



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



---

**Анализ и оценка обоснований нормативов потерь  
углеводородного сырья при добыче в 2007-2016 гг.  
по месторождениям, субъектам хозяйственной деятельности  
и по Российской Федерации в целом**

---

Апрель, 2016 г.  
Москва



# Динамика изменения норматива потерь нефти

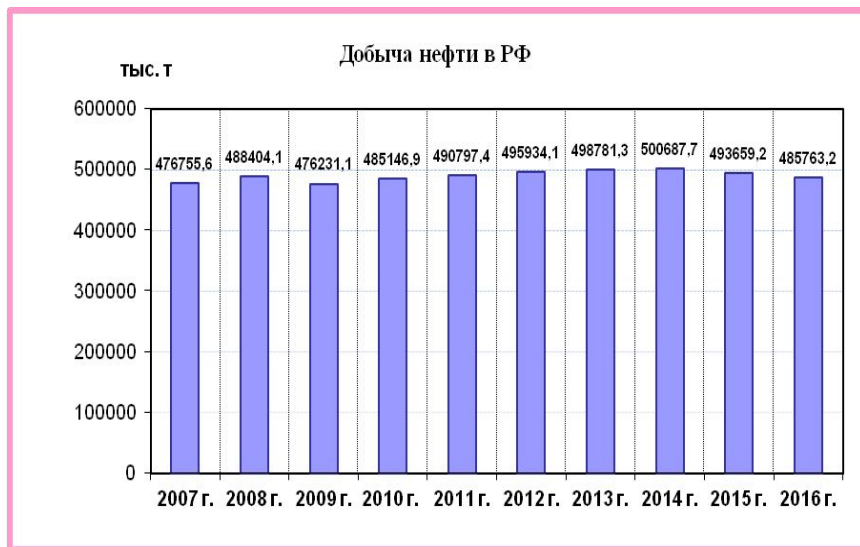
	2007*	2008*	2009*	2010*	2011*	2012*	2013*	2014*	2015*	2016**
<b>Добыча нефти по России*</b> , млн. тонн (без газового конденсата)	476,7	488,4	476,7	485,3	490,3	495,9	498,5	500,5	493,6	485,7
<b>Средневзвешенный норматив потерь по РФ, %</b>	0,418	0,202	0,164	0,13	0,123	0,109	0,058	0,03	0,025	0,012
<b>Суммарные потери в пределах средневзвешенного норматива потерь по России, млн. тонн</b>	1,993	0,986	0,781	0,631	0,603	0,541	0,289	0,150	0,123	0,063
<b>Экономический эффект (прирост поступлений в Федеральный бюджет нарастающим итогом за счет НДС), млн руб.</b>	-	1583,3	1864,5	2061,7	2145,7	2269,6	2682,8	2910,5	2951,2	2962,9

\* - по данным ФГУП «ЦДУ ТЭК»

\*\* - расчетные

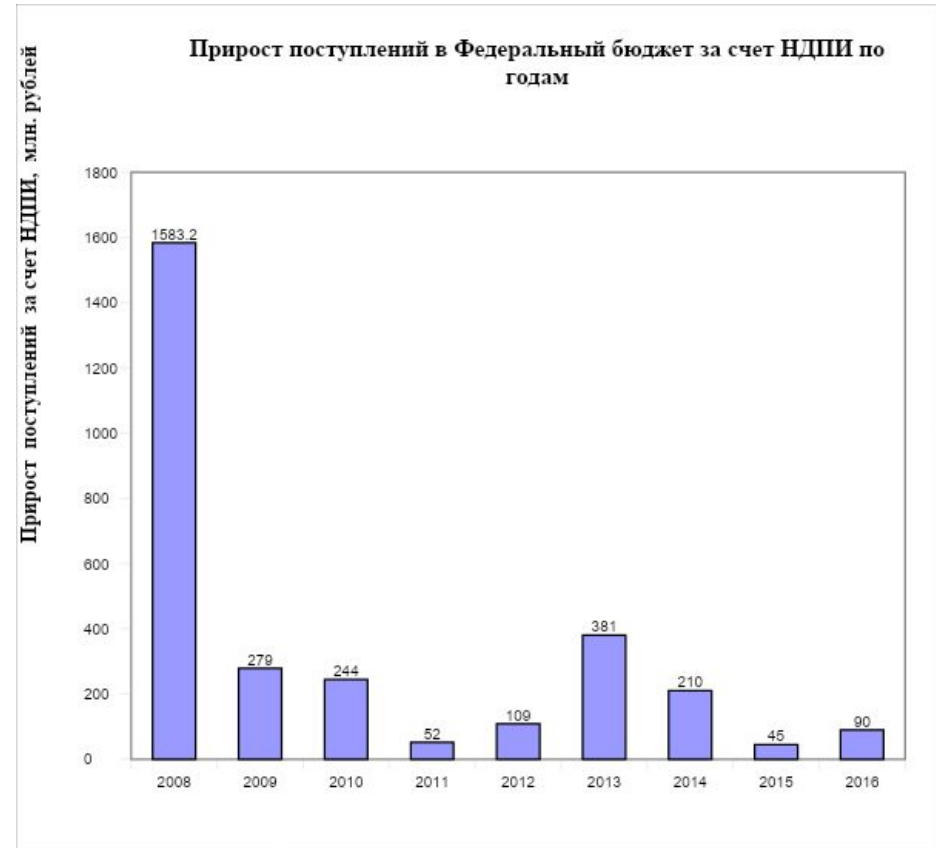
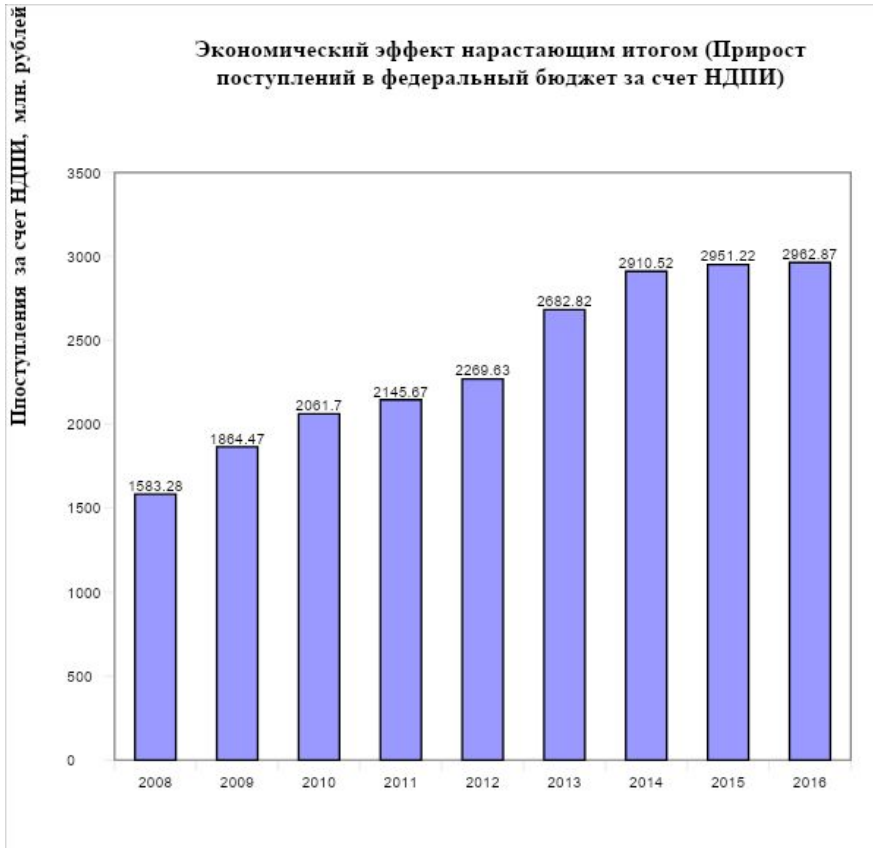


# Технологические потери нефти при добыче в 2007-2016 гг.





# Прирост дохода Федерального бюджета за счет НДСИ



Возникает эффект для Федерального бюджета (бюджетная эффективность) за счет дополнительных поступлений налога на добычу полезных ископаемых.

Пример расчета экономического эффекта на 2008 год по сравнению с 2007 годом:

$$(N\%_{2007} * D_{2008} - N\%_{2008} * D_{2007}) * \text{НДПИ} = \text{ЭФ, млн. рублей}$$

где N-норматив, %, D-добыча, млн. тонн, НДСИ – минимальная ставка, 1500 руб./т

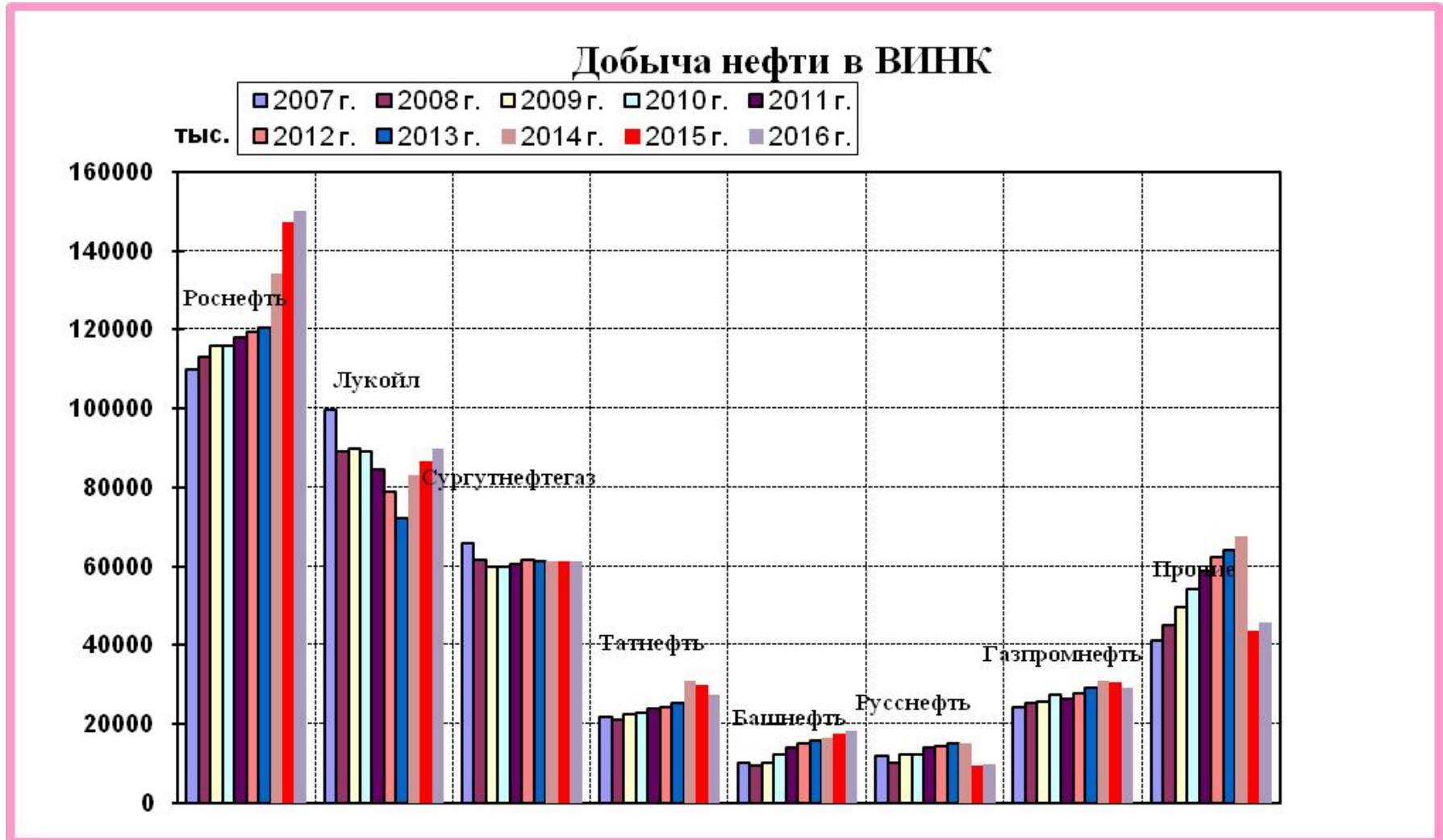
Пример расчета прироста дохода на 2008 год по сравнению с 2007 годом:

$$(N\%_{2007} * D_{2008} - N\%_{2008} * D_{2007}) * \text{НДПИ} = \text{ЭФ, млн. рублей}$$

где N-норматив, %, D-добыча, млн. тонн, НДСИ – минимальная ставка, 1500 руб./т



# Изменение норматива потерь нефти при добыче недропользователями в 2007-2016 гг.

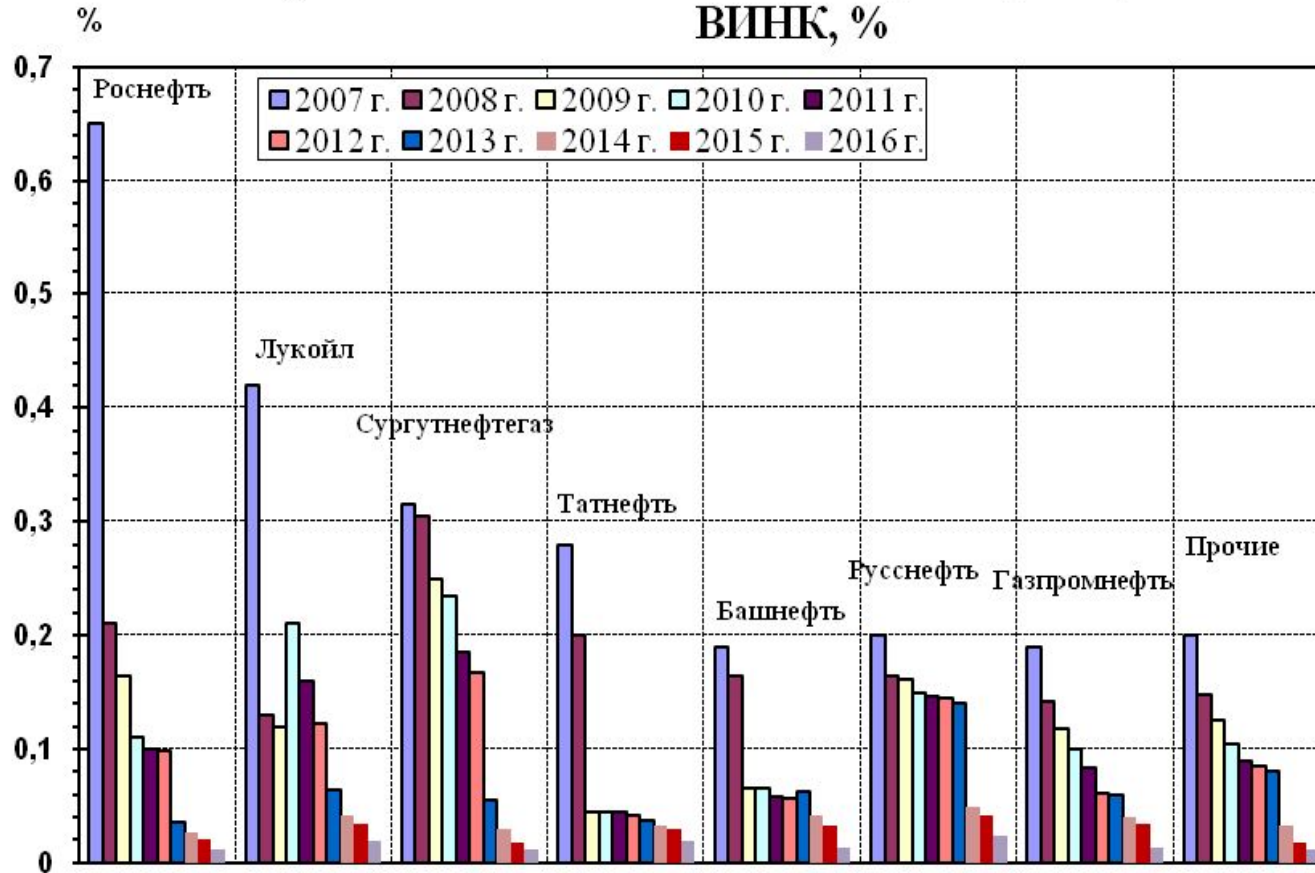


2016 год - расчетный



# Изменение норматива потерь нефти при добыче недропользователями в 2007-2016 гг.

## Норматив технологических потерь нефти при добыче в ВИНК, %





# Динамика изменения норматива потерь попутного нефтяного газа

	2010*	2011*	2012*	2013*	2014*	2015*	2016**
<b>Добыча попутного нефтяного газа по России*, млрд. м<sup>3</sup></b>	65,3	68,3	71,9	74,3	76,2	70,3	69,7
<b>Средневзвешенный норматив потерь по РФ, %</b>	1,14	0,85	0,68	0,46	0,36	0,35	0,33
<b>Норматив потерь по РФ, млрд. м<sup>3</sup></b>	0,741	0,582	0,488	0,341	0,271	0,246	0,231

\*- по данным ГП «ЦДУ ТЭК»

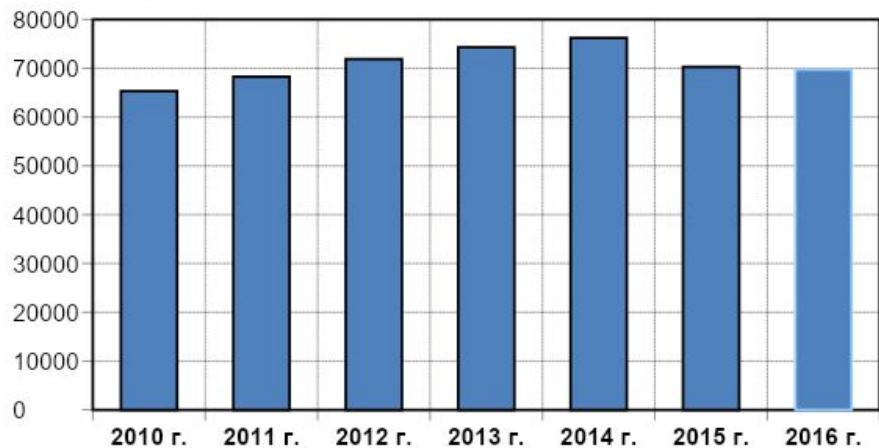
\*\* - расчетные



# Технологические потери ПНГ при добыче в 2007-2016 гг.

### Добыча попутного (нефтяного) газа в РФ

млн куб. м



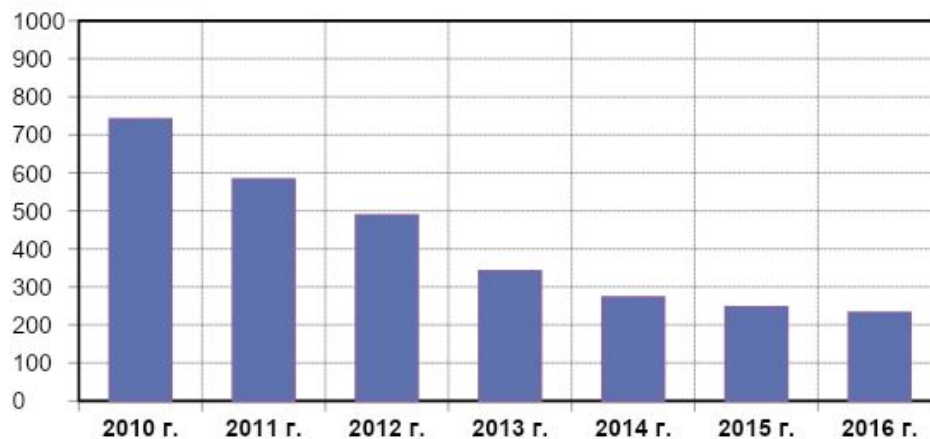
### Норматив технологических потерь по ПНГ по РФ, %

%



### Нормативные технологические потери по РФ

млн куб. м

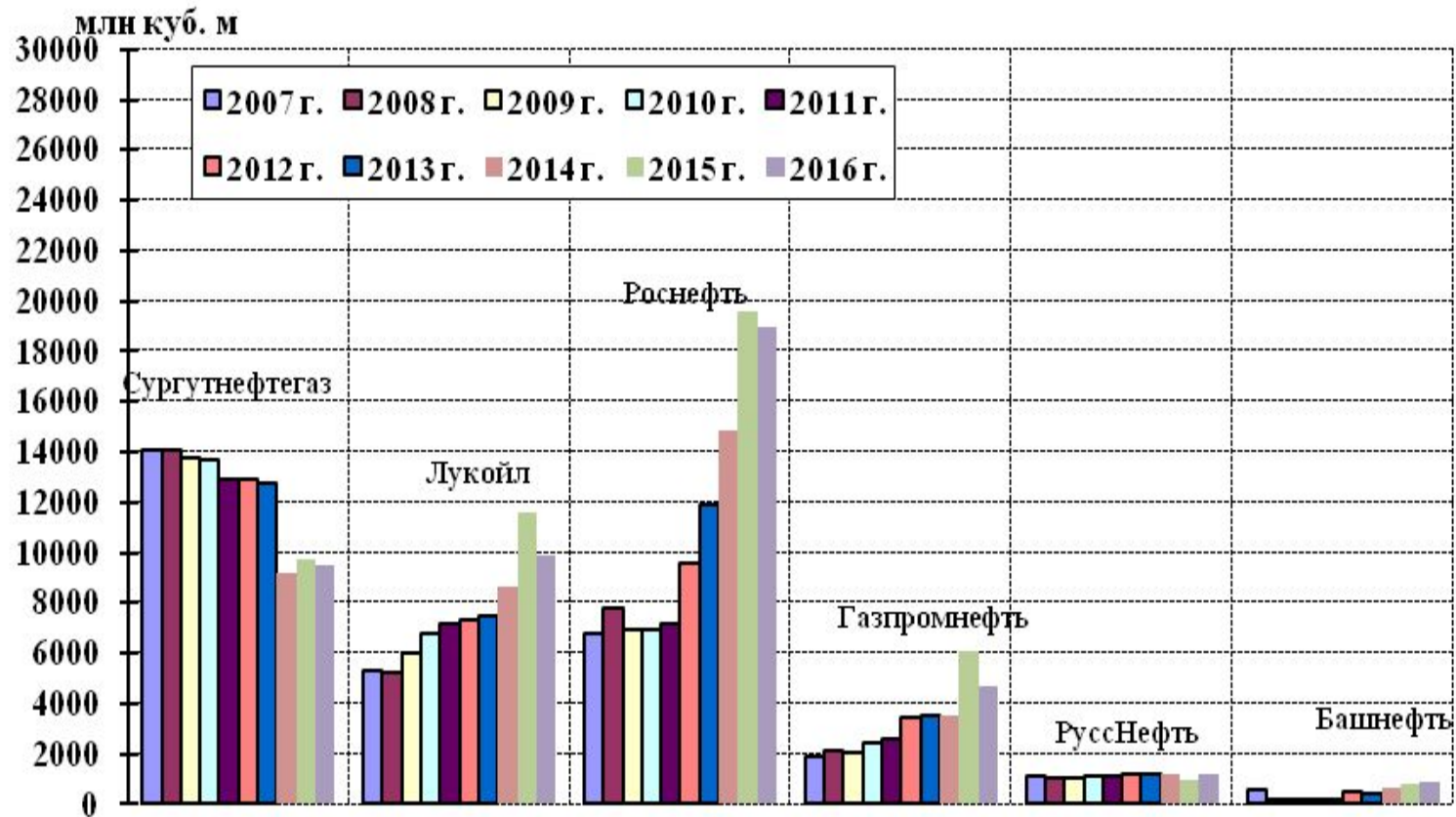






# Изменение норматива потерь ПНГ при добыче недропользователями в 2007-2016 гг.

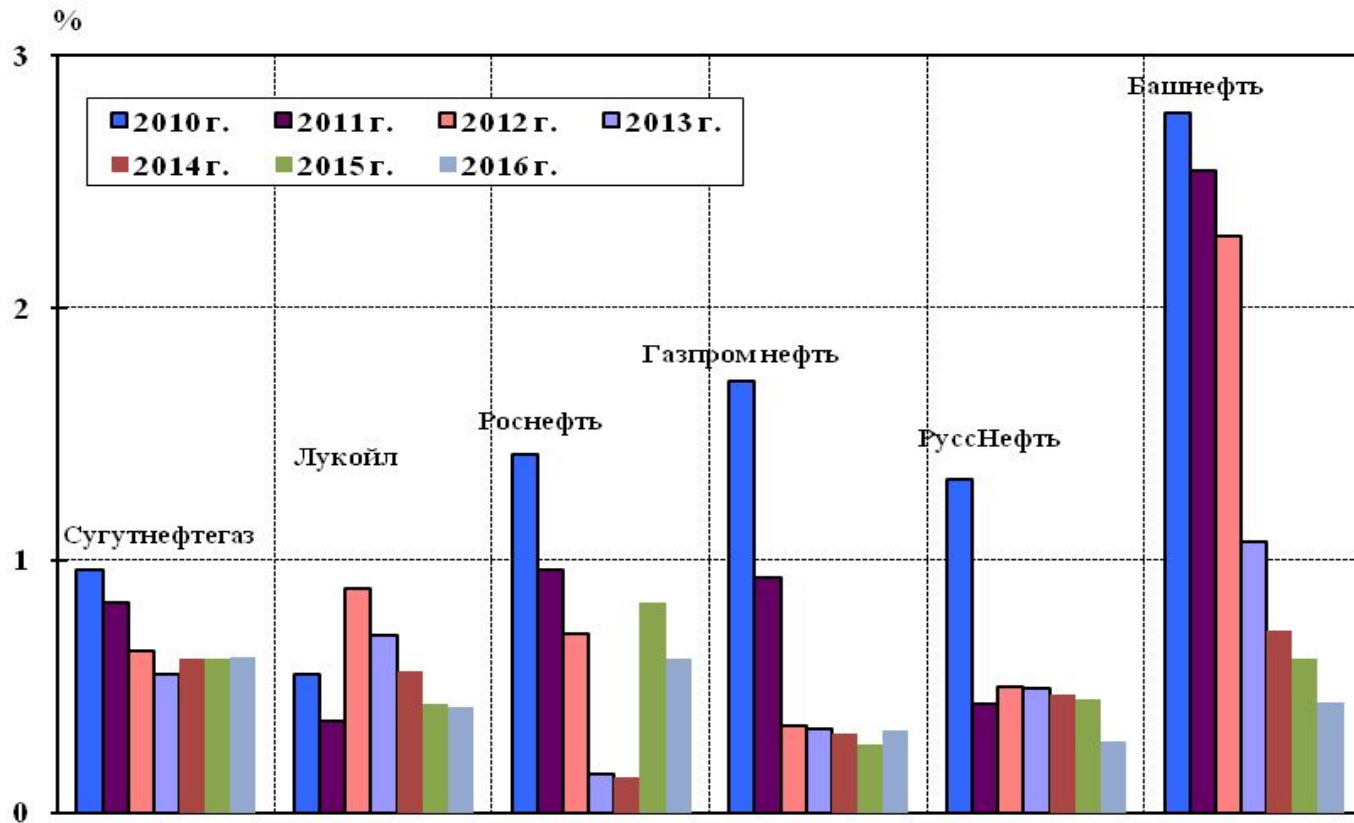
## Добыча попутного (нефтяного газа) в ВИНК





# Изменение норматива потерь ПНГ при добыче недропользователями в 2010-2016 гг.

### Нормативы технологических потерь нефти при добыче по ВИНК





# Основные замечания по обоснованию нормативов технологических потерь нефти при добыче и причины, приводящие к ошибкам

<p>1. Инвентаризация источников потерь и, соответственно, неверное определение величин потерь</p>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Необоснованное включение в технологические потери при добыче потерей нефти в товарных резервуарах, возникающих по завершении производственного процесса добычи нефти.</li><li>2. Неправильно выбираются опытный коэффициент <math>K_p</math>, учитывающий режим работы технологических резервуаров и коэффициент оборачиваемости <math>K_{об}</math> при расчете потерь нефти при испарении.</li><li>3. Не обоснованы величины давления насыщенных паров.</li><li>4. В расчетах потерь нефти при испарении не учитываются ССВ (УЛФ, ГУС и т.д.).</li><li>5. В технологические потери нефти при добыче необоснованно включены потери растворенной нефти в составе воды, используемой на собственные технологические нужды – на ППД.</li></ol>
<p>2. Не представляются утвержденные технологические схемы и технологические регламенты объектов подготовки</p>	<p>Представляются принципиальные технологические схемы объектов не из состава проектной документации, являющиеся эксплуатационной документацией которые не в полном объеме отражают всю технологическую цепочку подготовки нефти.</p>
<p>3. Несоответствие обоснований технологических потерь действующим технологическим регламентам объектов подготовки</p>	<p>Величины и коэффициенты, представленные в расчетах, не соответствуют действующим технологическим регламентам (режим работы резервуаров и др.).</p>
<p>4. Не представляются результаты лабораторных исследований аккредитованными лабораториями</p>	<p>Величины, используемые в расчетах потерь при испарении, не подтверждаются актами лабораторных исследований.</p>
<p>5. Не представляются сведения о мероприятиях по сокращению технологических потерь нефти на текущий и планируемый год согласно Административному регламенту</p>	<p>Мероприятия по сокращению технологических потерь нефти представляются в общем виде, без указания эффекта и сроков их проведения.</p>



# Основные замечания по обоснованию нормативов технологических потерь попутного нефтяного газа (ПНГ) при добыче и причины, приводящие к ошибкам

<p>1. <b>Необоснованно включаются в технологические потери ПНГ при добыче потери ПНГ :</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• через неплотности фланцевых соединений;</li><li>• сальники и уплотнения запорно-регулирующей арматуры;</li><li>• через уплотнения вала компрессоров и микротрещины;</li><li>• из трубопроводов, нефтепроводов и газопроводов.</li></ul>	<p><b>Эти потери не относятся к технологическим потерям попутного нефтяного газа.</b></p>
<p>2. <b>Необоснованно включаются в технологические потери уже подготовленного ПНГ (готовой продукции) на поддержание факела постоянного горения.</b></p>	<p><b>Этот вид потерь относится к использованию ПНГ на собственные нужды.</b></p>
<p>3. <b>Неправильно рассчитываются потери при проверке предохранительных клапанов.</b></p>	<p><b>1. Не обосновывается количество проверок. 2. Неправильно принимаются размерности (тыс. м<sup>3</sup>/год) при расчете потерь ПНГ при проверке работоспособности предохранительного клапана.</b></p>
<p>4. <b>Необоснованно включаются в технологические потери ПНГ при добыче количество сожженного ПНГ при остановках ГПЗ</b></p>	<p><b>Эти потери не относятся к технологическим потерям попутного нефтяного газа.</b></p>

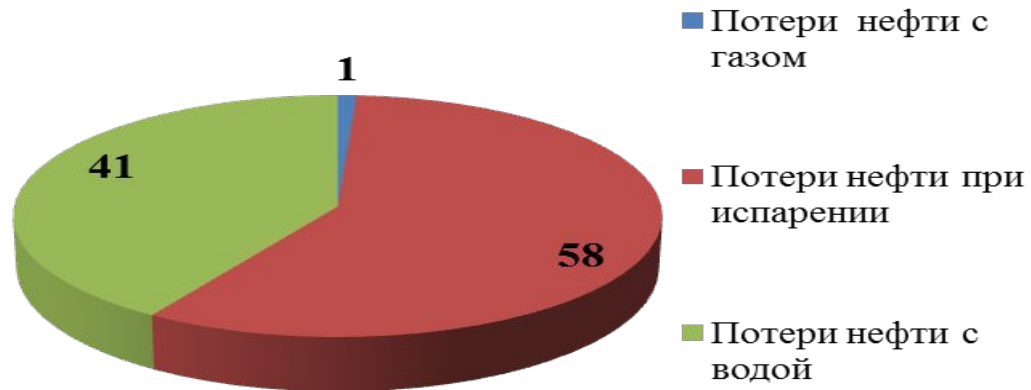


- Неэффективность инвестиционной политики недропользователей, направленной на внедрение современных технологий подготовки нефти, в частности, резервуарная подготовка нефти является самым дешевым и быстрым решением, но влечет за собой значительные потери от испарения.
- Отсутствие полноценных научных исследований физико-химических свойств пластовых флюидов для обоснования технологических процессов сбора, подготовки и транспорта нефти и газа.
- На стадии подготовки проекта обустройства месторождения не подготавливается описание технологических циклов с составлением материальных балансов и не закладываются уровни возможных технологических потерь.
- Не выполнение требований нормативных документов и положений технических документов по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, в том числе установления состава оборудования, аппаратов и сооружений системы сбора и подготовки нефти.



# Основные виды технологических потерь

## Основные виды технологических потерь нефти





МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!**