

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки 38.03.02 «Менеджмент», профиль «Экономика и управление на предприятии (в нефтяной и газовой отрасли)»  
Кафедра экономики природных ресурсов

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Реализация геологоразведочных программ нефтегазовыми компаниями (на примере ОАО «Томскнефть» ВНК)

УДК 658.14.012.2:553.98:550.8

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Э3А	Капустин Евгений Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Феденкова Анна Сергеевна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
экономики природных ресурсов	Боярко Григорий Юрьевич	д.э.н		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки 38.03.02 «Менеджмент», профиль «Экономика и управление на предприятии (в нефтяной и газовой отрасли)»  
 Кафедра экономики природных ресурсов

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой ЭПР  
 \_\_\_\_\_ Боярко Г.Ю.  
 (Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**  
**В форме: бакалаврской работы**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ЭЗА	Капустину Евгению Игоревичу

Тема работы:

Реализация геологоразведочных программ нефтегазовыми компаниями (на примере ОАО «Томскнефть» ВНК)	
Утверждена приказом директора ИПР	от 06 февраля 2017 г. № 689/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	02 июня 2017 года
--	-------------------

**ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Формы финансовой отчётности ОАО «Томскнефть» ВНК, интернет-ресурсы, учебная литература и периодические издания в области экономических наук..
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– рассмотреть динамику финансирования геологоразведочных работ из федерального бюджета в соответствии с программой по воспроизводству минерально-сырьевой базы и динамику прироста запасов углеводородов;</li> <li>– провести сравнительный анализ программ геологоразведочных работ нефтегазовых компаний России;</li> <li>– проанализировать финансово-экономические аспекты реализации геологоразведочных программ в ОАО «Томскнефть» ВНК;</li> <li>– сформировать предложения и рекомендации по решению выявленных проблем.</li> </ul>
<b>Перечень графического материала</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Рисунки динамики добычи нефти в России;</li> <li>– Рисунки распределения углеводородов по регионам России;</li> <li>– Таблицы ключевых показателей эффективности геологоразведочных работ.</li> </ul>

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>			
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Шарф Ирина Валерьевна		
Социальная ответственность	Феденкова Анна Сергеевна		
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>			
1.Состояние минерально-сырьевой базы в Российской Федерации по части углеводородов			
2.Геологоразведочные программы в ОАО «Томскнефть» ВНК			
3.Финансово-экономические аспекты и перспективы реализации геологоразведочных программ в Западно-Сибирском регионе			
4.Социальная ответственность			

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	20 марта 2017 г.
---	------------------

**Задание выдал руководитель**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	к. э. н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Э3А	Капустин Евгений Игоревич		

Министерство образования и науки Российской Федерации



федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление – Направление подготовки 38.03.02 «Менеджмент», профиль «Экономика и управление на предприятии (в нефтяной и газовой отрасли)»

Уровень образования – бакалавриат

Кафедра экономика природных ресурсов

Период выполнения весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы: 02 июня 2017 года

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела
01.03.2017	Состояние минерально-сырьевой базы в Российской Федерации по части углеводородов	25
25.03.2017	Геологоразведочные программы в ОАО «Томскнефть» ВНК	25
03.04.2017	Финансово-экономические аспекты и перспективы реализации геологоразведочных программ в Западно-Сибирском регионе	25
22.05.2017	Социальная ответственность	25
14.06. 2017	Предварительная защита	0

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К. Э. Н., доцент		20.03.2017

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	подпись	Дата
экономики природных ресурсов	Боярко Г. Ю.	д.э.н		20.03.2017

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Э3А	Капустин Евгений Игоревич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Экономики природных ресурсов
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Менеджмент

#### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрация, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы)</li> <li>- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Рабочее место с современной техникой соответствует правилам организации рабочего места для комфортной работы.</li> <li>– Вредные и опасные проявления факторов производственной среды отсутствуют.</li> <li>– Отсутствует опасное и вредное воздействие внешней среды.</li> </ul>
<p>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Руководство по социальной ответственности: международный стандарт ICCSR 26000:2011. Данный стандарт регулирует вопросы в безопасности и гигиены труда, промышленной безопасности, охраны окружающей среды и ресурсосбережения.</p>

#### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке

<p>1. Анализ факторов внутренней социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- принципы корпоративной культуры исследуемой организации;</li> <li>- системы организации труда и его безопасности;</li> <li>- развитие человеческих ресурсов через обучающие программы и программы подготовки и повышения квалификации;</li> <li>- системы социальных гарантий организации;</li> <li>- оказание помощи работникам в критических ситуациях.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Соблюдение требований применимых к деятельности предприятия</li> <li>– Промышленная безопасность сотрудников</li> <li>– Охрана труда</li> <li>– Жилищные программы</li> <li>– Пенсионное обеспечение</li> <li>– Обучение и развитие персонала</li> </ul>
<p>2. Анализ факторов внешней социальной</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Охрана природы и окружающей среды</li> </ul>

<p>ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- содействие охране окружающей среды;</li> <li>- взаимодействие с местным сообществом и местной властью;</li> <li>- спонсорство и корпоративная благотворительность;</li> <li>- ответственность перед потребителями товаров и услуг (выпуск качественных товаров);</li> <li>- готовность участвовать в кризисных ситуациях и т.д.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Промышленная безопасность</li> <li>– Взаимодействие с потребителями</li> <li>– Благотворительность</li> </ul>
<p>3. Правовые и организационные вопросы обеспечения социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ правовых норм трудового законодательства;</li> <li>- анализ специальных (характерные для исследуемой области деятельности) правовых и нормативных законодательных актов;</li> <li>- анализ внутренних нормативных документов и регламентов организации в области исследуемой деятельности.</li> </ul>	<p>Политика в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в ОАО «Томскнефть» ВНК регламентируется:</p> <p>распоряжением генерального директора ОАО «Томскнефть» ВНК № 162 от 09.03.2016 г. (Политика ПАО «НК Роснефть» «В области охраны окружающей среды» № ПЗ-05.02 П-01) и распоряжением генерального директора ОАО «Томскнефть» ВНК № 163 от 09.03.2016 г. (Политика ПАО «НК Роснефть» «В области промышленной безопасности и охраны труда» № ПЗ-05.01 П-01)</p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

<p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b></p>				
<p>Задание выдал консультант:</p>				
<p><b>Должность</b></p>	<p><b>ФИО</b></p>	<p><b>Ученая степень, звание</b></p>	<p><b>Подпись</b></p>	<p><b>Дата</b></p>
<p>Старший преподаватель</p>	<p>Феденкова Анна Сергеевна</p>			
<p>Задание принял к исполнению студент:</p>				
<p><b>Группа</b></p>	<p><b>ФИО</b></p>		<p><b>Подпись</b></p>	<p><b>Дата</b></p>
<p>2Э3А</p>	<p>Капустин Евгений Игоревич</p>			

## Планируемые результаты обучения по ООП 38.03.02 Менеджмент

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
<b>P<sub>1</sub></b>	Применять гуманитарные и естественнонаучные знания в профессиональной деятельности. Проводить теоретические и прикладные исследования в области современных достижений менеджмента в России и за рубежом в условиях неопределенности с использованием современных научных методов
<b>P<sub>2</sub></b>	Применять профессиональные знания в области организационно-управленческой деятельности
<b>P<sub>3</sub></b>	Применять профессиональные знания в области информационно-аналитической деятельности
<b>P<sub>4</sub></b>	Применять профессиональные знания в области предпринимательской деятельности
<b>P<sub>5</sub></b>	Разрабатывать стратегии развития организации, используя инструментарий стратегического менеджмента; использовать методы принятия стратегических, тактических и оперативных решений в управлении деятельностью организаций
<b>P<sub>6</sub></b>	Систематизировать и получать необходимые данные для анализа деятельности в отрасли; оценивать воздействие макроэкономической среды на функционирование предприятий отрасли, анализировать поведение потребителей на разных типах рынков и конкурентную среду отрасли. Разрабатывать маркетинговую стратегию организаций, планировать и осуществлять мероприятия, направленные на ее реализацию
<b>P<sub>7</sub></b>	Разрабатывать финансовую стратегию, используя основные методы финансового менеджмента; оценивать влияние инвестиционных решений на финансовое состояние предприятия
<b>P<sub>8</sub></b>	Разрабатывать стратегию управления персоналом и осуществлять мероприятия, направленные на ее реализацию. Применять современные технологии управления персоналом, процедуры и методы контроля и самоконтроля, командообразования, основные теории мотивации, лидерства и власти
<b><i>Универсальные компетенции</i></b>	
<b>P<sub>9</sub></b>	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
<b>P<sub>10</sub></b>	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.
<b>P<sub>11</sub></b>	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.

## **Сокращения**

ГРР - геологоразведочные работы

ФО – Федеральный округ

РФ – Российская Федерация

ХМАО – Ханты-мансийский автономный округ

ГРП – гидравлический разрыв пласта

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 76 страниц, 9 рисунков, 14 таблиц, 20 источников, 6 приложений.

Ключевые слова: геологоразведочные работы, бурение, сейсморазведка, экономический эффект.

*Объектом исследования* являются геологоразведочные работы на углеводородное сырье.

*Предметом исследования* является ОАО «Томскнефть» ВНК».

*Целью выпускной квалификационной работы* является анализ проблем финансово-экономического характера реализации программ по воспроизводству минерально-сырьевой базы в России.

*В процессе исследования* проводился анализ динамики финансирования геологоразведочных работ федеральным бюджетом и недропользователями в соответствии с принятыми программами и результативности геологоразведочных работ в плане прироста запасов.

*В результате исследования* был сделан вывод о проблемах финансово-экономического характера в реализации геологоразведочных программ в ОАО «Томскнефть» ВНК и сформированы предложения по их решению.

*Степень внедрения:* результаты исследования были представлены в докладах международных и всероссийских конференций для студентов, аспирантов и молодых ученых.

*Область применения:* в сфере управления нефтегазовым комплексом на региональном и федеральном уровне

*Экономическая эффективность/значимость работы* заключается в расчете удельных затрат на прирост запасов с целью сравнительного анализа результативности геологоразведочных работ нефтегазовых компаний.

*В будущем планируется* дальнейшее исследование проблематики реализации геологоразведочных программ.

## Оглавление

1	Состояние минерально-сырьевой базы в Российской Федерации по части углеводородов.....	15
1.1	Проблемы и перспективы добычи и прироста запасов углеводородного сырья в России.....	15
1.2	Финансирование и реализация воспроизводства углеводородного сырья по федеральным округам.....	20
1.3	Геологоразведочные программы российских нефтегазовых компаний ....	25
1.3.1	Программа геологоразведочных работ и ее реализация ..... в ПАО «НК «Роснефть».....	25 25
1.3.2	Программа геологоразведочных работ и ее реализация ..... в ПАО «ЛУКОЙЛ».....	28 28
1.3.3	Программа геологоразведочных работ и ее реализация ..... в ПАО «Газпром нефть».....	31 31
1.4	Финансирование геологоразведочных работ: проблемы ..... и перспективы.....	35 35
1.5	Зарубежный опыт реализации геологоразведочных программ .....	39
2	Геологоразведочные программы в ОАО «Томскнефть» ВНК.....	41
2.1	Характеристика деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК .....	41
2.2	Программа геологоразведочных работ в период с 2015 по 2019 год на примере ОАО «Томскнефть» ВНК.....	45
3	Финансово-экономические аспекты и перспективы реализации геологоразведочных программ в Западно-Сибирском регионе .....	50
3.1	Анализ структуры затрат на строительство скважин в западной Сибири	50
3.2	Предложения и рекомендации по развитию геологоразведочных работ в Западной Сибири.....	57
4	Социальная ответственность .....	60
4.1	Определение целей и задач программы КСО .....	60
4.2	Определение стейкхолдеров программы КСО .....	62
4.3	Определение структуры программы КСО .....	63
4.4	Определение затрат на программы КСО.....	65

4.5 Оценка эффективности программ и выработка рекомендаций .....	66
Заключение .....	67
Список используемых источников.....	68
Приложение АСвод программы ГРР по ОАО «Томскнефть» ВНК за 2015 год	71
Приложение БСвод программы ГРР по ОАО «Томскнефть» ВНК за 2016 год.	72
Приложение ВСвод программы ГРР по ОАО «Томскнефть» ВНК за 2017 год.	73
Приложение Г Свод программы ГРР по ОАО «Томскнефть» ВНК за 2018 год	74
ПриложениеД Свод программы ГРР по ОАО «Томскнефть» ВНК за 2019 год	75
Приложение Е График бурения разведочной скважины №236Р Крапивинского месторождения .....	76

## **Введение**

Геологоразведочные работы на жидкие или газообразные углеводороды – совокупность производственных и научно-исследовательских работ по геологическому изучению недр, выявлению перспективных территорий, открытию месторождений, их оценке и подготовке к разработке.

Основная цель, преследуемая при проведении работ - подготовка запасов полезных ископаемых. Основным принципом ГРР – комплексное геологическое изучение недр, когда наряду с поисками и разведкой месторождений нефти и газа изучаются все попутные компоненты (нефтяной газ и его состав, сера, редкие металлы и др.), возможность и целесообразность их добычи или утилизации, выполняются гидрогеологические, горно-технические, инженерно-геологические и другие исследования, анализируются природно-климатические, социально-экономические, геолого-экономические условия и их изменения в связи с перспективами разработки месторождений.

В настоящее время общее состояние геологической изученности недр и минерально-сырьевой базы Российской Федерации напрямую зависит от степени развития геологической службы (ее качества, мощности, организационной структуры, кадровой, научной, технической и технологической оснащенности) внутри страны. Геологическая разведка объективно считается стратегической отраслью. Отсутствие или неразвитость геологической службы, способной обеспечить национальные интересы, является первым признаком стран – сырьевых придатков.

До недавнего времени для нефтегазовых компаний Российской Федерации не было характерно присутствие острой необходимости в активном проведении ГРР в связи со значительным потенциалом существующих месторождений. Международные стандарты свидетельствуют о том, что крупные добывающие компании страны обеспечены запасами в среднем на период более чем 20 лет. При этом крупные международные нефтегазовые компании на текущем уровне без прироста запасов смогут позволить себе

добычу на период 10 лет. С помощью детального анализа данных становится ясным тот факт, что до 2025 года компании будут разрабатывать уже существующие и перспективные месторождения. Исходя из текущего уровня ГРП, стоит отметить, что после этого периода, они, скорее всего, столкнутся с трудностями восполнения запасов. Большая часть запасов, относящаяся к существующим месторождениям, является трудноизвлекаемой, а уровень обводненности месторождений превышает 80%. В связи с этим возникает необходимость проведения доразведочных работ на месторождениях, находящихся в разработке, а также на других площадях на территории Западной Сибири.

Будущее нефтедобывающей отрасли России с учетом ее текущего состояния и поставленных перед ней целей напрямую зависит от быстрого и успешного выполнения геологоразведочных проектов, в том числе на российском континентальном шельфе.

Цель выпускной квалификационной работы – анализ проблем финансово-экономического характера реализации программ по воспроизводству минерально-сырьевой базы в России.

Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие основные задачи:

- рассмотреть динамику финансирования геологоразведочных работ из федерального бюджета в соответствии с программой по воспроизводству минерально-сырьевой базы и динамику прироста запасов углеводородов;
- провести сравнительный анализ программ геологоразведочных работ нефтегазовых компаний России;
- проанализировать финансово-экономические аспекты реализации геологоразведочных программ в ОАО «Томскнефть» ВНК;
- сформировать предложения и рекомендации по решению выявленных проблем.

Объектом исследования являются геологоразведочные работы на углеводородное сырье.

Предметом исследования является ОАО «Томскнефть» ВНК

Информационной базой для написания выпускной квалификационной работы послужили научная литература по организации и проведения ГРР, интернет источники, годовые отчеты по производственной деятельности основных нефтегазовых предприятий страны.

# **1 Состояние минерально-сырьевой базы в Российской Федерации по части углеводородов**

## **1.1 Проблемы и перспективы добычи и прироста запасов углеводородного сырья в России**

Российская Федерация обладает уникальными запасами природных ресурсов и является одним из основных поставщиков нефти и газа на мировой рынок.

Добыча нефти в России с начала 2000-х годов стабильно растет, хотя в последнее время темпы роста замедлились, а в 2008-м было даже небольшое снижение. Начиная с 2010 года, добыча нефти в России преодолела планку в 500 млн. тонн в год и уверенно держится выше этого уровня, неуклонно повышаясь (рисунок 1).

Порядка 90% всей добываемой в России нефти приходится на 9 крупных нефтяных компаний с вертикально интегрированной структурой: «Роснефть», «Лукойл», «Газпромнефть», «ТНК-ВР», «Татнефть», «Сургутнефтегаз», «Башнефть», «Славнефть», «Русснефть»[1]. Кроме этого, насчитывается около 150 мелких и средних добывающих предприятий. На компании с объемом добычи нефти до 2,5 млн. тонн в год (до 50 тыс. барр. в сутки) в России приходится лишь 3% добычи (таблица 1). Крупнейшие нефтяные компании вертикально интегрированы.

В последние годы в российской нефтяной отрасли произошло существенное расширение государственного сектора. В 2013 г. государственной компанией «Роснефть» была поглощена компания «ТНК-ВР», на которую с учетом ее доли в «Славнефти» приходилось 15,7% общероссийской добычи. В последующем году была возвращена в государственную собственность компания «Башнефть», на которую приходится 3,4% общероссийской добычи. В результате в 2014 г. доля государственных компаний в общероссийской добыче нефти, достигла порядка 58,6%. При этом

доля «Роснефти» с учетом ее долей в добыче других организаций составила 38,1%. Годом позднее, доля государственных компаний в общероссийской добыче нефти (с учетом их расчетных долей в добыче других организаций) составляет 59%[2].

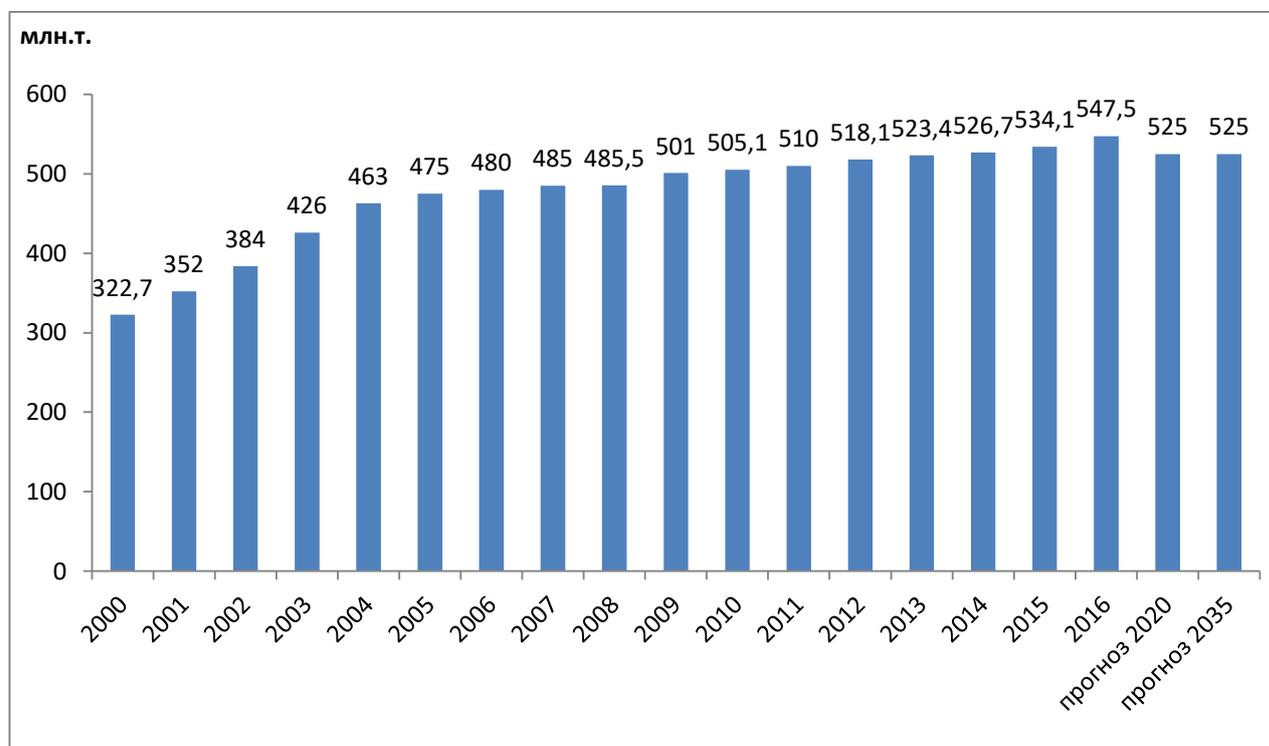


Рисунок 1 – Динамика добычи нефти в РФ, млн.т.

Таблица 1 – Структура добычи нефти российскими компаниями

	Добыча нефти, в 2010г., млн.т	Доля в общей добыче, %	Добыча нефти, в 2014г., млн.т	Доля в общей добыче, %	Добыча нефти, в 2015г., млн.т	Доля в общей добыче, %
Россия, всего	505,1	100,0	526,7	100,0	534,1	100,0
«Роснефть»	112,4	22,3	190,9	36,2	189,2	35,4
«ЛУКОЙЛ»	90,1	17,8	86,6	16,4	85,7	16,0
ТНК-ВР	71,7	14,2	-	-	-	-
«Сургутнефтегаз»	59,5	11,8	61,4	11,7	61,6	11,5
«Газпром», включая «Газпром нефть»	43,3	8,6	49,8	9,5	51,3	9,6
«Татнефть»	26,1	5,2	26,5	5,0	27,2	5,1
«Башнефть»	14,1	2,8	17,9	3,4	19,9	3,7
«Славнефть»	18,4	3,6	16,2	3,1	15,5	2,9
«РуссНефть»	13,0	2,6	8,6	1,6	7,4	1,4
«НОВАТЭК»	3,8	0,8	4,3	0,8	4,7	0,9
Операторы СРП	14,4	2,9	14,4	2,7	15,0	2,8
Прочие производители	38,2	7,6	50,1	9,5	56,5	10,6

В целом, добыча по стране неуклонно растет, но немаловажный фактор, которому стоит уделить особое внимание – приращение запасов.

Несмотря на это нефтегазовый комплекс России характеризуется неблагоприятными показателями развития. Одной из наиболее важнейших причин – ухудшение минерально-сырьевой базы, как в количественном, так и в качественном отношении. Большинство нефтяных компаний разрабатывали месторождения, открытия которых приурочены к 70-80 годам прошлого столетия. Доля извлекаемых запасов резко сокращалась и практически не восполнялась. Развитие данной проблемы связано со свертыванием геологоразведочных работ после распада СССР. Инвесторы не были готовы вкладывать средства в проекты с долгосрочными перспективами на реализацию которых, возможно, ушло бы не один десяток лет.

Остаточные запасы нефти в России, позволят лишь в течение ближайших 15-20 лет обеспечивать запланированную добычу, после чего, по мнению аналитиков и геологического сообщества неизбежно произойдет её резкое падение до 200-250 млн. тонн в год. К 2030-2035 году Россия не сможет не только экспортировать нефть, но и обеспечивать ею свои внутренние потребности. Это связано с тем, что, начиная с 90-х годов прошлого столетия, годовая добыча нефти в России не компенсировалась приростом её запасов и средняя восполняемость не превышала 85%. И только с 2006г. наметилась тенденция восполнения запасов за счет геологоразведочных работ. Причем коэффициент прироста составил всего 1,03, т.е. являлся простым воспроизводством

Попытки увеличить этот коэффициент за счет переоценки запасов (главным образом за счет повышения КИН) является манипулированием цифр, не имеющих ничего общего с их реальным приращением. Простое же их воспроизводство не позволяет уверенно смотреть в будущее и надеяться на доведение добычи нефти до планового уровня.

Существует ряд причин сложившейся негативной ситуации приращения запасов нефти и газа на территории Российской Федерации.

1. Отход государства от подготовки сырьевой базы вообще и нефтяной, в частности. Если в советское время государство в лице Министерства геологии СССР на бюджетные средства проводило ГРР, открывало месторождения, подсчитывало их запасы, а потом передавало их для разработки в соответствующее министерство, то теперь большая часть расходов на проведение ГРР и на подготовку запасов ложится на плечи недропользователей. В настоящее время за счет средств недропользователей выполняется до 95% ГРР, и только 5 % за счет федерального бюджета.

2. Выработанность запасов нефти в регионах традиционной нефтедобычи. Практически все нефтяные месторождения, которые в настоящее время обеспечивают нефтедобычу в России, были открыты 30-40 лет тому назад. Сейчас это выработанные месторождения, которые вступили или вступают в стадию падающей добычи. В европейской части России, в наиболее старом нефтегазодобывающем регионе, степень выработанности запасов по нефти достигает в среднем порядка 70%. По отдельным регионам степень освоенности разведанных запасов следующая:

- Уральский – 84,4%
- Приволжский – 91,1%
- Северо-Кавказский – 88,5%
- Калининградский (суша) – 91,9%
- Сахалинский (суша) – 94,5%.

Похожая картина и в Западной Сибири, где более 150 наиболее важных нефтяных месторождений находятся в стадии падающей добычи. Среди них такие гиганты, как Самотлор, Мамонтовское, Федоровское, Южно-Сургутское, Северо-Варьеганское и многие другие[3].

3. Уменьшение размеров запасов вновь открываемых месторождений. Характерной тенденцией последних десятилетий является сокращение размеров запасов вновь открываемых месторождений. За последние 40 лет средние запасы открываемых в России нефтяных месторождений снизились в тридцать раз и составили всего 900 тыс. тонн.

Таким образом, сложившаяся ситуация с перспективами наращивания запасов нефти и их расширенного воспроизводства не является благополучной. Для того, чтобы выйти на продекларированный уровень добычи в 546млн.тонн нефти в год и стабильно удерживать его требуется ежегодно двукратное приращение запасов.

С недавних времен правительство Российской Федерации уделяет особое внимание к проблеме восполнения запасов.

Благодаря проведению ГРП возможен совокупный прирост запасов нефти в объеме около 12 млрд. тонн, а при условии положительного выполнения целей по увеличению коэффициента извлечения нефти - 14 млрд. тонн, и газа в объеме не менее 16 трлн. куб. м.

Кроме того, в настоящее время предварительно оценены запасы и ресурсы распределенного фонда недр в крупных районах добычи нефти и газа, которые могут гарантировать воспроизводство минерально-сырьевой базы на будущие 10 - 15 лет не более чем на 50%, а иные запасы будут приращены на новых объектах, в том числе на новых территориях и акваториях России. В том числе, прирост запасов нефти для достижения оптимальных уровней добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке оценивается в 1,8 млрд. тонн к 2020 году и свыше 3 млрд. тонн – к 2030 году, что потребует существенного прироста запасов за пределами зоны нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан.

На весь период до 2030 года главными районами прироста запасов нефти и газа будут Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская и Тимано-Печорская нефтегазоносные провинции. Потенциально успешными направлениями развития сырьевой базы газовой и нефтяной промышленности Российской Федерации станут поиск, разведка и освоение газовых и нефтяных месторождений на континентальном шельфе арктических, дальневосточных и южных морей[4].

## 1.2 Финансирование и реализация воспроизводства углеводородного сырья по федеральным округам

В 2013 году была разработана государственная программа «Воспроизводство и использование природных ресурсов», разработчиком и исполнителем которой является Министерство природных ресурсов России. Данная программа реализуется в период с 2013 года по 2020, и ставит такие задачи как получение информации и повышение геологической изученности всех территорий Российской Федерации, а также ее континентального шельфа, Арктики и Антарктики; обеспечение рационального использования минерально-сырьевых ресурсов и воспроизводство минерально-сырьевой базы[5].

Для реализации поставленных данной программой «Воспроизводство и использование природных ресурсов» задач в 2016 проводился широкий комплекс геологоразведочных работ на углеводородное сырье на территории всех федеральных округов (за исключением Центрального), охватывая практически все нефтегазоносные провинции России, а также акватории арктических и дальневосточных морей. Общее финансирование составило 13,642 млрд. руб. (рисунок 2)

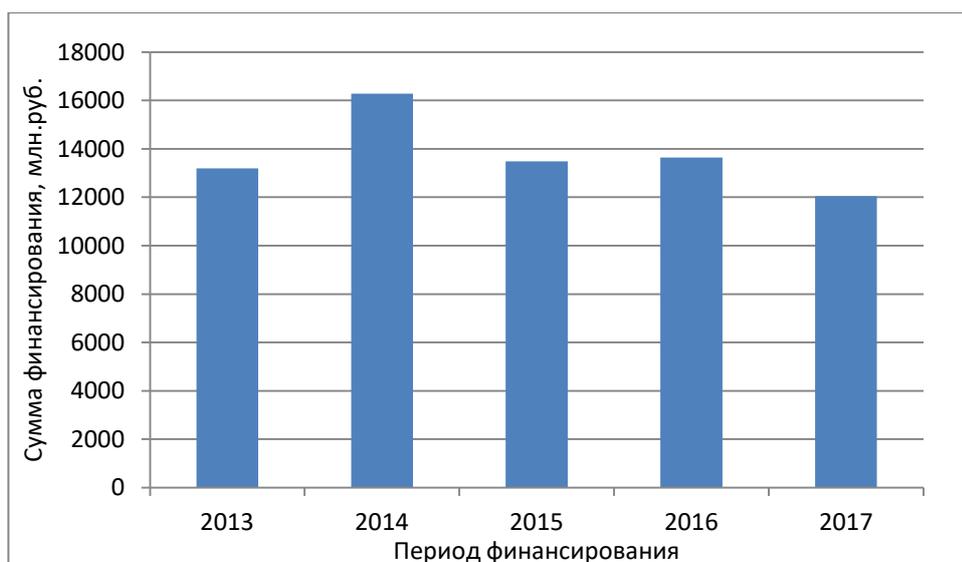


Рисунок 2 – Затраты федерального бюджета на проведение ГРР по углеводородному сырью

Работы проводились на 77 объектах, наибольшее количество которых сконцентрировалось в Сибирском ФО (24), на континентальном шельфе (11), в Уральском ФО (10) и Дальневосточном ФО (10). Максимальный объем затрат пришелся на Сибирский ФО — 5 млрд. руб. (37,3 %)(таблица 2). Основной объем финансирования был использован на региональные сейсморазведочные работы МОГТ-2D (83 %)[6].

Целью геологоразведочных работ является: уточнение геологического строения перспективных территорий нераспределенного фонда недр, локализация прогнозных ресурсов нефти и газа и подготовка на этой основе лицензионных участков для выставления их на аукционы для последующего проведения на них поисково-разведочных работ силами недропользователей.

#### Северо-Западный Федеральный округ

В Северо-Западном ФО работы велись на 5 объектах преимущественно в северо-западной и северо-восточной фланговых частях Тимано – Печорской провинции, а также в области сочленения Тимано-Печорской и Волго–Уральской НГП. Завершены сейсморазведочные работы МОГТ 2D в Коротайхинской впадине, Вашуткина-Талотинской складчато-надвиговой зоне и на их акваториальных продолжениях, где основные перспективы связаны с карбонатными палеозойскими толщами автохтона, а также с пермско-триасовой щетиной частью разреза. Выявлено 17 перспективных объектов. Завершены работы по разработке критериев прогноза и оценке потенциальных ресурсов углеводородов в низкопроницаемых коллекторах участков нераспределенного фонда недр Тимано-Печорской и Волго-Уральской НГП. Определены показатели экономической оценки, размеры минимальных разовых платежей для проведения аукционов и конкурсов при лицензировании. Даны рекомендации по проведению ГРР на нераспределенном фонде недр, выделены 12 перспективных участков для лицензирования в Тимано-Печорской НГП[7].

#### Приволжский Федеральный округ

На территории Приволжского ФО за счет средств федерального бюджета ГРР проводились на 3 объектах. По результатам работ в акватории

р.Волга на доманиковые отложения Бузулукской впадины и в зонах распространения тяжелых нефтей в пермских отложениях Волго-Уральской НГП прогнозируется выявление нефтегазоперспективных объектов с оценкой локализованных ресурсов в объеме порядка 315 млн. тонн усл. УВ. По итогам проведенных геолого-геофизических и геохронологических исследований додевонских отложений создается комплект карт, отражающих особенности строения структурных этажей протерозоя Волго-Уральско НГП.

#### Южный и Северо-Кавказский Федеральный округ

В Южном и Северо-Кавказском ФО геологоразведочные работы проводились на 7 объектах. Результат работ – уточнение строения и запасов мелких месторождений Волгоградской области и Республики Калмыкия за счет выявления пропущенных залежей. Завершены полевые сейсморазведочные работы по уточнению геологического строения юрского подсолевого комплекса Терско-Каспийского прогиба и зоны сочленения с Ногайской ступенью. По предварительным данным намечен ряд подсолевых структур, в том числе, биогермного типа, перспективных для поисково-разведочных работ.

#### Уральский и Дальневосточный Федеральный округ

На территории Уральского ФО геологоразведка проводилась на 10 объектах. Большинство объектов приурочено к выделенным ранее нефте-газо перспективным Карабашской и Гыдано-Хатангской зонам.

В Дальневосточном ФО работы велись на 10 объектах. Которые были направлены на изучение перспективных территорий Восточной Сибири в зоне трассы нефтепровода ВСТО в пределах Республики Саха (Якутия), а также в малоизученных районах Камчатки, Амурской области и Сахалина. Выполнены полевые сейсморазведочные работы на Рекиникской площади Камчатского края.

#### Сибирский Федеральный округ

В Сибирском ФО геологоразведочные работы велись на 24 объектах. Исследования приурочены к трассе нефтепровода ВСТО в пределах северных склонов Байкитской и Непoko-Ботуобинской антеклиз, Бахтинского мега

выступа, южной части Курейской синеклизы и Ангаро-Ленской ступени. Реализуется программа геологического изучения территории Енисей-Хатангской, Анабаро-Хатангской, Лено-Анабарской нефтегазоносных областей с целью подготовки объектов к лицензированию. Уточнена оценка ресурсов углеводородного сырья мезозойских и палеозойских отложений Енисей-Хатангского прогиба. В районах перикратонного обрамления Сибирской платформы в пределах Предверхоаянскопо, Предсеттедабанского и Предпатомского прогибов выявлены перспективные ловушки, дан прогноз нефтегазоносности и сформулированы рекомендации по дальнейшим направлениям работ на изучаемой территории.

Таблица 2 – Объем финансирования Сибирского ФО на проведение ГРП по углеводородному сырью

Период финансирования	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.
Объем финансирования, млрд. руб.	6,68	7,87	4,97	5,0	4,85
Доля от общего финансирования ГРП по углеводородному сырью, %	45	48	37	37,3	40

### Континентальный шельф

На континентальном шельфе РФ ГРП на нефть и газ проводились на 11 объектах. В пределах периокеанических прогибов Евразийского бассейна Северного Ледовитого океана по данным сейсморазведки 2D изучены разрез, структурные особенности и мощности осадочного чехла, уточнена сеймостратиграфическая модель строения окраинно-шельфовых структур моря Лаптевых, выявлены предпосылки УВ-накопления, дана оценка перспектив нефтегазоносности региона.

В 2016 году проводились работы по 7 объектам, непосредственным заказчиком которых являлось Федеральное агентство по недропользованию. В рамках данных объектов выполнялся мониторинг состояния фонда глубоких скважин на нефть и газ, пробуренных за счет федерального бюджета и находящихся на нераспределенном фонде недр; осуществлялось комплексное сопровождение исполнения полевых геофизических работ на 51 объекте.

Проанализирована сырьевая база УВ сырья и ее изменения в процессе доразведки и промышленного освоения месторождений; проведена комплексная интерпретация ретроспективных сейсмических материалов Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Северо-Кавказской и Лено-Тунгусской НГП с целью подготовки участков недр для лицензирования. Проводились работы по выявлению, обследованию и ликвидации экологически опасных глубоких скважин, находящихся на нераспределенном фонде недр. Всего было обследовано 500 потенциально экологически опасных скважин, а также выполнены ремонтно-изоляционные работы на 52 из них в Республике Башкортостан, Краснодарском крае, Астраханской, Новгородской и Тюменской областях.

В целом по РФ в результате выполненных исследований по предварительной оценке будут локализованы ресурсы углеводородного сырья в объеме 6,2 млрд. тунт.

В рамках реализации программы «Воспроизводство и использование природных ресурсов» на 2017г. сохраняются главные направления и задачи, решаемые в предшествующие годы. Проведение ГРП на углеводородное сырье планируется в пределах наиболее перспективных зон нефтегазоносных провинций России. В перечень 2017г. рекомендуется включить 46 объектов, в том числе, 30 переходящих и 16 новых.

Предварительный объем финансирования составляет 12047,3 млн. руб. (таблица 3).

Предстоит работа по 7 объектам параметрического бурения, в том числе по 4 новым (Центрально-Сибирский. Уральский, Северо—Западный федеральные округа).

Таблица 3– Наиболее финансируемые округа на проведение ГРП по углеводородному сырью

Федеральные округа	Объем финансирования, млрд. руб.	Доля от общего финансирования ГРП по углеводородному сырью, %
Сибирский	4,85	40

### Продолжение таблицы 3

Федеральные округа	Объем финансирования, млрд. руб.	Доля от общего финансирования ГРР по углеводородному сырью, %
Дальневосточный	2,27	18,8
Уральский	1,54	12,8

### **1.3 Геологоразведочные программы российских нефтегазовых компаний**

В настоящее время для увеличения и поддержания добычи на высоком уровне возрастает роль ГРР, так как восполнение выработанных запасов является залогом прогресса добычи в будущем. В связи с этим, ведущие нефтегазодобывающие компании ведут активную геологоразведку на традиционных нефтеносных регионах, и наращивают влияние на новых территориях.

Рассмотрим программы ГРР, на примере крупнейших добывающих предприятия страны: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть».

#### **1.3.1 Программа геологоразведочных работ и ее реализация в ПАО «НК «Роснефть»**

Крупнейшей публичной компанией по уровню добычи и объемам запасом в мире является ПАО «НК «Роснефть». Ресурсная база нефтяной компании ПАО «НК «Роснефть» уникальна, углеводороды распределены как на суше, так и на континентальном шельфе[8].

Стратегические цели ПАО «НК «Роснефть» в области разведки месторождений и добычи углеводородного сырья заключаются в поддержании текущих темпов развития действующих месторождений и открытии новых проектов.

Расходы на разведку запасов нефти и газа в 2016 году остались на уровне 2015 года и составили 13 млрд. руб., что является явным спадом в сравнении с 2014 годом где затраты составляли 19 млрд. руб. Тогда как в 2013 году затраты уменьшились на 26,1% по сравнению с 2012 годом. Затраты снизились в результате уменьшения объемов сейсмических работ и прочих геологоразведочных работ на различных лицензионных участках компании.

Наиболее интересным регионом с точки зрения геологоразведки в Западной Сибири являются ХМАО и северные территории Томской области. Работы по ГРП ведет совместное предприятие с ПАО «Газпром» ОАО «Томскнефть» ВНК. На данных территориях, для уточнения и детального оконтуривания нефтяных залежей, проведены сейсморазведочные работы (МОГТ 3D) на площади более 6 тыс. км<sup>2</sup>. Выполнено бурение 50 скважин разведочного и поисково-оценочного характера. Успешность буровых работ составила 84%, что является самым высоким показателем за последние несколько лет.

По результатам проводящихся геологоразведочных работ было открыто 13 и 127 месторождений и залежей соответственно, учитывая все проекты участия действующих партнеров. Показатели восполнения добычи приростом запасов находятся на отметке 168%, прирост запасов газа составляет 159 млрд.куб. м, в то время как нефти и конденсата 146 млн.тонн.

Также стоит отметить увеличение объемов 2D и 3D сейсморазведки, показатели которых превысили на 58% показатели прошлого 2015 года (рисунок 3, 4). Показатели поисково-разведочного бурения на суше так же весьма успешны и составляют 79%. А общий прирост запасов за счет геологоразведки составил 322 млн. т.н.э.

Программа ГРП ПАО «НК «Роснефть» на шельфовых лицензионных участках реализуется в полном объеме.

Так в 2015 году сейсморазведочные работы, проводящиеся методом 2D составили 20 434 пог. км водных поверхностей морей. При проведении сейсморазведочных работ использовалась система, успешно замещающая

импорт в ГРР, собирающая комплекс информации, созданная трудами специалистов компании и Арктического Научного Центра. Данное изобретение в режиме реального времени оценивает ледовую обстановку и оценивает текущее положение кромки льда, отслеживая динамику полей дрейфующего льда и ледяных образований.



Рисунок 3 – Динамика доказанных запасов углеводородного сырья ПАО «НК «Роснефть», млн. б.н.э

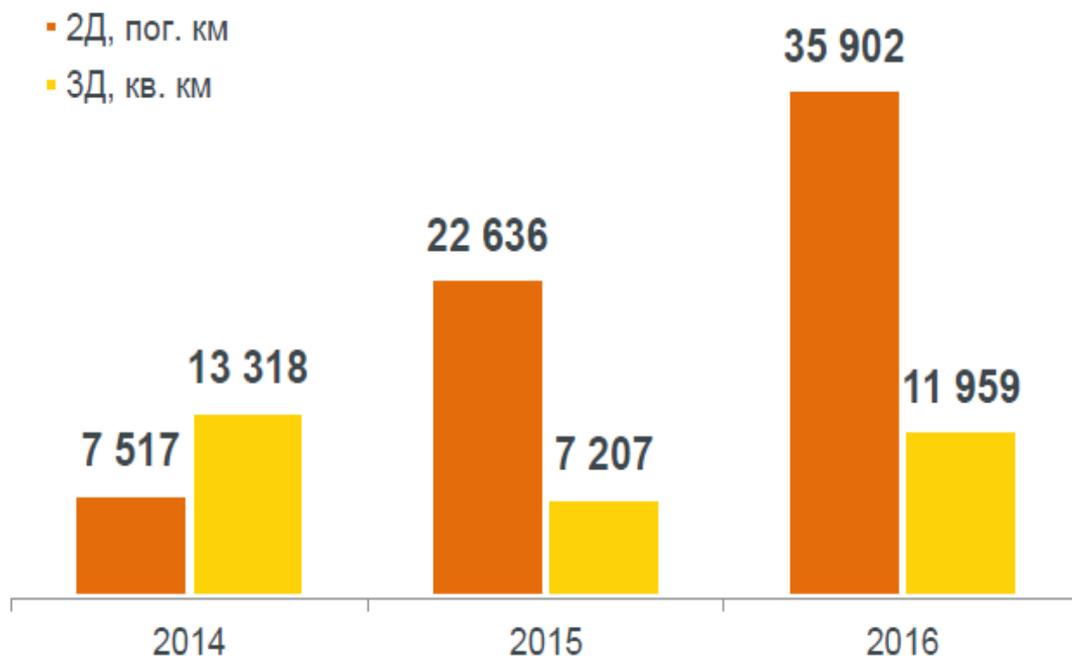


Рисунок 4 — Объем сейсморазведочных работ ПАО «НК «Роснефть»

Сейсморазведочные работы, проводящиеся методом 3D составили 2 710 км<sup>2</sup> водных поверхностей морей. В дополнение к этому проводилась полевая геоэкспедиция с целью изучения комплекса осадочных пород на Новой Земле и Земле Франца Иосифа. Результат данного исследования позволил построить направление для осуществления поиска углеводородов на шельфе Баренцева моря и Карского.

### 1.3.2 Программа геологоразведочных работ и ее реализация в ПАО «ЛУКОЙЛ»

Основной стратегической задачей Компании является наращивание потенциала добычи, а следовательно, улучшение в качественном и количественном выражении ее ресурсной базы. ЛУКОЙЛ непрерывно увеличивает объемы ГРП, продолжает работать над повышением их эффективности. За последние 2 года на ГРП было потрачено около 114 млрд. руб., а прирост доказанных запасов в результате разведки и разработки составил 1,4 млрд. барр. н. э.

Снижение цен на нефть в 2015 году было компенсировано получением нефти в счет возмещения затрат по проекту Западная Курна-2 на сумму 185 млрд. руб. В итоге выручка сегмента «Разведка и добыча» в 2015 году выросла на 9,8% и составила 1 877 млрд. руб., а EBITDA выросла на 4,8%, до 489 млрд. руб. Капитальные затраты в 2015 году в рублях выросли на 5,4% до 488 млрд. руб., при этом, доля затрат на перспективные проекты выросла до 51,5% (252 млрд. руб.) с 41,2% в 2014 году[9].

Капитальные затраты по Группе остались практически на уровне 2014 года, однако, произошло перераспределение инвестиций в пользу сегмента «Геологоразведка и добыча», которые выросли на 5,4% до 488 млрд. руб. ЛУКОЙЛ концентрирует внимание на развитии перспективных проектов, капитальные затраты в которые были увеличены на 31,7% (рисунок 5).

Основные объемы ГРП Компании сконцентрированы в районах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Западной Сибири и Поволжья (включая акваторию Каспийского моря). В 2015 году открыто 18 месторождений (17 нефтяных и одно газовое), что является рекордом за последние 15 лет. Кроме того, в 2015 году открыто 54 новых залежи на ранее открытых месторождениях, что также является рекордом за последние 15 лет.

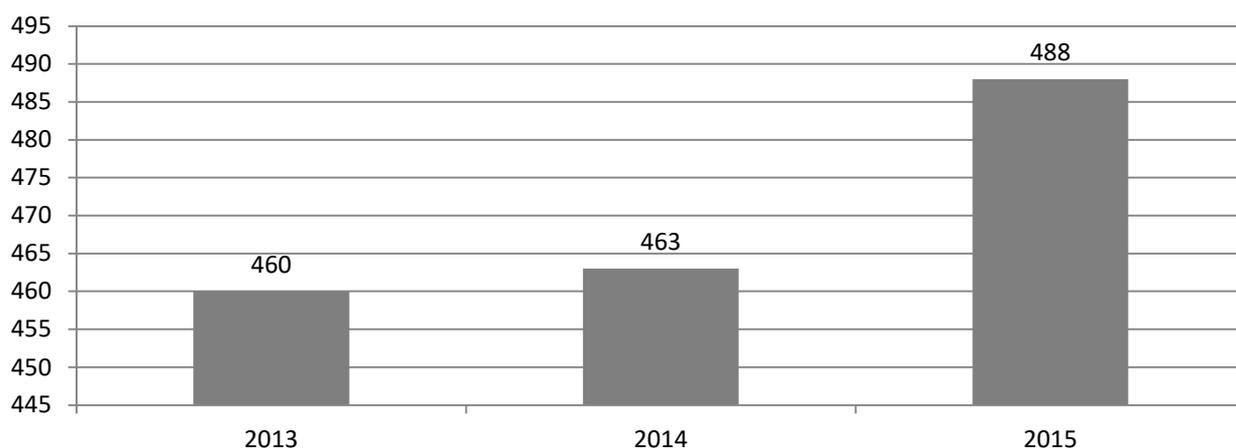


Рисунок 5 – Объем капитальных вложений на геологоразведку и добычу, млрд. руб.

В 2015 году были увеличены объемы сейсморазведочных работ 2Д на 60,4%, до 9 984 тыс. м, в связи с проведением новых поисковых работ на участках в Западной Сибири, Республике Коми (Тимано-Печора), Пермской области (Предуралье). Были увеличены работы по вертикальному сейсмическому профилированию (ВСП) на 22,9%. В 2015 году ВСП было выполнено на 43 скважинах. Проходка в разведочном бурении в 2015 году была сокращена на 28,7% и составила 191 тыс. м.

Западная Сибирь является основным регионом добычи нефти Компанией (43,9% от добычи нефти группой «ЛУКОЙЛ»), а также ее основной ресурсной базой (50,0% от доказанных запасов нефти группы «ЛУКОЙЛ»).

В Западной Сибири ЛУКОЙЛ ведет деятельность на территории двух автономных округов: Ханты-Мансийского (в основном нефтяные месторождения) и Ямало-Ненецкого (в основном газовые месторождения).

В Западной Сибири находятся 12 из 19 крупнейших (с добычей более 1 млн. тонн в 2015 году) нефтяных месторождений Компании в России. Крупнейшим из них по запасам является Вать-Еганское месторождение (доказанные запасы нефти на конец 2015 году составили 861 млн. барр.).

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция обладает потенциалом роста добычи. Перспективы добычи связаны с разработкой Денисовской впадины и месторождений с высоковязкой нефтью. За счет разработки месторождений с помощью новых технологий Компания планирует ускорить ввод в разработку запасов тяжелой нефти, на которые пришлось 4,7% всех доказанных запасов углеводородов Компании в 2015 году.

Предуралье также является традиционным регионом нефте- и газодобычи Компании. ЛУКОЙЛ начал деятельность в регионе в 1995 году с момента передачи в соответствии с постановлением Правительства РФ акций ряда добывающих акционерных обществ региона в уставный капитал Компании.

Месторождения Предуралья являются сравнительно небольшими по объему запасов и характеризуются значительной географической разрозненностью. Однако наличие в данном регионе высокоразвитой транспортной инфраструктуры, а также собственного НПЗ и газоперерабатывающих мощностей Компании значительно повышает эффективность разработки месторождений. Применение современных технологий позволяет увеличивать коэффициент извлечения нефти и объемы добычи в регионе.

В 2015 году на данный регион пришлось 16,4% доказанных запасов и 15,0% добычи нефти Компании. Особенностью геологоразведки в Пермском крае является наличие большого количества природоохранных и водоохранных зон на площадях развития калийно-магниевых солей. С целью соблюдения экологического законодательства, а также экологической политики Компании, разработаны и внедрены специальные экологосберегающие технологии и методики сейсморазведочных и буровых работ.

В 2015 году добыча нефти в Предуралье выросла на 3,0% и достигла 15,1 млн. тонн. Доля добычи региона в общей добыче Компании составила 15,0%. Добыча нефти в регионе непрерывно растет уже 14 лет подряд со среднегодовым темпом 3,7% в том числе за счет эксплуатационного бурения и проведения геолого-технических мероприятий на действующем и бездействующем фондах добывающих и нагнетательных скважин.

### 1.3.3 Программа геологоразведочных работ и ее реализация в ПАО «Газпром нефть»

«Газпром нефть» намерена увеличить объемы добычи углеводородов до 100 млн. тонн н. э. в год к 2020 г. и поддерживать этот уровень до 2025г. (рисунок 6). Отношение доказанных запасов к добыче планируется поддерживать на текущем уровне. Для достижения этих целей «Газпром нефть» будет стремиться к максимально рентабельному извлечению остаточных запасов на текущей ресурсной базе за счет распространения применяемых лучших практик оптимизации разработки, снижения себестоимости опробованных технологий, привлечения и промышленного внедрения новых технологий. Компания предусматривает создание нового центра добычи на севере Ямало-Ненецкого автономного округа. «Газпром нефть» рассматривает нетрадиционные запасы в качестве возможности для роста и будет развивать этот класс активов как важный элемент своего портфеля[10].

«Газпром нефть» и дочерние общества обладают правами на пользование недрами более чем на 90 лицензионных участках, расположенных в нефтедобывающих регионах РФ, а также за пределами РФ.

По состоянию на 31 декабря 2015 года суммарные запасы углеводородов «Газпром нефти» (с учетом доли в совместных предприятиях, кроме NIS) категорий «доказанные» и «вероятные» (proved + probable — 2P) по международным стандартам SPE-PRMS\*\* составили 2,7 млрд. тонн н.э. Это на 5,6% или 143 млн. тонн больше аналогичного показателя предыдущего года.

В 2015 году «Газпром нефть» на 279% возместила новыми запасами объем добычи (79,7 млн. тонн н.э.).

Доказанные запасы (proved, 1P) углеводородов «Газпром нефти» на конец 2015 года оцениваются в 1,52 млрд. тонн н.э. — рост на 5,2% по сравнению с уровнем конца 2014 года. В этой категории запасов уровень воспроизводства превысил добычу почти в 2 раза (193%)[11].

В 2015 году успешность поисково-разведочного бурения превысила 90%.



Рисунок 6 — Добыча углеводородов ПАО «Газпром нефть», млн.тонн н.э.

По группе «Газпром нефть» инвестиционную программу утверждает совет директоров. В 2016 году ее размер составлял 362 млрд. руб., из которых 244 млрд. руб. направлены в геологоразведку и добычу, 75 млрд. руб. — в нефтепереработку, 17 млрд. руб. — в реализацию нефтепродуктов, 19 млрд. руб. — в проекты НИС, на М&А и иные проекты — 7 млрд. руб.(рисунок 7,8)[12].

Инвестиционная программа «Газпром нефти» на 2017 год предусматривает освоение инвестиций в объеме 404,1 млрд. рублей. На 2016-18 годы приходится пик инвестиций в развитие крупных проектов «Газпром нефти» в добыче и переработке: расширение инфраструктуры Новопортовского и Мессояхской группы месторождений, строительство производственных комплексов на российских НПЗ и перерабатывающем активе компании НИС в Сербии, направленных на рост операционной эффективности, увеличение глубины переработки и повышение показателя выхода светлых

нефтепродуктов. Кроме того, Совет директоров «Газпром нефти» принял к сведению информацию о плане мероприятий по утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) до 2020 года.



Рисунок 7 – Структура распределения инвестиционных средств 2016г., млрд. руб.

Также на рассмотрение Совета директоров «Газпром нефти» была представлена программа развития компании на шельфе РФ. В последние годы «Газпром нефть» и ее дочерние предприятия провели масштабную работу по подтверждению экономической эффективности шельфовых проектов, входящих в периметр компании. Выполненные исследования подтверждают перспективность увеличения коммерческих запасов углеводородов за счет продолжения геологоразведочных работ на шельфе российской Арктики, а также подтверждают возможность эффективной разработки месторождений на шельфе.

В 2016 году «Газпром нефть» ввела в эксплуатацию два крупнейших нефтяных месторождения на Ямале– Новопортовское и Восточно-Мессояхское. Компания запустила новую логистическую схему перевалки арктической нефти и начала круглогодичную отгрузку нефти через морской нефтеналивной

терминал «Ворота Арктики». Объем накопленной добычи на Приразломном – единственном разрабатываемом месторождении на шельфе российской Арктики – превысил 3 млн. тонн.

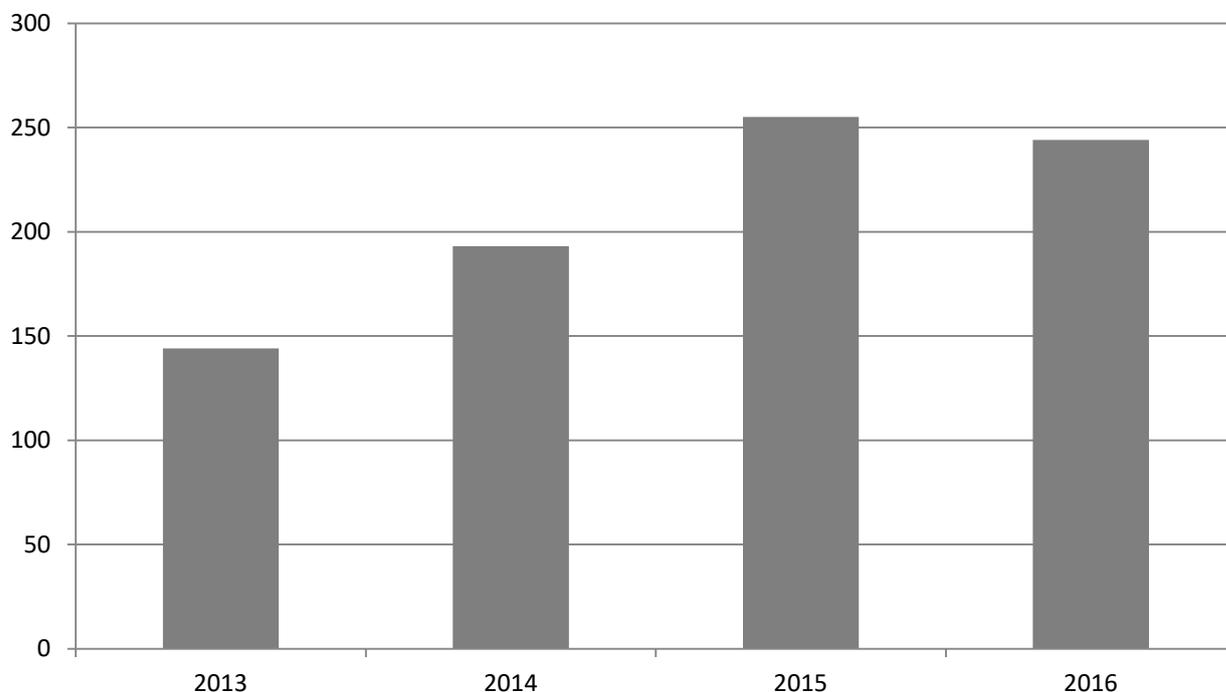


Рисунок 8 – Объем капитальных вложений на геологоразведку и добычу, млрд. руб.

Продолжилась реализация второго этапа масштабной программы модернизации нефтеперерабатывающих заводов «Газпром нефти». Ключевые проекты Московского НПЗ – строительство комбинированной установки переработки нефти «Евро+» и биологических очистных сооружений «Биосфера» – в 2016 году вошли в активную фазу. Дан старт реализации проекта строительства новой установки первичной переработки нефти на Омском НПЗ, которая станет одной из крупнейших в России. Министерство энергетики РФ присвоило статус национального проекту «Газпром нефти» по развитию производства катализаторов в Омске: к 2020 году компания создаст высокотехнологичный комплекс, который позволит обеспечить российскую нефтеперерабатывающую отрасль качественными отечественными катализаторами.

## **1.4 Финансирование геологоразведочных работ: проблемы и перспективы**

Бизнес в мире различных отраслей, в том числе и геологоразведочный, стремится работать в наиболее комфортных условиях. При вложении капитала инвесторы анализируют и оценивают множество аспектов, такие как стоимость рабочей силы, уровень налогообложения, наличие рисков (политических), степень криминализации и т.д. На стадии планирования геологоразведочных работ также оцениваются перспективы, с точки зрения нефтеносности района, особенности государственного управления в секторе ГРР, которые прямо влияют на решение вопроса о вложении денег в поиски и оценку месторождений полезных ископаемых[13].

Основные факторы, влияющие на развитие ГРР, как в Западной Сибири, так и по России в целом:

1. Государственная поддержка в сфере налогообложения ГРР;
2. Получение прав пользования недрами и их рыночный оборот;
3. Доступность привлекаемых финансовых ресурсов;
4. Доступность архивной геологической информации;

Недостаточность мер государственной поддержки в сфере налогообложения ГРР. В развитых сырьевых странах государство достаточно эффективно регулирует объёмы и направления ГРР, используя разнообразные стимулирующие меры. О стимулировании и государственной поддержке ГРР в России в последние 5-7 лет ведутся дискуссии, но фактически реальные решения в данном секторе не предпринимаются. Единственный положительный механизм проведения ГРР был ликвидирован в 2001 году. Сегодня единственным, но весьма сомнительным стимулом вкладывать деньги в ГРР для частных компаний является увеличение затрат федерального бюджета на эти цели. В соответствии с действующим налоговым кодексом финансирование любых ГРР в России может производиться лишь из прибыли предприятий, в то время как во всех других сырьевых промышленных странах

(Канада, Австралия, ЮАР и др.) эти затраты входят в себестоимость горной продукции. Кроме того, в большинстве стран реализованы механизмы, позволяющие другим (не горным) компаниям получать налоговые скидки в случае вложения средств в ГРР, дифференцировать налоговые ставки в зависимости от стадии работ, дающие определенные преференции малым геологоразведочным и горным компаниям. В настоящее время в законодательстве Российской Федерации нет таких понятий, как малые горные компании и юниорные геологоразведочные компании, поэтому официально у нас нет субъектов предпринимательской деятельности, на которые можно было бы распространить протекционистские меры.

Сложность и длительность процедуры получения и передачи прав пользования недрами. Россия существенно отличается от развитых сырьевых стран системой предоставления и передачи прав пользования недрами. Целый ряд особенностей действующего российского законодательства ограничивает развитие малых, в том числе юниорных, геологоразведочных компаний. Во-первых, в российском недропользовании с советских времен сохранился неприемлемый для рыночной экономики принцип: «Участки для проведения ГРР выбирает государство (чиновник)», в соответствии с выбором которого формируются федеральные программы лицензирования недр. Конечно, компания силами своих специалистов может оценить перспективы того или иного региона и осуществить самостоятельный выбор перспективного участка, но после этого она должна будет достичь положительные результаты во включении его в федеральную программу лицензирования, а затем участвовать в аукционе на общих основаниях. Для юниорной компании это неприемлемо, так как, добиваясь включения участка в федеральную программу, она раскрывает результаты своих прогнозных построений, которые до получения прав пользования недрами, безусловно, должны являться коммерческой тайной. Во-вторых, процедура приобретения прав пользования недрами через аукционы, какой бы прозрачной она ни была, требует от компании значительных затрат времени (1-2 года) и средств еще до начала ГРР, что также

неприемлемо для юниорного бизнеса. В-третьих, лицензия на право пользования недрами не может служить предметом сделки между участниками рынка (передача прав пользования недрами возможна только путем реорганизации юридического лица или внутри вертикально-интегрированной компании). То есть просто продать право пользование недрами в России нельзя, необходимо реорганизовывать (продавать) компанию, что существенно дольше и хлопотней. Еще одним недостатком действующего законодательства является низкий уровень защищенности имущественных прав на участок недр и, как следствие, высокие риски потери этих прав. Право пользования недрами может быть прекращено решением Роснедра (без суда), а перечень оснований, по которым может быть принято такое решение, не имеет однозначного толкования.

Полное отсутствие возможности привлечения капитала в рисковые проекты. Финансирование геологоразведочных работ возможно за счет:

- собственных (оборотных) средств (за счет акционеров);
- банковских кредитов;
- фондовых рынков, отечественных РТС, ММВБ или зарубежных LSE, DeutscheBoerse, NYSE и другие[14].

На сегодняшний день, одним из основных инструментом финансирования ГРП на территории Российской Федерации является собственные средства инициаторов работ или средства владельцев проекта.

Геологоразведочные работы привлекательны для многих инвесторов. Руководители крупных компаний, сфера деятельности которых не связана нефтегазовым сектором, зарабатывающие колоссальные средства в иных регионах, инвестируют в дочерне предприятия организованные специально для проведения ГРП на перспективных участках недр и небольших недоизученных месторождениях.

Типичная же западная молодая компания создается людьми не самыми богатыми, но зато специалистами в геологии того или иного региона, и

собственных средств, как правило, имеет не много. Финансирование ГРР за счет банковского кредита в России практически невозможно.

Крупные нефтяные компании, в обороте которой имеются свободные средства – кредиты не используют, а малой компании необходимо представить в банк достаточные гарантии возврата заемных средств, например, внося в качестве залога реальные материальные активы. Однако у небольшой молодой компании нет никаких реальных активов, за исключением права пользования участком недр.

Финансирование геологоразведочных работ на основании фондовых рынков в РФ весьма затруднительна. Фондовый рынок преобразует сбережения в средства для инвестиций. Не смотря на это, современный фондовый рынок в основном решает иные задачи. Современный фондовый рынок может служить стартовой площадкой для выхода на зарубежные рынки, он позволяет продать часть или всю компанию стратегическим инвесторам, приобрести залоговые активы для получения кредитов[15].

К тому же классический вариант фондового рынка предназначен для торговли акциями компаний с «нормальным» уровнем риска, а для размещения акций молодых и других малых и высокорисковых компаний на ведущих биржах мира существуют специальные торговые площадки. В России само понятие рискованного (венчурного) капитала появилось совсем недавно, законодательная база, регулирующая его оборот, полностью отсутствует, вследствие этого нет и соответствующего рынка. Некоторые геологоразведчики пытаются привлекать внешний капитал на зарубежных рынках ценных бумаг, но этот путь сложен, дорог, долог и практически неприемлем для средних и малых российских компаний. К сожалению, проблема широкого участия мелких российских инвесторов (физических лиц) в финансировании ГРР в России представляется неразрешимой, по крайней мере, в среднесрочной перспективе. Создать в стране рынок рискованного капитала за год-два невозможно, даже при успешной реализации «Стратегии развития финансового

рынка РФ». Кроме того, в настоящее время велико недоверие к вложению накопленных денег в какие бы то ни было инвестиционные проекты.

### **1.5 Зарубежный опыт реализации геологоразведочных программ**

Для корректной оценки текущего положения необходимо разобрать ряд вопросов функционирования мирового нефтегазового комплекса. Российская Федерация, как страна-экспортер, является крупнейшим партнером в нефтегазовом комплексе, и категории оценки его деятельности полностью относятся к практике наших работ. Согласно актуальной статистике мировая добыча углеводородов достигла добычи в 3350 млн. тонн и 2370 млрд. м<sup>3</sup> газа в год. Причем крупнейшие 20 компаний США, работающие во всем мире, получают примерно 410 млн. тонн нефти и около 390 млрд. м<sup>3</sup> газа в год.

Инвестиции этих нефтяных компаний в блоки добычи, разведки и переработки нефти на сегодняшний день достигли до 54 млрд. долларов. Суммарная выручка от всех видов деятельности достигла 517 млрд. долларов, чистый доход - около 32 млрд. долларов. Иначе говоря, чистый доход равняется примерно 6%. Мировой опыт отражает, что добыча жидких и газообразных углеводородов и общее функционирование мирового нефтегазового комплекса могут эффективно осуществляться только при адекватном финансировании. Общеизвестно, что только наука и научно-технический прогресс позволяют нефтегазовому комплексу функционировать рентабельно. В сектор добычи выделяются колоссальные денежные средства. Примерно треть себестоимости добытых нефти и газа составляют расходы на научно-технологическое обеспечение и проведение разведочных работ. Причем, переинтерпретация полученных прежде данных в комплексе с результатами новейших исследований дает геологам в некоторых случаях не меньше информации, чем поисковое бурение. Это характерно, в частности, для США, где увеличение запасов за счет ревизии ранее накопленных научных материалов превышает их прирост в результате открытия новых залежей или месторождений.

В итоге, представляется возможным отметить, что для зарубежных стран свойственен технологически высокий уровень геологоразведочных работ. Высоту риска при поиске и разработке месторождений удалось снизить за счет таких технологий как, например, 3Д. Развитие глубоководного бурения прошло недолгий период – несколько лет, и теперь является одним из самых важных направлений. Так, например, на западной части Атлантики (акватория Бразилии) осваиваются месторождения на глубинах порядка более 2000 м. Также с помощью упомянутого выше направления, на территории Гвинейского залива компаниями ведутся геофизические работы на глубине воды 1500 м. Собранные данные о производительности различных видов скважин позволяют четко увидеть результат научно-технического прогресса. Так средняя производительность в тоннах за один день на одну скважину в Норвегии составляет 880, в Великобритании производительность составляет 224, в Египте равняется 100, Алжире – 90, Индонезии – 23 (добыча в конце прошлого столетия на разрабатываемом с 1944 года месторождении Минас составляет 40 т).

Показатели о геологическом положении нефтегазоносных бассейнов этих государств не дают причин полагать, что сырьевые районы Российской Федерации значительно отличаются от вышеназванных зарубежных. Причина в технологии проводки и освоении скважин, а также в исправном контроле за режимом разработки. Основными показателями успешно развивающегося мирового нефтяного бизнеса являются значительные инвестиции, достаточно высокий уровень технологий, масштабные научные открытия и исследования, а также внедрение результатов данных исследований, кооперация крупных успешно развивающихся в этой отрасли компаний для решения основных проблем. Не стоит забывать о том, что часто на всех территориях геологи и нефтяники встречаются с большим количеством трудностей, обусловленных ростом освоенности запасов, уменьшением масштабов открытых месторождений, ростом глубин воды на морских месторождениях, а также других реально существующих факторов.

## **2 Геологоразведочные программы в ОАО «Томскнефть» ВНК**

### **2.1 Характеристика деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК**

ОАО «Томскнефть» ВНК – дочернее общество нефтяных компаний ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром нефть», осуществляющая добычу углеводородного сырья. В административном отношении компания расположена в Томской области в городе Стрежевом. Является градообразующим предприятием. Компания основана в 1993 году в ходе приватизации объединения «Томскнефть», созданной в 1966 году[16].

Нефтяная компания ОАО «Томскнефть» ВНК осуществляет добычу нефти и газа на северных территориях Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа – Югра (ХМАО-Югра). Территория деятельности составляет более 42 тысяч км<sup>2</sup>. Площадь лицензионных участков - свыше 26 тысяч кв.км. Главная отличительная черта географии компании - разбросанность месторождений. Они находятся в труднодоступных Васюганских болотах и на неосвоенных землях. Степень заболоченности Томской области достигает 37%.

На текущий 2017 год, нефтяная компания обладает 24 лицензиями на добычу углеводородов (нефти и газа) на месторождениях приуроченных к территории Томской области. На осуществление добычи нефти и газа на месторождениях ХМАО-Югра приобретено 7 лицензионных соглашений, 7 лицензий на геологическое изучение с дальнейшей добычей углеводородного сырья. Кроме того, ОАО «Томскнефть» ВНК является агентом на разработку двух лицензионных участков ПАО «НК «Роснефть». Остаточные извлекаемые запасы предприятия составляют более 300 млн. тонн.

Основной – преобладающий и имеющий приоритетное значение вид хозяйственной деятельности, обеспечивающий более 90 % выручки Общества – добыча нефти. Однако помимо добычи нефти компания реализует проекты в

сфере переработки нефти и реализации нефтепродуктов. Ведутся масштабные работы в области ГРП.

До 1966-90 гг. происходило неуклонное наращивание годовой добычи нефти до максимального уровня 14.8 млн.тонн. Примечательно, что график добычи нефти синхронизирован с графиком динамики объемов бурения. Последние также интенсивно наращивались с 217 тыс.м. в 1979 г. до 1170 тыс.м в 1986 г., в последующий период (1990-95 г.) почти с тем же темпом снизились до 270 тыс.м. Определяющее влияние этого фактора связано с вводом в эксплуатацию новых запасов, но при этом вопросы интенсификации отборов, повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) отодвигались на второй план. Поэтому снижение объемов проходки в совокупности с другими факторами и привело к резкому падению годовой добычи нефти до 11,2 млн. тонн уже к 1994 г. В последующем (95-96 гг.) этот уровень удалось стабилизировать благодаря работам по ГРП пластов с использованием зарубежной техники и технологии. В последующем времени вплоть до 2000 года, динамика показателей добычи нефти была отрицательной. В 2000 году показатели по добыче сырья составили 10,2 млн. тонн в год. В период с 2000 по 2015 год за счет обширных мероприятий добыча нефти составляла порядка 10,5 млн. тонн. В последние годы динамика добычи нефти отрицательная. На 2015 год наблюдается незначительное снижение показателей. Объем производства, по сравнению с 2014 годом, сократился на 0,4%, что составляет 9,89 млн. тонн.

Основной причиной отрицательной динамики добычи является то, что основная группа месторождений компании находят на завершающей, четвертой стадии разработки. Данная стадия – завершающая. На четвертой стадии разработки залежи возрастает значимость вопроса экономической рентабельности эксплуатации скважины. Увеличение отборов жидкости с постепенным уменьшением темпа отбора нефти удорожает показатель затрат на добычу одной тонны нефти. Экономическая рентабельность эксплуатации скважины резко сокращается. Подобное явление характерно для зрелых

месторождений. Среди месторождений разрабатываемые компанией, основная часть открыта и введена в эксплуатацию в 70х годах прошлого столетия. Характеризуются выработанностью запасов в отдельных частях залежей до 95%. К числу таких месторождений можно отнести такие уникальные площади как Советское. Вблизи города Стрежевой, месторождение по объемам производства и добычи сырья является абсолютным рекордсменом. Так же необходимо отметить Вахское месторождение опытно-промышленная эксплуатация, которой началась в 1975 году. В Васюганском регионе к числу подобных месторождений можно отнести такие как: Оленье – старейшее месторождение, первое в регионе, открытое в эпоху нефтедобычи в регионе, а также Катильгинское, Ломовое. Озерное. На текущий момент Озерное месторождение находится в консервации, по причине высокой обводненности продукции и выработки запасов.

Доход компании и ее экономическое положение напрямую зависит от объема добычи. Доля доходов от добычи нефти за 2015 год составила 94,2 % в общих доходах Общества (таблица 4, 5).

Таблица 4– Доля доходов от каждого вида деятельности в денежном выражении

Период	2014		2015		Изменение	
	млн. руб.	%	млн. руб.	%	млн. руб.	%
Всего	120 914	100	132 646	100	11 731	9,7
Нефть	113 807	94,1	124 987	94,2	11 180	9,8
Газ	2 518	2,1	2 575	1,9	57	2,3
Нефтепродукты	3 492	2,9	3 775	2,8	283	8,1
Прочая	1 097	0,9	1 309	1,0	212	19,3

Таблица 5– Доля объемов реализации от каждого вида деятельности в натуральном выражении

Период	2014		2015		Изменение	
	тыс.т	%	тыс.т	%	тыс.т	%
Объем реализации нефти	9 789	84,2	9 748	83,9	-41,2	-0,4

Продолжение таблицы 5

Период	2014		2015		Изменение	
	тыс.т	%	тыс.т	%	тыс.т	%
Объем реализации газа	1 692	14,6	1 744	15,0	51,7	3,1
Объем реализации нефтепродуктов	139	1,2	144	1,2	4,7	3,4

Прибыль нефтегазовых компаний является совокупным доходом по различным направлениям. Основная часть дохода получена за счет реализации сырой нефти и нефтепродуктов. Основными покупателями продукции (сырой нефти) ОАО «Томскнефть» ВНК являются ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром нефть», по 45,75% от общей доли добычи. Далее компании сбывают нефть на биржевых рынках. Выручка от продажи товаров, продукции, работ, услуг за 2015 год увеличилась на 11 731 356 тыс. руб. или 9,7 % к 2014 году, в основном, за счет роста выручки от реализации нефти на 11 179 856 тыс. руб. в связи с ростом среднегодовой цены на нефть на 10,3 %. Рост был частично компенсирован снижением объема реализации нефти на 0,4 %[17].

ОАО «Томскнефть» ВНК руководствуясь Конвенциями Международной организации труда, соблюдает международные стандарты по вопросам свободы ассоциаций, заработной платы, продолжительности рабочего дня и условий труда, вознаграждения трудящихся за труд, социального страхования, предоставления оплачиваемого отпуска, охраны труда и др.

По состоянию на 2017 г. списочная численность работников общества «Томскнефть» ВНК составляет более 3 900 человек, из общего числа порядка 2000 человек работают на рабочих должностях. Численность сотрудников на инженерных и руководящих должностях составляет 1365 человек, из них 910 специалисты общества и 410 – занимают руководящие позиции, 140 человек занимают иные должности.

В ОАО «Томскнефть» ВНК существует жесткая система отбора при приеме на работу, с обязательным прохождением испытательного срока. Средний возраст персонала равен 37 годам.

Коллектив томских нефтяников всегда отличался высоким профессионализмом: более половины сотрудников Общества имеют высшее профессиональное образование (рисунок 9).

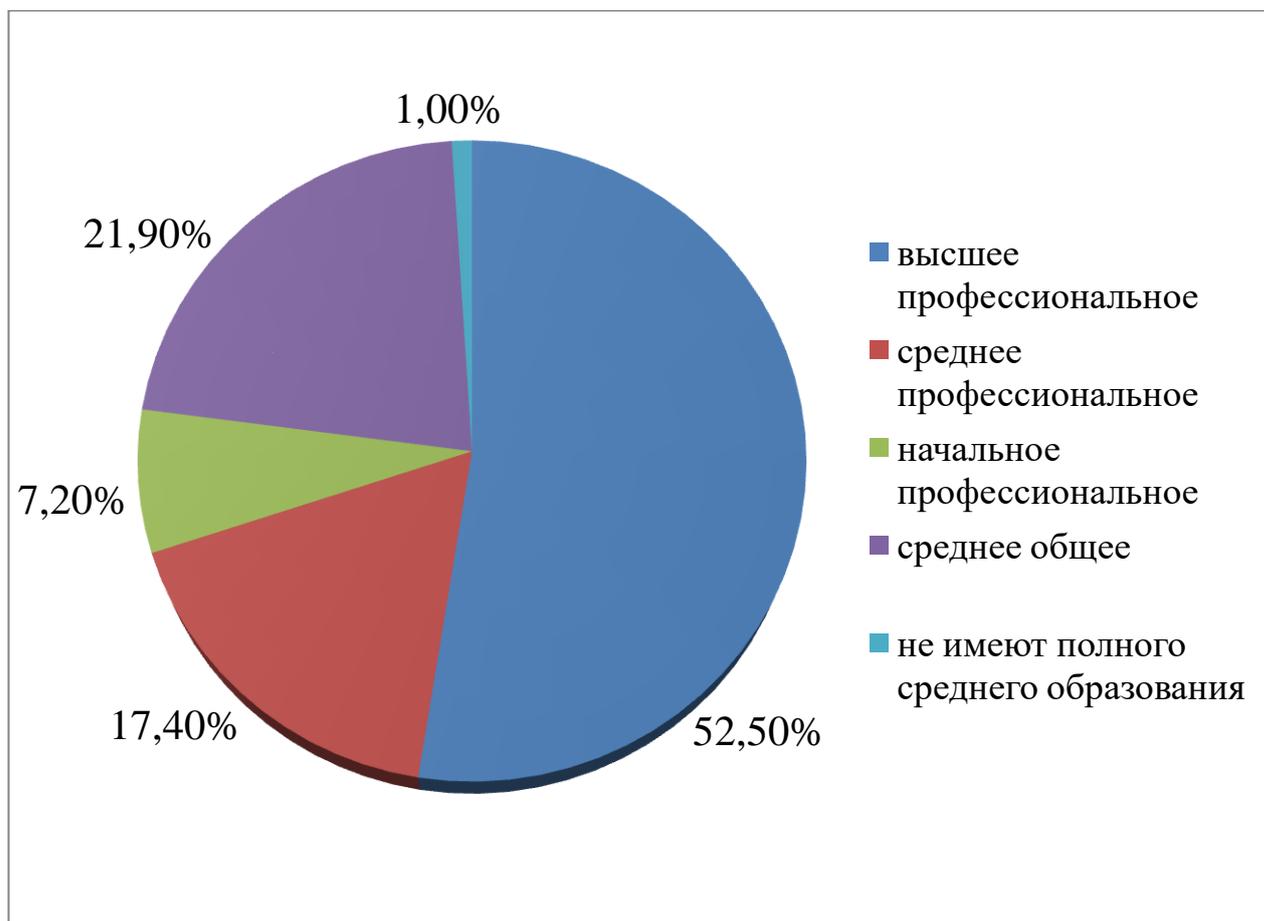


Рисунок 9– Состав персонала по образованию, 2015г.

В связи с тем, что Общество занимается высокотехнологичной деятельностью, весь его персонал, включая тех, которые имеют среднее образование и не имеют среднего образования, обучены одной или несколькими рабочими профессиями.

## 2.2 Программа геологоразведочных работ в период с 2015 по 2019 год на примере ОАО «Томскнефть» ВНК

Изучая программу, разработанную на период с 2015 по 2019 год, заметно, что объем работ, заложенный в программе в целом сопоставим с работами, проведенными в прошлой пятилетке. Запланированы ГРР на

Трайгородском, Поньжевом, Пегильском, Аленкинском, Корсейвой, Ивановской и других лицензионных участках.

Программа ГРП в ОАО «Томскнефть» ВНК включает в себя поиски нефти и газа на традиционных районах нефтеносности, а так же на лицензионных участках, где на нефтеносность района указывают косвенные признаки.

В 2016 году производительность геологоразведочной программы значительно ниже показателей 2015 года (приложение А). Данный факт связан с тем, что в 2016 году запланировано проведение заключительных работ по сейсморазведке на Трайгородско-Кондаковском, Поньжиевом и Моисеевском площадях.

Стоимость одного погонного километра сейсморазведочных работ – 1,18 млн. руб. На прочие работы выделены средства в размере 182 млн. руб. Прочие работы включают в себя научно-исследовательские заключения, мониторинг качества выполняемых работ и экологический контроль. В результате выполнения программы ГРП планируется прирастить запасы по категории С1 на 4,2 млн. тонн нефти. Экономический эффект от выполнения программы на конец 2016 года составил 1 341 000 млн. руб. На реализацию программы 2016 года (приложение Б) запланировано затратить 1 933 600 млн. руб., что на 26% ниже, чем в 2015 году. Причина снижения основных затрат связана с тем, что в 2016 году объем сейсморазведочных работ (план) меньше на 561 км<sup>2</sup>, затраты в абсолютном составе составят 1 172 500 млн. руб. (1030 км<sup>2</sup>) (таблица 6).

Таблица 6–Запланированный объем геологоразведочных работ на 2016 год по ОАО «Томскнефть» ВНК

Участок	Объем	Стоимость, млн. руб.
Трайгородско-Кондаковское	300	255,000
Поньжевый	250	294,263
Корсейвая+Ивановская+С-Моис	210	232,890
Южно-Архипкинская	270	299,43

Также запланированы буровые работы на сооружение четырех разведочных скважин. Суммарная проходка составит 12 200 метров, стоимость буровых работ с вводом скважин в эксплуатацию достигнет 626 600 млн. руб. При эффективном и качественном выполнении работ, подтверждении насыщения и фильтрационно-емкостных свойств пласта коллектора эффект, реализация программы ГРП позволит прирастить запасы в объеме 4,3 млн. тонн, что составляет 1 086 000 млн. руб.

ГРП на 2017 (приложение В) год представлены в виде сейсморазведки МОГТ 3D на площади Колотушного, Лугинецкого месторождений, в также в пределах Трайгородско-Кандаковской и Поньжеевой площадей в объеме 1090 км<sup>2</sup>. На Колотушном месторождении запланированы работы на участке расположенном между основной залежью месторождения и куполовидным поднятием вскрытым скважиной 262Р, пробуренная в 1989 году. При освоении скважины был получен приток нефти с суточным дебитом 20тн/сут. Работы запланированы в объеме 110 км<sup>2</sup>. Работы на Лугинецком участке запланированы на восточном крыле залежи с целью уточнения структуры, определении его положения относительно водонефтяного контакта. В 2017 году завершаются работы по поиску на нефть и газ на Трайгородско-Кандаковском и Поньжеевом площадях(таблица 7).

Таблица 7–Запланированный объем геологоразведочных работ на 2017 год по ОАО «Томскнефть» ВНК

Участок	Объем	Стоимость, млн. руб.
Трайгородско-Кандаковское м-ие (58 лу)	200	170,00
Колотушное	110	127,60
Лугинецкое м-ие (15 лу)	250	315,00
Поньжевый (51) (Поньжевое м/р+Загорнаяпл)	250	294,263

Поисковое бурение запланировано в объеме трех разведочных скважин с суммарной проходкой 8 400 метров. Целевой объект исследования – пласт М+М1 (палеозойского нефтегазового комплекса).

На производство работ по сейсмопрофелированию выделены средства: 1 355 300 000 и 481 400 000 рублей на строительство трех разведочных скважин. Прогноз результата геологоразведки – 2,4 млн. тонн, 1 524 000 млн. руб.

Сокращение объема работ в 2018 году (приложение Г) связано с тем, что ГРП запланировано на месторождениях, введенных в разработку в прошлом столетии. Интересующие участки с точки зрения геологоразведки приурочены к краевым частям залежи или к купольным поднятиям третьего и четвертого порядка. Основная цель программы – детальное оконтуривание нефтяной ловушки, выделение участков, не вовлеченных в разработку, с последующей организацией работ по опережающему (уплотняющему) бурению. Сейсморазведочные работы сосредоточены в Катильгинском лицензионном блоке, на месторождениях Оленье, Катильгинское и Лонтын-Яхское, промышленная эксплуатация которых начата в 70-х годах прошлого столетия. Объем запланированных работ составляет 360 км<sup>2</sup>. На Крапивинской, Загорной и Южно-Архипкинской площадях согласовано строительство разведочных скважин с суммарной проходкой 8 900 метров, стоимостью работ 449 миллионов рублей, скважина 70П – Южно-Архипкинская при финансировании ПАО «НК «Роснефть».

В результате выполнения программы планируется приращение запасов по категории В+С1 в объеме 2,1 млн. тонн. Экономический эффект программы составит 943 млн. руб.

В завершении пятилетней программы ГРП в 2019 году (приложение Д), руководством компании было принято решение о завершении сейсморазведки на лицензионных участках. Запланировано опережающее бурение двух скважин с проходкой 2500 метров каждая. Стоимость реализации программы составит 389 млн. руб.

В будущем планируются масштабные работы на правом берегу реки Обь, совместно со специалистами ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, так же внедряются новые технологии по доразведке месторождений находящихся на четвертой стадии разработки на существующем фонде скважин, что существенно сокращает стоимость проведения работ.

В целом на реализацию производственной части программы ГРП в период 2015-2019 гг. заложены средства в размере 7 838,9 млн. руб., что на 15% превышает фактические показатели программы 2011-2014 года. Суммарный эффект в виде приращения запасов по категории С1 прогнозируется в объеме 14 млн. тонн. В среднем в год, восполнение запасов составит 2,8 млн. тонн. При годовой добыче в 10,1 млн. тонн воспроизводство запасов достигает 28%, что негативно сказывается на энергетической обеспеченности компании, так как для обеспечения поддержания добычи на текущем уровне восполнение запасов должно достигать 200% от объема годовой производительности предприятия.

### **3 Финансово-экономические аспекты и перспективы реализации геологоразведочных программ в Западно-Сибирском регионе**

#### **3.1 Анализ структуры затрат на строительство скважин в западной Сибири**

Строительство скважины одно из самых финансово-затратных направлений ГРП. Это связано с тем, что при реализации проекта на разведочную, поисково-оценочную или эксплуатационную скважину закладывается колоссальный комплекс мероприятий с привлечением большого количества специалистов различной отрасли.

Скважина – инженерно-техническое сооружение, представляющее собой цилиндрическую горную выработку, характеризующаяся длиной во много превышающая ее диаметр. По классификации скважины бывают: разведочные, поисково-оценочные, опорные, эксплуатационные, нагнетательные, наблюдательные и пьезометрические.

При реализации программ ГРП прибегают к строительству разведочных скважин, а при доразведке разрабатываемых залежей – поисково-оценочные скважины.

Стоимость бурения скважин напрямую зависит от местности реализации проекта. Рассмотрим стоимость строительства на примере разведочной скважины 236Р Крапивинского месторождения (Крапивинского лицензионного блока)(таблица 9). Основная подрядная организация, задействованная для выполнения объема буровых работ, компания стрежевской филиал ЗАО «ССК».

Расчетное время на бурение зависит от типа заканчивания скважины. Строительство наклонно-направленной скважины осуществляется в течении 15 суток (с отбором керна до 60 суток), без учета времени подготовки кустовой площадки и мобилизации буровой установки. Сроки бурения скважины с горизонтальным окончанием увеличивается от 20 до 30 дней, в зависимости от

сложности геологических условий. Цикл строительства скважины №236Р отражен в графике бурения на приложении Е.

На первоначальном этапе, расчет стоимости затрат на строительство скважины производится отделами и службами бурового предприятия и предоставляется в планово-экономический отдел. Запланированные затраты необходимо обосновать и доказать.

В затраты на бурение скважин входят средства заложенные на выполнение подготовительных работ и непосредственно на проводку ствола скважины. Подготовительные работы включают в себя мобилизацию оборудования и буровой бригады, бурение скважины-колодца (для забора воды необходимые для буровых работ), а также вышкомонтажные работы (таблица 8).

Таблица 8 – Оценка подготовительных работ строительства скважин

Показатель	Ед. изм.	Затраты на скважину
Мобилизация, в том числе:	тыс. руб.	7 524
- Мобилизация	тыс. руб.	6 703
- имущественные платежи	тыс. руб.	255
- связь	тыс. руб.	48
- топливо	тыс. руб.	518
Итого, стоимость этапа без НДС	тыс. руб.	7 524
Накладные расходы, 18%	тыс. руб.	1 354
Итого, затраты по этапу, без НДС	тыс. руб.	13 217
Вышкомонтажные работы, в том числе:	тыс. руб.	24 679
- Монтаж	тыс. руб..	13 208
- Запасные части	тыс. руб.	1 125
- Дизельное топливо	тыс. руб.	1 554
- Котельно-печное топливо (нефть)	тыс. руб.	886
- Планово-ремонтные работы (ПРР)	тыс. руб.	38
- Имущественные платежи	тыс. руб.	2 185
- Пусконаладочные работы (ПНР)	тыс. руб.	354
- Обслуживание энерг-го оборудования	тыс. руб.	1 548

Продолжение таблицы 8

Показатель	Ед. изм.	Затраты на скважину
- Связь	тыс. руб.	85
- ФОТ буровой бригады с отчислениями	тыс. руб.	518
- Демонтаж	тыс. руб.	3 422
Итого, стоимость этапа без НДС	тыс. руб.	24 679
Накладные расходы, 18%	тыс. руб.	4 442
Итого, выручка по этапу, без НДС	тыс. руб.	26 204
Подготовительные работы, в том числе:	тыс. руб.	11 145
- Водяная скважина	тыс. руб.	2 900
- Строительство площадки, амбаров	тыс. руб.	6 245
- Рекультивация, утилизация отходов	тыс. руб.	2 000
Итого, стоимость этапа без НДС	тыс. руб.	11 145
Накладные расходы, 18%	тыс. руб.	2 006
Итого, выручка по этапу, без НДС	тыс. руб.	10 801

В соответствии с расчетами таблицы 8 расходы на мобилизацию буровой бригады и оборудования без учета НДС составят 13 217 тыс.руб. Стоимость вышкомонтажных работ с бурением артезианской скважины – 31 005 тыс.руб. Итого финансовые затраты на подготовительный этап работ составит 50 222 тыс.руб.

При планировании объема денежных средств на основные работы по бурению скважины учитываются такие показатели как: стоимость одного метра проходки, стоимость одних суток бурения, заработная плата буровой бригаде, материал используемый для крепления скважины, а так же переменные затраты на горюче-смазочные материалы (ГСМ). На текущий момент, стоимость одного метра проходки у компании СФ ЗАО «ССК» на Васюганском регионе (Крапивинский участок) составляет 73 300 руб., стоимость одних суток бурения – 2 674,3 тыс.руб.

Таблица 9 – Стоимость работ по проводке и креплению скважины 236Р Крапивинского месторождения

Показатель	Ед. изм.	Затраты на скважину
Бурение и крепление скважины, в т.ч.:	тыс. руб.	83 811
- Заработная плата	тыс. руб.	8 531
-- Отчисления от заработной платы 0,234	тыс. руб.	2 303
- Материалы и запасные части, в том числе:	тыс. руб.	21 919
-- Трубы обсадные	тыс. руб.	9 548
-- Оснастка обсадной колонны	тыс. руб.	902
-- Элементы КНБК	тыс. руб.	265
-- Запасные части	тыс. руб.	3 253
-- Долота, калибраторы	тыс. руб.	4 320
-- Колонная головка	тыс. руб.	700
-- Фонтанная арматура	тыс. руб.	500
-- НКТ 73х5,5	тыс. руб.	1 212
-- Прочее	тыс. руб.	1 220
- Амортизация	тыс. руб.	5 537
- Дизельное топливо	тыс. руб.	6 845
- Котельно-печное топливо (нефть)	тыс. руб.	1 756
- Технологический и вахтовый транспорт	тыс. руб.	2 975
- Кап. ремонты и тех. обслуживание	тыс. руб.	6 133
- Сервисные услуги, в том числе:	тыс. руб.	27 811
-- ГТИ	тыс. руб.	2 918
-- Тампоначные услуги	тыс. руб.	6 130
-- Сопровождение буровых растворов	тыс. руб.	5 016
-- Сервис по отбору керна	тыс. руб.	2 001
-- ИПТ	тыс. руб.	2 090
-- Услуги ВЗД	тыс. руб.	3 775
-- Проверка средств измерения	тыс. руб.	130
-- Обслуживание котельного оборудования	тыс. руб.	1 031
-- Обслуживание бурового оборудования	тыс. руб.	1 677
-- Дефектоскопия бурильного инструмента	тыс. руб.	680
- Услуги связи	тыс. руб.	79
- Услуги питания	тыс. руб.	518
- Спец. одежда	тыс. руб.	230

Продолжение таблицы 9

Показатель	Ед. изм.	Затраты на скважину
- Услуги охраны	тыс. руб.	738
- Услуги ТБ	тыс. руб.	405
- ПРР	тыс. руб.	394
Итого, стоимость этапа без НДС	тыс. руб.	83 811
Накладные расходы, 18%	тыс. руб.	15 086
Итого, выручка по этапу, без НДС	тыс. руб.	117 488
Итого, стоимость строительства скважины без НДС	тыс. руб.	127 159
Накладные расходы, 18%	тыс. руб.	22 889
Итого, выручка по этапу, без НДС	тыс. руб.	167 711
НДС	тыс. руб.	30 188
Итого, с НДС	тыс. руб.	197 898

Исходя из показателей, полученные, в результате расчета (таблица 9) затрат на бурение вертикальной разведочной скважины сметная стоимость объекта составит 127 159 тыс.руб. без НДС, с учетом накладных расходов, 18% от суммы затрат – 150 048 тыс.руб.

При этом, суточная ставка простоя определяется суммой всех затрат понесенных буровым предприятием в течение одних суток. По данному объекту эта сумма составляет 706, 29 тыс. руб. Суточная ставка работы составляет 811, 34 тыс. руб.

Помимо производственных затрат, строительство скважины сопровождается непроизводственными расходами. Непроизводственные расходы возникают по причине несогласованности действий, в последствии чего возникают простои в бурении или по причине ремонта оборудования. Основными причинами возникновения непроизводственных затрат являются: организационные, технические, технологические, нарушение ПБ, ОТ и Э, подрядчик и заказчик.

Организационные причины, как и технические или технологические, являются основными факторами возникновения непроизводственного времени.

Незапланированная спуско-подъемная операция (СПО), смена оснастки, сборка или разборка компоновки низа буровой колонны (КНБК), ремонтные работы буровой установки (ВСП, ЛБУ, дизеля В2-500 и другие узлы), ожидание специализированной техники, а так же ожидание интерпретации данных и согласования траектории бурения транспортного ствола скважины приводит к возникновению простоя буровой установки до двух недель. В таблице 10 приведен краткий список возможных причин с нормативом времени устранения неполадок.

Таблица 10 – Справка по непроизводительному времени

Вид непроизводительного времени (НПВ)	НПВ, час.	Классификация по причине возникновения НПВ
Незапланированная СПО + сборка, разборка КНБК	20,50	подрядчик
Ремонт привода лебедки ЛБУ-1200К	4,33	техническая
Ремонт дизеля В2-500 (замена вентилятора)	2,33	техническая
Ожидание спец. техники (автокрана)	23,42	организационная
Ожидание завоза ведущей буровой трубы (ВБТ)	11,08	организационная
Ожидание согласования изменения траектории бурения с Заказчиком	4,00	организационная
СПО, Разборка КНБК, Ожидание переводника на вертлюг УВ-250	129,00	Организационная
Устранение неисправности ТС (отсутствие сигнала)	22,00	Техническая
Ремонт крюкоблока	2,58	Техническая
Ожидание персонала УЦС	41,67	организационная
Разбуривание незапланированного цементного стакана, сборка КНБК, СПО, скрепирование, СПО, разборка КНБК	31,75	организационная
Ремонт АСП	3,25	техническая
Авария, слом наддолотного переводника при проработке.	39,17	технологическая
Геологическое осложнение (установка цементных мостов, прокачка ВУС)	55,25	технологическая
Ремонт манифольда	4,00	техническая

Продолжение таблицы 10

Вид непроизводительного времени (НПВ)	НПВ, час.	Классификация по причине возникновения НПВ
Штрафные санкции со стороны заказчика за несоблюдение норм экологической безопасности	-	организационная
Выполнение остановочных пунктов предписаний, выданных представителем заказчика	14,92	Организационная

Необходимо так же учитывать затраты, связанные с приобретением и доставкой запасных частей, технического и технологического оборудования, затратами хим. реагентов, кальмотантов и цемента, транспортными расходами и т.д., понесенными буровым предприятием в результате возникновения аварий, простоев, ремонтов и осложнений при реализации этапа по бурению и креплению скважины. При планировании затрат учитываются возможные причины возникновения непроизводительного времени. В среднем НПВ учитывается в объеме 360 часов, что соответствует 15 суткам. В зависимости от договорных отношений компенсация одного часа простоя буровой установки может достигать 30 тыс. руб. Компенсационные средства оцениваются в 10 800 тыс.руб.

Таким образом, подведем финансовый итог реализации проекта строительства разведочной скважины 236Р Крапивинского месторождения.

Расходы на подготовительные работы, с учетом работ на мобилизацию оборудования, оплату услуг связи, оплату ГСМ, составят 13 217 тыс. руб. Затраты на выполнение вышкомонтажных работ запланированы в объеме 26 204 тыс. руб. На цикл строительства скважины с учетом затрат на проводку и крепления ствола скважины заложены средства в объеме 167 711 тыс. руб.

Затраты на реализацию проекта по строительству скважины = подготовительные работы + вышкомонтажные работы + работы по бурению и креплению скважины – компенсационные средства (НПЗ) = 156 911 тыс. руб.

Экономическая рентабельность строительства скважины 236Р Крапивинского месторождения планируется на основании прогнозного суточного дебита и накопленной добычи в течении года по скользящему графику. На основании плановых показателей расчет суточного притока нефти составил 25 тонн. Накопленная добыча, с учетом межремонтного периода 350 суток, составит 8 700 тонн в год. Выручка от реализации продукции, с учетом НДС и переменных затрат на добычу 1 тонны нефти составит 74 637 тыс. руб. В первый год эксплуатации скважины рентабельность проекта строительства скважины достигнет 48%. С учетом темпа падения добычи и увеличения обводненности продукции, окупаемость проекта бурения ожидается в конце 2018 года.

Залежь вскрываемая скважиной оценивается извлекаемыми запасами, с учетом коэффициента извлечения нефти 0,3, по категории С1 в объеме 500 тыс. тонн, что соответствует 4 289 млн. руб. В связи с представленным расчетом, при текущем уровне цен на сырье и в связи с экономической ситуацией в стране реализация геологоразведочных программ в полном объеме маловероятна.

### **3.2 Предложения и рекомендации по развитию геологоразведочных работ в Западной Сибири**

Российская Федерация по доказанным запасам, прогнозным ресурсам и по объему добычи нефти является одним из мировых лидеров. Основной объем добычи нефти в стране сосредоточен в уникальном по масштабу Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне, который на протяжении пятидесяти лет является основным и лидирующим регионом по добыче нефти. Реализация крупномасштабных работ по ГРП в регионе не возможна, в виду высокой степени изученности геологической среды. В связи с чем, дальнейшее наращивание добычи по региону не ожидается, не смотря на то, что на текущий момент проводятся работы по освоению глубоких горизонтов с существенно

более сложными условиями разработки. В долгосрочной перспективе сохранение Россией статуса крупнейшей нефтяной державы возможно лишь при условии освоения принципиально новых нефтеносных регионов. Для этого необходимо обеспечить приток инвестиций в геологоразведку, в первую очередь в поиски и оценку новых месторождений в перспективных районах Восточной Сибири и шельфовой части континента[18].

В этой ситуации нет смысла вносить незначительные поправки в законодательство о недрах, как это реализуется на текущий момент. Для эффективного развития геологоразведочной отрасли в России необходимо пересмотреть систему власть – бизнес – недра в полном объеме. Цель – разработка принципиально новых законодательных актов в сфере геологоразведки.

Геологоразведочный бизнес в целом по стране сегодня зависит от трех основных факторов:

1. Государственная поддержка в сфере налогообложения.
2. Получение прав пользования недрами и их рыночный оборот.
3. Доступность привлекаемых финансовых ресурсов.

Представленные выше факторы, в свою очередь, целиком определяются действиями органов государственной власти. Государство, стремящееся привлечь капитал в геологоразведку, должно принять такие законы и создать такую систему государственного управления, которые будут служить надежной опорой геологоразведочным компаниям.

Таким образом, на сегодняшний день главными проблемами в сфере управления фондом недр России являются следующие.

1. Полное отсутствие мер государственной поддержки в сфере налогообложения ГРР.
2. Сложность и длительность процедуры получения и передачи прав пользования недрами.
3. Полное отсутствие возможности привлечения капитала в рискованные проекты.

Для улучшения сложившейся ситуации необходимо принять следующий ряд основных мер в этой сфере. Принципиальный подход к государственному фонду недр. Прежде всего, необходимо внести изменения в действующие нормативные правовые акты и разделить фонд недр Российской Федерации на две части, подход к управлению которыми должен быть принципиально различным.

В первую часть государственного фонда недр должны отойти участки с разведанными и предварительно оцененными запасами (месторождения), а также участки недр, в пределах которых локализованы прогнозные ресурсы. Ко второй части следует отнести весь остальной фонд недр, изучение которого либо ограничилось региональной стадией, либо поисковые работы были проведены, но не дали серьезных результатов.

Меры государственной поддержки геологоразведочного бизнеса в сфере налогообложения играют большую роль. Так как ГРР, особенно поиски месторождений, являются высокорисковым бизнесом, основная доля налогового бремени должна относиться к этапу эксплуатации, а в период проведения ГРР и освоения месторождения государство должно поддерживать компании, прежде всего используя механизм снижения налоговых ставок. Проблему привлечения частного капитала в геологоразведочный бизнес можно рассматривать в нескольких аспектах: привлечение крупных инвесторов к финансированию крупных проектов, связанных с разведкой и освоением месторождений; привлечение одного инвестора к финансированию небольшого поискового проекта; привлечение многих мелких инвесторов к финансированию небольшого поискового проекта[19].

Принципиальным является присвоение результатам работ, выполненных за счет федерального бюджета в СССР и России, статуса общественных благ. Каждый гражданин России, платя налоги в бюджет, финансировал эти работы и имеет право пользоваться их результатами. Предлагаемые принципы позволят привлечь частные средства в ГРР и исключить из оборота «серую» геологическую информацию неясного происхождения.

## 4 Социальная ответственность

### 4.1 Определение целей и задач программы КСО

ОАО «Томскнефть» ВНК, как и многие нефтегазовые предприятия страны регламентируются в области социальной политики на основании стандарта ICCSR 26000:2011. Данный стандарт регулирует вопросы в безопасности и гигиены труда, промышленной безопасности, охраны окружающей среды и ресурсосбережения. Соответственно, цели политики корпоративной социальной ответственности перекликаются с действующим стандартом, к ним относятся как развитие и обеспечение безопасности собственного персонала, которое позволяет не только избежать текучести кадров, но и привлекать лучших специалистов на рынке, так и сохранение социальной стабильности в обществе в целом, также к ним относятся улучшение имиджа компании, рост репутации, посредством благотворительной деятельности предприятия (таблица 11).

Таблица 11 – Определение целей КСО ОАО «Томскнефть» ВНК

Миссия компании	Вести честный и ответственный бизнес, предоставлять высококачественные энергоресурсы потребителям, заботиться о сотрудниках и занимать лидирующие позиции по эффективности, тем самым обеспечивать долгосрочный рост Компании.
-----------------	--

Продолжение таблицы 11

Стратегия компании	Сохранять текущую позицию среди энергетических компаний, посредством освоения новых рынков, диверсификации видов деятельности, обеспечения надежности поставок.
Цели КСО:	<p>1. Обеспечивать экологическую безопасность и охрану окружающей среды</p> <p>2. Обеспечивать постоянное повышение уровня безопасности, снижение показателей аварийности, производственного травматизма, профессиональных заболеваний</p> <p>3. Повышать эффективность программ развития персонала, а также программ социальной поддержки сотрудников</p> <p>4. Поддерживать детей-инвалидов, сирот и воспитанников детских домов</p>

В ОАО «Томскнефть» ВНК разработан ряд проектов, направленных на поддержку регионов.

Политика ОАО «Томскнефть» ВНК перекликается с политикой компаний-акционеров. Одним из приоритетных направлений работы является защита окружающей среды. Сохранение экологического благополучия на территориях деятельности ежегодно обходится предприятию в сотни миллионов рублей. На месторождениях ликвидируется наследие советских времен: промыслы очищают

от металлолома, восстанавливают загрязненные земли, специалисты общества активно занимаются вопросами повышения надежности трубопроводов. Компания строит объекты газовой программы, направленной на увеличение уровня утилизации попутного нефтяного газа до 95%, приобретает новое специализированное оборудование, применяет современные технологии в рекультивации земель.

Благотворительная политика Общества строится на принципах планомерности и долгосрочности. Уже в течение многих лет, вне зависимости от экономической ситуации в стране и отрасли, ОАО «Томскнефть» ВНК оказывает помощь самым незащищенным категориям населения северных территорий Томской области.

В ОАО "Томскнефть" ВНК понимают, что в наше время наиболее уязвимы пожилые люди и дети. Поэтому главным для себя считают поддержку ветеранов войны, детей сирот и детей из малообеспеченных семей. Именно им ежегодно выделяются значительные средства. Кроме того, учитывая, что уровень социальной обеспеченности населения в северных районах в целом ниже, чем в крупных городах, акционерное общество финансирует программы, направленные на улучшение качества жизни людей.

ОАО «Томскнефть» ВНК использует самый широкий спектр механизмов реализации благотворительной деятельности. Это обеспечивает предприятию высокую гибкость и эффективность претворения социальной политики в жизнь.

## **4.2 Определение стейкхолдеров программы КСО**

Выбор основных стейкхолдеров предприятия осуществляется с опорой на цели действующей программы КСО[20]. К ним относятся любые сообщества внутри организации, или вне ее, предъявляющее определенные требования к результатам деятельности организации и характеризующееся определенной скоростью реакции. Структура стейкхолдеров организации представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Определение стейкхолдеров программ КСО

Цели КСО	Стейкхолдеры
1 Развитие и обеспечение безопасности собственного персонала, безопасность и гигиена труда	Персонал предприятия
2 Охраны окружающей среды и ресурсосбережение, сохранение социальной стабильности в обществе в целом	Общество
3 Улучшение имиджа компании, рост репутации, за счет благотворительной деятельности предприятия	Незащищенные категории населения

Успех организации во многом зависит от работы сотрудников, при наличии достойной зарплаты и премий, карьерном росте, оптимальных и безопасных условий труда – сотрудники будут заинтересованы в развитии компании, следовательно, повысится производительность труда и качество работы сотрудников. Потребители влияют на качество, экологичность и доступность товаров и услуг. Местные сообщества и общественные организации заинтересованы в улучшении условий жизни, экологической и промышленной безопасности деятельности компании. Отдельные группы, к которым относятся незащищенные категории населения, могут быть заинтересованы в получении спонсорской помощи, в виде благотворительных пожертвований, что способствует улучшению имиджа компании, а также росту репутации.

### 4.3 Определение структуры программы КСО

Определение элементов программы КСО является важным этапом разработки программы, для их составления необходимо сопоставить главных стейкхолдеров компании, их интересы, мероприятия, которые затрагивают стейкхолдеров (таблица 13).

Таблица 13 – Определение элементов программы КСО

Стейкхолдеры	Описание элемента	Ожидаемый результат
Персонал предприятия	Социально-ответственное поведение - Соблюдение требований применимых к деятельности предприятия, а также иные требования в области промышленной безопасности и охраны труда	Промышленная безопасность, позволяющая не только избежать текучесть кадров, но и привлекать лучших специалистов на рынке
Общество	Социально-ответственное поведение -Эффективное управление воздействием производственных операций компании на окружающую среду	Сохранение окружающей среды на благо нынешних и будущих поколений
Незащищенные категории населения	Благотворительные пожертвования - выделение средств, для поддержки ветеранов войны, детей сирот и детей из малообеспеченных семей	Улучшение имиджа компании, рост репутации

Результат проведения программы отражает желание компании в разной степени улучшать те или иные сферы жизни людей, будь то рабочие или же лица косвенно относящиеся к компании. В связи с этим применяются различные элементы программы от социально-ответственного поведения, что подразумевает форму работы компании, которая представляет

разнонаправленные инвестиции, основанные на соблюдении правил этического поведения, до благотворительных пожертвований подразумевающих форму адресной помощи, выделяемой компанией для проведения социальных программ, как в денежной, так и в натуральной форме.

#### 4.4 Определение затрат на программы КСО

Затраты на мероприятия КСО ОАО «Томскнефть» ВНК представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Затраты на разработанные мероприятия программы КСО

Мероприятие	2014 год, млн. руб.	2015 год, млн. руб.
1. Промышленная и экологическая безопасность, охрана труда	11200	12500
2. Обеспечение экологической безопасности и охрана окружающей среды	1800	3000
3. Социальная поддержка персонала	500	550
4. Социальные программы поддержки незащищенных категорий населения	4000	4000

Как можно заметить из таблицы 3 в 2015 году затраты, относительно предыдущего периода незначительно увеличились, это связано с тем, что в 2015 году компания провела достаточно работ, направленных на сокращение инцидентов на производственных объектах. Увеличение затрат компании в 2015 году на обеспечение экологической безопасности и охраны окружающей среды обусловлены тем, что компания стремится к совершенствованию системы экологического менеджмента и осуществляет научную деятельность в

целях поиска новых природоохранных техник и технологий. Затраты на социальную поддержку населения незначительно увеличились, а расходы на социальную программу поддержки незащищенных категорий населения остались на прежнем уровне.

#### **4.5 Оценка эффективности программ и выработка рекомендаций**

ОАО «Томскнефть» ВНК достигла значительных результатов во всех направлениях своей социальной деятельности.

В конце августа 2016 г. в ОАО «Томскнефть» ВНК прошел второй инспекционный аудит интегрированной системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды на соответствие требованиям международных стандартов ISO 14001:2004 & OHSAS 18001:2007. По заключению экспертов выстроенная в компании система менеджмента соответствует международным стандартам.

Таким образом, являясь социально ориентированным предприятием, ОАО «Томскнефть» ВНК традиционно придаёт большое значение созданию безопасных условий труда для сотрудников Общества, разрабатывая и реализуя комплексы программ по улучшению условий и охраны труда, улучшению санитарных и бытовых условий на производстве.

Особое внимание ОАО «Томскнефть» ВНК уделяет промышленной и экологической безопасности, социальной и экономической поддержке регионов деятельности, обеспечивает гарантированный социальный пакет для своих работников, членов их семей и пенсионеров, ведет активную работу по созданию достойных условий труда на производстве, а также ежегодно проводя различные благотворительные пожертвования в адрес незащищенных категорий населения.

Отмечается, что интегрированная система управления постоянно развивается и совершенствуется.

## **Заключение**

Состояние экономики Российской Федерации напрямую зависит от темпа добычи углеводородного сырья и ее стоимости на мировом рынке нефти. При условии постоянного наращивания, пик добычи нефтяная отрасль страны достигнет в 2025 году в связи с истощением доказанных запасов нефти и газа. Для дальнейшего увеличения производительности отрасли или поддержания ее на текущем уровне необходимо обеспечивать 200% восполнением запасов от объема годовой добычи страны. Низкие показатели восполнения минерально-сырьевой базы связаны с недостаточным финансированием сектора отрасли и вследствие чего с малыми объемами выполняемых ГРР.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы изучен вопрос относительно динамики добычи сырья в целом по России, проанализировано финансирование ГРР из федерального бюджета по регионам Российской Федерации. Изучены и сопоставлены программы поисковых работ ведущих нефтяных предприятий страны: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Газпром нефть». Проведена оценка выполнения ГРР работ на территории Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа – Югра, силами дочернего общества ПАО «НК «Роснефть», ОАО «Томскнефть» ВНК. Определены объемы ГРР на ближайшие несколько лет, до 2019 года. Прогнозные показатели восполнения запасов составляют 14 миллионов тонн.

В заключении, выявлены секторальные проблемы, приведшие к текущему положению геологоразведочной отрасли, разработаны рекомендации по их устранению.

## Список используемых источников

1. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 (действующая редакция от 03.07.2016) - [Электронный ресурс] URL: <http://www.consultant.ru/popular/nedr/>, свободный. Дата обращения: 12.03.2017 г.
2. Бобылев Ю. Развитие нефтяного сектора экономики Юрий – 2015. [Электронный ресурс] URL: [http://www.vedi.ru/red\\_r/2015/ed040115\\_Bobylev.pdf](http://www.vedi.ru/red_r/2015/ed040115_Bobylev.pdf), свободный. Дата обращения: 12.03.2017 г.
3. Самедова Е. Сколько в России осталось нефти? – 2013. [Электронный ресурс] URL: <http://www.profile.ru/ekonomika/rynki/item/74655-no-razvedka-dolozhila-tochno-skolko-v-rossii-ostalos-nefti-74655>, свободный. Дата обращения: 12.03.2017 г.
4. Филюшин А.В. Стратегия оптимизации взаимодействия региональных экономических систем – 2015. [Электронный ресурс] URL: <http://dlib.rsl.ru/01004801951>, ограниченный. Дата обращения: 12.03.2017 г.
5. Постановление Правительства РФ № 322 “Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Воспроизводство и использование природных ресурсов". - 2015. [Электронный ресурс] URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70540950/>, свободный. Дата обращения: 29.08.2016
6. Итоговый доклад «О результатах и основных направлениях деятельности Роснедр за 2015 год и задачах на 2016 год». - 2016. [Электронный ресурс] URL: <http://www.rosnedra.gov.ru/article/8472.html>, свободный. Дата обращения: 22.08.2016
7. Протокол заседания Научно-технического совета Федерального агентства по недропользованию. - 2016. [Электронный ресурс] URL: <http://www.rosnedra.gov.ru/article/8920.html>, свободный. Дата обращения: 25.02.2017
8. Консолидированная финансовая отчетность ПАО «НК «Роснефть» по международным стандартам - [Электронный ресурс] URL:

[https://www.rosneft.ru/Investors/statements\\_and\\_presentations/Statements/](https://www.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/Statements/),

свободный. Дата обращения: 25.02.2017

9. Консолидированная финансовая отчетность ПАО «ЛУКОЙЛ» - [Электронный ресурс] URL: <http://www.lukoil.ru/InvestorAndShareholderCenter/ReportsAndPresentations/FinancialReports>, свободный. Дата обращения: 25.02.2017

10. Максимцев И.А. Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. - 2017. [Электронный ресурс] URL: [http://unecon.ru/sites/default/files/izvestiya\\_no\\_1-2017\\_chast\\_1-152\\_s\\_1.pdf](http://unecon.ru/sites/default/files/izvestiya_no_1-2017_chast_1-152_s_1.pdf), свободный. Дата обращения: 12.03.2017 г.

11. Нефтегазовый комплекс России: итоги 2015 г. // Национальное рейтинговое агентство. - 2015. [Электронный ресурс] URL: [http://www.ranational.ru/sites/default/files/analitic\\_article/Neftegaz%202015.pdf](http://www.ranational.ru/sites/default/files/analitic_article/Neftegaz%202015.pdf), свободный. Дата обращения: 12.03.2017 г.

12. Консолидированная финансовая отчетность ПАО «Газпром нефть» - [Электронный ресурс] URL: <http://ir.gazprom-neft.ru/novosti-i-otchety/godovye-otchety/>, свободный. Дата обращения: 25.02.2017

13. Нефтяные доходы России: анализ и перспективы // Информационно-аналитическое агентство «Деловые новости». - 2017. [Электронный ресурс] URL: <http://delonovosti.ru/business/3828-neftyanye-dohody-rossii.html>, свободный. Дата обращения: 12.03.2017 г.

14. Новиков Ю.Н. Направления развития классификаций запасов нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2016. - №1. - С. 14-15.

15. Остроухова Н.Г. Проблемы и перспективы развития инновационной деятельности в топливно-энергетическом комплексе России // Вестник Пермского университета. - 2016. - №2-19. - С. 109.

16. Официальный сайт ОАО «Томскнефть» ВНК - [Электронный ресурс] URL: <http://www.tomskneft.ru>, свободный. Дата обращения: 12.03.2017 г.

17. Консолидированная финансовая отчетность ОАО «Томскнефть» ВНК - [Электронный ресурс] URL: <http://www.tomskneft.ru/shareholder/>, свободный. Дата обращения: 12.03.2017 г.

18. Чанышева Э.Ф. Перспективы развития топливно-энергетического комплекса России // Гуманитарные научные исследования. - 2015. - № 9. [Электронный ресурс] URL: <http://human.snauka.ru/2015/09/12441>, свободный. Дата обращения: 12.03.2017 г.

19. Техническая библиотека. Минерально-сырьевые ресурсы Томской области. [Электронный ресурс] URL: [http://neftegaz.ru/tech\\_library/view/4063-Mineralno-syrevye-resursy-Tomskoy-oblasti](http://neftegaz.ru/tech_library/view/4063-Mineralno-syrevye-resursy-Tomskoy-oblasti), свободный. Дата обращения: 12.03.2017 г.

20. Социальная ответственность: Методические указания к выполнению раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы для студентов направления 38.03.02 «Менеджмент» и 38.03.01 «Экономика» / сост.: Н.В. Черепанова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 21 с.

## **Приложение А**

(справочное)

**Свод программы ГРП по ОАО «Томскнефть» ВНК за 2015 год**

**Приложение Б**

(справочное)

**Свод программы ГРР по ОАО «Томскнефть» ВНК за 2016 год**

## **Приложение В**

(справочное)

**Свод программы ГРР по ОАО «Томскнефть» ВНК за 2017 год**

**Приложение Г**

(справочное)

**Свод программы ГРР по ОАО «Томскнефть» ВНК за 2018 год**

**Приложение Д**

(справочное)

**Свод программы ГРР по ОАО «Томскнефть» ВНК за 2019 год**

**Приложение Е**

(справочное)

**График бурения разведочной скважины №236Р Крапивинского месторождения**