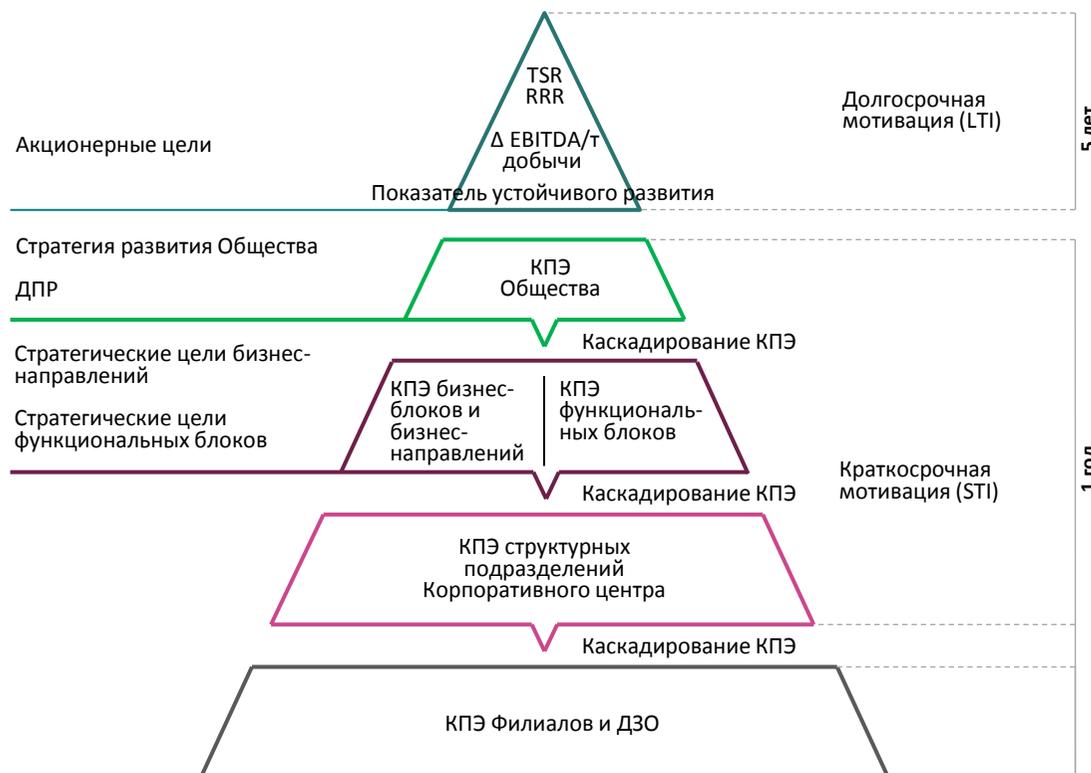


Александр Корсик

Президент,
Председатель Правления ПАО АНК «Башнефть»



ПИРАМИДА КПЭ



Понятная и прозрачная система КПЭ

- Для эффективного достижения менеджментом поставленных стратегических целей на 2015-2020 годы в Компании действует система ключевых показателей эффективности (КПЭ);
- Связь вознаграждения менеджмента с реализацией поставленных стратегических целей и задач обеспечивается посредством программ долгосрочной (LTI) и краткосрочной мотивации (STI);
- Составные части краткосрочной мотивации:
 - 50% - выполнение финансовых КПЭ;
 - 35% - выполнение специфических операционных КПЭ;
 - 15% - выполнение проектных КПЭ.



Вознаграждение менеджмента зависит от успешного достижения акционерных целей и уровня выполнения КПЭ мотивационных программ (STI и LTI)



БАШНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Спасибо за внимание!

1-ая Тверская-Ямская, 5
Москва, 125047, Россия
Tel: +7 495 228 – 22 – 00
Fax + 7 495 228 – 15 – 97
ir@bashneft.ru

