

СЧЕТНАЯ ПАЛАТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

«11» декабря 2013 г.

№ ОМ- 203/04-03

ОТЧЕТ

О РЕЗУЛЬТАТАХ КОНТРОЛЬНОГО МЕРОПРИЯТИЯ

«Проверка эффективности деятельности государства и компаний-операторов проектов по реализации действующих соглашений о разделе продукции за 2012 год»

(утвержден Коллегией Счетной палаты Российской Федерации
(протокол от 29 ноября 2013 г. № 49К (940))

1. Основание для проведения контрольного мероприятия:

п. 1.7.1 Плана работы Счетной палаты Российской Федерации на 2013 год.

2. Предмет контрольного мероприятия: деятельность органов государственной власти Российской Федерации и компаний-операторов проектов по реализации соглашений о разделе продукции (далее – СРП), проекты, годовые программы работ, годовые сметы расходов, формирование доходов, использование имущества, приобретенного в результате реализации СРП, финансовая, налоговая отчетность, таможенная статистика, аналитическая информация инвесторов проектов и компаний-операторов проектов по освоению месторождений углеводородного сырья на условиях СРП.

3. Объекты контрольного мероприятия:

- 3.1. Министерство энергетики Российской Федерации (г. Москва);
- 3.2. Администрация Ненецкого автономного округа (г. Нарьян-Мар);
- 3.3. Правительство Сахалинской области (г. Южно-Сахалинск);
- 3.4. Французское акционерное общество «Тоталь Разведка Разработка Россия» (г. Москва);
- 3.5. Компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани, Лтд» (г. Южно-Сахалинск);
- 3.6. Компания «Эксон Нефтегаз Лимитед» (г. Южно-Сахалинск);
- 3.7. Открытое акционерное общество «Газпром» (г. Москва)
(по запросам);
- 3.8. Открытое акционерное общество «Зарубежнефть» (г. Москва)
(по запросу);
- 3.9. Открытое акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть»
(г. Нарьян-Мар) (по запросу);
- 3.10. ОАО «Ненецкая нефтяная компания» (г. Нарьян-Мар) (по запросу);
- 3.11. ЗАО «РН-Астра» (г. Южно-Сахалинск) (по запросам);
- 3.12. ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф» (г. Южно-Сахалинск)

(по запросам);

3.13. Сахалинский филиал японского консорциума «СОДЕКО» (г. Южно-Сахалинск) (по запросам);

3.14. Сахалинский филиал индийской государственной нефтяной компании «ОНГК Видеш, Лтд.» (г. Южно-Сахалинск) (по запросам);

3.15. Сахалинский филиал американской корпорации «Эксон Мобил» (г. Южно-Сахалинск) (по запросам);

3.16. Федеральная таможенная служба (г. Москва) (по запросам);

3.17. Сахалинская таможня Дальневосточного таможенного управления (г. Южно-Сахалинск) (по запросам);

3.18. Санкт-Петербургская таможня Северо-Западного таможенного управления (г. Санкт-Петербург) (по запросам);

3.19. Управление ФНС России по Сахалинской области (г. Южно-Сахалинск) (по запросам);

3.20. Управление ФНС России по Архангельской области и Ненецкому автономному округу (г. Архангельск) (по запросам);

3.21. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации (г. Москва) (по запросам);

3.22. Федеральная служба по надзору в сфере природопользования (г. Москва) (по запросам);

3.23. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (г. Москва) (по запросам).

4. Срок проведения контрольного мероприятия: февраль - ноябрь 2013 года.

5. Цели контрольного мероприятия:

5.1. Проанализировать результаты деятельности органов государственной власти, инвесторов и компаний-операторов проектов по реализации действующих СРП.

5.2. Проверить выполнение решений Коллегии Счетной палаты Российской Федерации по вопросу реализации СРП.

6. Проверяемый период деятельности: 2012 год и истекший период 2013 года.

7. По результатам контрольного мероприятия установлено следующее.

7.1. По цели 1

В Российской Федерации реализуются три соглашения о разработке месторождений углеводородного сырья на условиях раздела продукции:

1. Соглашение о разделе продукции по нефтегазоконденсатным месторождениям Чайво, Одопту и Аркутун-Даги на шельфе острова Сахалин (далее – проект «Сахалин-1»);

2. Соглашение о разработке Пильтун-Астохского и Лунского месторождений нефти и газа (далее – проект «Сахалин-2»);

3. Соглашение о разработке и добыче нефти на Харьягинском месторождении (далее – проект «Харьягинское месторождение»).

Все реализуемые в настоящее время СРП были заключены до вступления в силу Федерального закона от 30 декабря 1995 г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» (далее – Федеральный закон № 225-ФЗ, Федеральный закон «О соглашениях о разделе продукции»). В соответствии с пунктом 7 статьи 2 указанного закона данные соглашения подлежат исполнению в соответствии с определенными в них условиями.

СРП по проекту «Сахалин-1» подписано 30 июня 1995 года Российской Федерацией в лице Правительства Российской Федерации, администрации Сахалинской области и представителями консорциума инвесторов, начало реализации - 10 июня 1996 года, срок действия – до 2055 года (включительно).

Проект «Сахалин-1» включает в себя разработку и освоение трех нефтегазоконденсатных месторождений: Чайво (открыто в 1979 году), Одопту (открыто в 1977 году) и Аркутун-Даги (открыто в 1989 году).

Оператором проекта является «Эксон Нефтегаз Лимитед» (зарегистрирована в США 25 июля 2002 года), дочерняя компания корпорации «ЭксонМобил» (США).

Распределение долей участия между инвесторами, учредителями консорциума по проекту «Сахалин-1» следующее:

1. Компания «Эксон Нефтегаз Лимитед» (далее – «Эксон НЛ») — 30 процентов;

2. Компания «Сахалин Ойл энд Гэз Девелопмент Ко., Лтд» («СОДЕКО») – дочерняя компания «Ойл энд Гэз Девелопмент Ко., Лтд» (Япония) – 30 процентов;

3. Компания «ОНГК Видеш Лимитед» - дочерняя компания «Индиан Нашнал Ойл Компани ОНГК» (Индия) – 20 процентов;

4. ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф» – дочернее общество ОАО «НК «Роснефть» (Россия) – 11,5 процента;

5. ЗАО «Роснефть-Астра» – дочернее общество ОАО «НК «Роснефть» (Россия) – 8,5 процента.

СРП по проекту «Сахалин-2» подписано 22 июня 1994 года Российской Федерацией в лице Правительства Российской Федерации, администрации Сахалинской области и представителями компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани, Лтд» (далее – «Сахалин Энерджи»), начало реализации проекта – 15 июня 1996 года, срок действия – до 2041 года (включительно).

СРП по проекту «Сахалин-2» включает в себя разработку и освоение Пильтун-Астохского (открыто в 1986 году) и Лунского (открыто в 1984 году) месторождений нефти и газа в Охотском море.

Оператором проекта является Компания «Сахалин Энерджи», которая создана специально для реализации СРП по проекту «Сахалин-2» (зарегистрирована на Бермудских островах 18 апреля 1994 года).

По состоянию на 1 января 2013 года уставный капитал «Сахалин Энерджи» составлял 6 789,6 млн. долларов, а том числе по обыкновенным акциям – 385 млн. долларов США, по привилегированным акциям – 6 404,6 млн. долларов США.

В проверяемом периоде учредителями «Сахалин Энерджи» являлись:

1. Компания «Газпром Сахалин Холдингз Б.В.» - дочернее общество ОАО «Газпром» (Россия) – 50 процентов плюс 1 акция;
2. Компания «Шелл Сахалин Холдингз Б.В.» - дочерняя компания «Шелл» (Великобритания/Голландия) - 27,5 процента минус 1 акция;
3. Компания «Мицуи Сахалин Холдингз Б.В.» - дочерняя компания «Мицуи Корпорейшн» (Япония) - 12,5 процента;
4. Компания «Даймонд Гэз Сахалин Б.В.» - дочерняя компания «Мицубиси» (Япония) - 10 процентов.

Соглашение по проекту «Харьягинское месторождение» подписано 20 декабря 1995 года Российской Федерацией в лице Правительства Российской Федерации, администрации Ненецкого автономного округа и французским акционерным обществом «Тоталь Разведка Разработка Россия», начало реализации проекта – 1 января 1999 года, срок действия – до 2031 года (включительно).

Проект «Харьягинское месторождение» включает в себя разработку и освоение 2-го и 3-го объектов Харьягинского нефтяного месторождения на территории Ненецкого автономного округа (открыто в 1970 году).

Оператором проекта является французская компания «Тоталь Разведка Разработка Россия» (далее – «Тоталь РРР»).

Распределение долей участия по проекту между инвесторами следующее:

1. Компания «Тоталь Разведка Разработка Россия» - дочерняя компания концерна «Тоталь» (Франция/Финляндия) – 40 процентов;
2. Компания «Статойл АСА» (Норвегия) – 30 процентов;
3. ОАО «Зарубежнефть» (Россия) – 20 процентов;
4. ОАО «Ненецкая нефтяная компания» (Россия) – 10 процентов.

Результаты деятельности компании-оператора «Эксон Нефтегаз Лимитед» по реализации СРП по проекту «Сахалин-1»

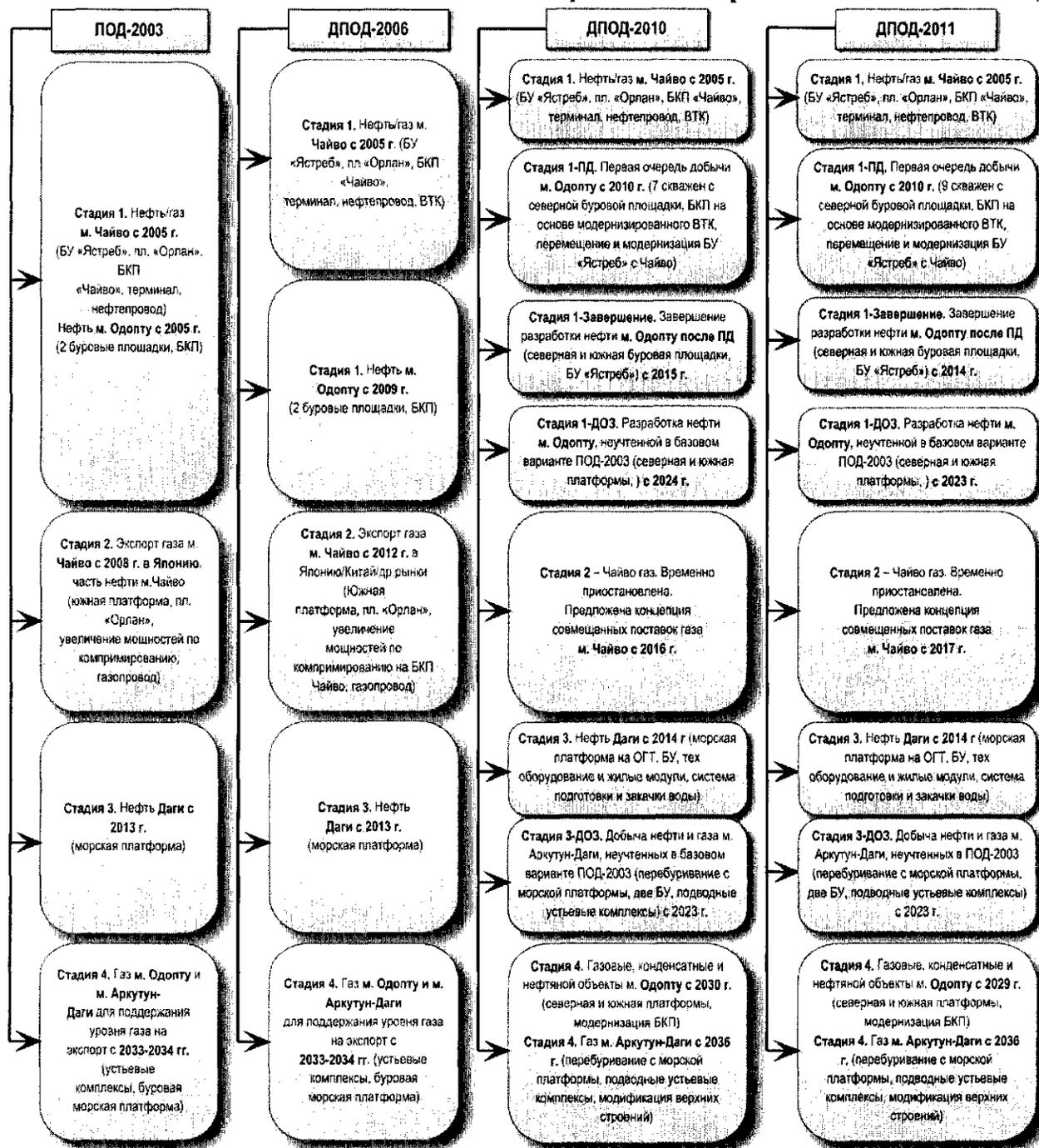
В соответствии с соглашением о разделе продукции реализация проекта «Сахалин-1» осуществляется на основании Программы работ и Сметы Расходов по Обустройству и Добыче, разработанной и согласованной Уполномоченным государственным органом (далее – УГО) в апреле 2003 года (далее – ПОД-2003), а также дополнения к ПОД 2006 года (далее – ДПОД-2006), дополнения к ПОД 2010 года (далее – ДПОД-2010) и дополнения к ПОД 2011 года (далее – ДПОД-2011). На основании утвержденного ПОД оператором проекта «Сахалин-1» подготавливаются соответствующие Программы работ и Сметы расходов на очередной год (далее - ПРиСР).

В соответствии с ПОД-2003, ДПОД-2006, ДПОД-2010 и ДПОД-2011 освоение месторождений в рамках проекта «Сахалин-1» происходит поэтапно (см. схему 1). В ПОД отмечается, что поэтапная реализация проекта «Сахалин-1» является оптимальным вариантом освоения Договорной Акватории Соглашения, которая включает в себя три участка на шельфе северо-восточной части о. Сахалин. Эти участки включают месторождения Одопту (далее –

Одопту, ОМ), Чайво (далее – Чайво, ЧМ) и Аркутун-Даги (далее Аркутун-Даги, АДМ).

Сведения о поэтапной реализации Соглашения «Сахалин-1» представлены в схеме 1.

Схема 1. Поэтапная реализация проекта «Сахалин-1» в ПОД¹



На схеме 1 видно, что с течением времени концепция освоения запасов проекта «Сахалин-1» менялась. Так, в период с 2003 по 2006 год Консорциум

¹ ДОЗ – Дополнительные объемы запасов, которые требуют изучения и исследования. ДОЗ не включены в оценку и экономические расчеты ДПОД-2011. Стадия 1-ПД – первая очередь добычи на месторождении Одопту – первоочередной участок разработки на Стадии 1 Одопту. Стадия 1-Завершение – извлечение оставшихся запасов Стадии 1 после стадии 1-ПД.

принял решение о приоритетном освоении запасов месторождения Чайво. С целью приведения в соответствие обновленной концепции освоения месторождения Чайво и концептуальных документов освоения по проекту «Сахалин-1» консорциум подготовил соответствующее ДПОД-2006, согласно которому освоение запасов нефти месторождения Одопту планировалось по мере падения добычи на Чайво и освобождения производственных мощностей. Стадия 2 проекта «Сахалин-1» с поставкой газа на экспорт планировалась, начиная с 2012 года, в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (далее – АТР). На основании согласованных в 2008 году проектных документов освоения запасов месторождений Одопту и Аркутун-Даги Консорциумом было подготовлено соответствующее дополнение к ПОД, которое после обсуждения и внесения изменений по замечаниям российской стороны в течение 2009-2010 годов было утверждено решением УГО 29 ноября 2010 года. ДПОД-2010 впервые были выделены стадии освоения дополнительных объемов запасов, затраты на реализацию которых требовали отдельного решения УГО. В течение 2011 года оператором проекта «Сахалин-1» были согласованы новые проектные технологические документы разработки месторождений проекта «Сахалин-1». В соответствии с решением УГО от 29 ноября 2010 года оператор проекта представил российской стороне дополнение к ПОД 2011 года, включающее все проектные изменения освоения месторождений проекта «Сахалин-1». После соответствующего обсуждения и уточнения дополнение к ПОД 2011 года было утверждено решением УГО от 29 ноября 2011 г. № 2011/2-1.

Согласно ДПОД-2011 предполагаемая полномасштабная разработка месторождений проекта «Сахалин-1» в границах лицензионного участка предусматривает добычу 301,5 млн. тонн нефти и 377,2 млрд. кубических метров газа в срок до 2055 года, что соответствует данным проектных документов, действующих на момент представления ДПОД-2011 на утверждение УГО.

Необходимо отметить, что в ПОД-2003 (ДПОД-2006) предполагалась разработка запасов в объеме 256 млн. тонн нефти и конденсата и 407 млрд. кубических метров газа, в ДПОД-2010 предполагалась разработка 298,1 млн. тонн нефти и конденсата и 367,1 млрд. кубических метров газа.

Оценка капитальных вложений в ДПОД-2011 консорциумом приведена для двух вариантов планирования разработки запасов в пределах лицензионного участка:

текущий вариант – затраты, необходимые для разработки 247,0 млн. тонн и 343,4 млрд. кубических метров запасов углеводородов в границах лицензионного участка, то есть этот вариант предусматривает частичную разработку предусмотренных технологическими документами объемов запасов;

вариант полномасштабной разработки запасов, предусматривающий добычу 301,5 млн. тонн нефти и конденсата и 377,2 млрд. кубических метров газа в срок до 2055 года.

Разница между текущим вариантом разработки и полномасштабной разработкой – объемы дополнительных запасов, планируемых к разработке на

фазах Стадия 1-ДОЗ и Стадия 3-ДОЗ (см. схему 1) в количестве 54,5 млн. тонн нефти и конденсата и 33,8 млрд. кубических метров газа.

В соответствии с ДПОД-2011 общие капитальные затраты на реализацию текущего варианта разработки оцениваются в объеме 45,2 млрд. номинальных долларов США при цене нефти 80 долларов США за баррель.

Сведения о капиталовложениях в обустройство и добычу на весь период реализации проекта «Сахалин-1» в соответствии с ДПОД-2011 представлены в таблице.

Таблица 1

Месторождение / Стадия по ДПОД-2011	Фактические затраты за 2002-2010 гг., млн. долл. США ²	Капиталовложения в разработку на 2011-2055 гг., млн. долл. США (2010 г.) ³	ИТОГО с 2002 по 2055 гг. млн. долл. США (2010 г.) ⁴
Чайво			
Стадия 1	7 466		
Бурение и модификации	540	2 486	
Стадия 2		5 080	
Чайво итого:	8 006	7 566	15 572
Одопту			
ПД	2 338	332	
Стадия 1-Завершение		2 735	
Стадия 4		2 343	
Одопту итого:	2 338	5 410	7 748
Аркутун-Даги			
Стадия 3	1 744	6 145	
Стадия 4		2 800	
Аркутун-Даги итого:	1 744	8 945	10 689
ВСЕГО по тек. варианту:	12 088	21 921	34 009
Стадия 1-ДОЗ		1 507	
Стадия 3-ДОЗ		9 900	
ВСЕГО полномасштабная разработка:			45 416

В проверяемом периоде добыча углеводородов по проекту «Сахалин-1» велась в рамках стадии 1 и стадии 1-ПД.

В рамках стадии 1 была создана основная производственная инфраструктура, в том числе:

- береговой комплекс подготовки продукции Чайво (далее – БКП Чайво);
- буровая платформа «Орлан»;
- буровая установка «Ястреб» (БУ);
- буровая площадка Чайво (далее – БП Чайво);
- терминал отгрузки нефти в п. Де-Кастри (далее – ТОН);
- магистральный трубопровод от БКП Чайво до ТОН;
- промысловые трубопроводы с «Орлан» и БП Чайво до БКП Чайво;
- выносной одноточечный причал «Сокол» (далее – ВОП);
- линия подводной отгрузки нефти от ТОН до ВОП;
- магистральный газопровод БКП Чайво – Боатасино;

² В данном столбце указаны затраты в номинальных долларах США

³ В данном столбце указаны планируемые затраты в освоение месторождений за период с 2011 по 2055 год в долларах США 2010 года

⁴ В данном столбце представлена сумма понесенных фактических затрат в номинальных долларах США и прогнозной оценки оператора по затратам в освоение в ценах 2010 года.

топливный газопровод Де-Кастри.

Магистральный нефтепровод (БКП Чайво – ТОН) был сдан в эксплуатацию в августе 2006 года, а полномасштабная добыча началась в октябре 2006 года.

Освоение месторождения Чайво осуществляется при помощи ледостойкой морской платформы «Орлан» и одной береговой буровой площадки, на которой бурение ведется при помощи буровой установки «Ястреб». После завершения начальной программы буровых работ на буровой площадке Чайво БУ «Ястреб» была передислоцирована на Одопту. После завершения буровых работ на месторождении Одопту в рамках стадии ПД-Одопту БУ «Ястреб» была возвращена на БКП Чайво.

БКП Чайво был введен в эксплуатацию в октябре 2006 года. Пиковый уровень добычи на месторождении был достигнут в начале 2007 года.

В настоящее время скважины, пробуренные с БП Чайво и платформы «Орлан», эксплуатируются в режиме высокого давления. Это позволяет подавать весь поток неразделенной продукции по одному промышленному трубопроводу многофазной продукции (наружным диаметром 914 мм) непосредственно на БКП Чайво. После сепарации, компримирования и осушки сухой газ по трубопроводу (наружным диаметром 610 мм) поступает на платформу «Орлан» и буровую площадку Чайво для обратной закачки в пласт и газлифтной эксплуатации.

Стабилизированная нефть перекачивается на материковую часть России до морского терминала в Де-Кастри (Хабаровский край) по трубопроводу наружным диаметром 610 мм и протяженностью 221 км, который был полностью сдан в эксплуатацию в августе 2006 года. Нефть проекта «Сахалин-1» хранится в резервуарах на территории терминала и подается по подводному трубопроводу наружным диаметром 1219 мм на выносной одноточечный причал (далее – ВОП), расположенный в море на расстоянии 5,7 км к востоку от морского терминала. На нем нефть загружается в специально построенные и арендованные танкеры ледового класса, рассчитанные на круглогодичную эксплуатацию в акватории Татарского пролива. Система рассчитана на обслуживание танкеров водоизмещением и грузоподъемностью до 110 тыс. тонн.

Согласно ДПОД-2011 в рамках стадии 1 консорциум планирует добыть 125,5 млн. тонн нефти и 60,1 млрд. кубических метров газа (43,1 млрд. кубических метров газа на реализацию и 17,0 млрд. топливного газа). Общие прогнозные возмещаемые затраты стадии 1 Чайво на весь срок реализации проекта «Сахалин-1» составляют 29 137,1 млн. номинальных долларов США, в том числе прогнозные капитальные затраты на весь период реализации проекта – 11 513 млн. номинальных долларов США, прогнозные эксплуатационные и прочие затраты на весь период реализации проекта – 16 759 млн. номинальных долларов США, затраты на ликвидационный фонд – 694,1 млн. номинальных долларов США, затраты на выплаты согласно СРП (Фонд развития Сахалина и расходы, ранее понесенные российской стороной) – 171 млн. номинальных

долларов США.

Кроме стадии 1 в рамках проекта «Сахалин-1» также в проверяемом периоде реализуется стадия 1-ПД (см. Схему 1). В рамках стадии 1-ПД на месторождении Одопту были сооружены соответствующие промысловые сооружения: буровая площадка Одопту 2 (северная) (далее – БП Одопту) и промысловый трубопровод с БП Одопту до БКП Чайво.

В рамках стадии 1-ПД (или ПД Одопту) консорциум планирует добыть 16,9 млн. тонн нефти, 7,3 млрд. кубических метров газа (5,2 млрд. кубических метров газа для реализации и 2,1 млрд. кубических метров топливного газа). Общие прогнозные возмещаемые затраты за весь срок реализации проекта в рамках стадии 1-ПД в соответствии с ДПОД-2011 составляют 4 472,9 млн. номинальных долларов США, в том числе прогнозные капитальные затраты – 2 738 млн. номинальных долларов США, прогнозные эксплуатационные и прочие возмещаемые затраты – 1 650 млн. номинальных долларов США. Кроме того затраты на ликвидационный фонд составляют 84,9 млн. номинальных долларов США.

Более подробный анализ ДПОД-2011 представлен в отчете Счетной палаты Российской Федерации о проведении контрольного мероприятия «Проверка эффективности деятельности государства и компаний-операторов проектов по реализации действующих соглашений о разделе продукции за 2011 год» (утвержден Коллегией Счетной палаты Российской Федерации (протокол от 23 ноября 2012 г. № 51К(884)).

Как указано на схеме 1, стадия 2 является газовой составляющей проекта «Сахалин-1». Согласно ПОД и дополнениям к ней добываемый газ проекта «Сахалин-1» предполагалось поставлять на экспорт. Однако до настоящего времени стадия 2 проекта «Сахалин-1» не реализовывается. Более подробный анализ причин сложившейся ситуации при реализации стадии 2 проекта «Сахалин-1» представлен на странице 115.

Нефтегазоконденсатное месторождение Чайво

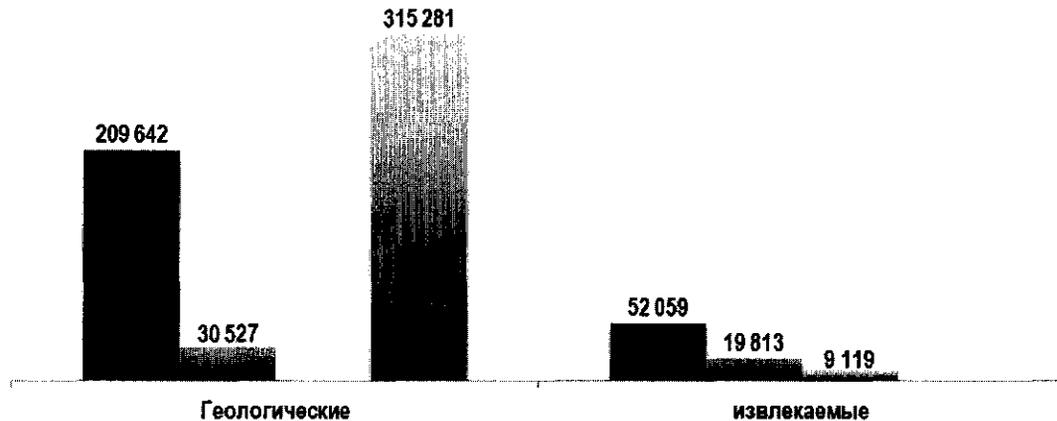
Нефтегазоконденсатное месторождение Чайво находится в разработке с октября 2005 года.

В настоящее время добыча на месторождении Чайво ведется в рамках стадии 1 проекта «Сахалин-1» (см. схему 1).

Сведения о состоянии текущих запасов углеводородов на месторождении Чайво по состоянию на 1 января 2012 года представлены на диаграмме.

Диаграмма 1

■ Нефть, тыс. тонн ■ Конденсат, тыс. тонн ■ Растворенный газ, млн. м3 ■ Свободный газ и ГШ, млн.м3



В проверяемом периоде разработка запасов месторождения Чайво велась в соответствии с положениями проектного технологического документа «Дополнение к технологической схеме разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чайво» (протокол ЦКР Роснедра от 8 сентября 2011 года № 5203) (далее – техсхема Чайво-2011). Техсхемой Чайво-2011 был установлен проектный фонд скважин (в пределах лицензионного участка) в количестве 106 скважин, в том числе 91 добывающая скважина (48 на нефть и 43 на газ), 10 газонагнетательных и 5 вспомогательных скважин. Газонагнетательные скважины в дальнейшем должны быть переведены под добычу газа. Проектом установлен максимальный годовой уровень добычи (в пределах лицензионного участка) нефти – 5 635,1 тыс. тонн (в 2013 году), добыча конденсата – 1 070,6 тыс. тонн (в 2023 году), добыча свободного газа – 18 223,1 млн. кубических метров (в 2027 году), добычи растворенного газа – 970,2 млн. кубических метров (в 2013 году), закачки газа в пласт – 10 594,9 млн. кубических метров. Уровень использования растворенного газа – 95 процентов начиная с 2011 года.

Накопленная добыча (в пределах лицензионного участка) на конец 2055 года (конец реализации СРП по проекту «Сахалин-1») нефти – 96 463,1 тыс. тонн, конденсата – 26 558,2 тыс. тонн, растворенного газа – 16 345,7 млн. кубических метров, свободного газа – 503 307,0 млн. кубических метров.

Техсхемой Чайво-2011 предусмотрено в 2012 году бурение 4 скважин (3 добывающих и 1 нагнетательной) и зарезка 2 боковых стволов.

«Эксон НЛ» в декабре 2011 года в установленном постановлением Госгортехнадзора России от 34 ноября 1999 г. № 85 порядке согласовала годовой план развития горных работ (протокол совещания с Сахалинским управлением Ростехнадзора от 16 декабря 2011 года) (далее – годовая программа Чайво-2012). Годовой программой Чайво-2012 было предусмотрено бурение 3 скважин и зарезка 2 боковых стволов. Отклонение показателей годовой программы Чайво-2012 от показателей техсхемы Чайво-2011 «Эксон НЛ» объясняет задержками сроков окончания работ по перевозке БУ «Ястреб» с БП Одопту-2 (Северная) на БП Чайво, выполненной в 2011 году.

Согласно положениям СРП реализация проекта «Сахалин-1» осуществляется на основании годовой программы работ и сметы расходов

(далее – ПРисР). Так, ПРисР-2012, утвержденной решением УГО от 23 декабря 2011 года № 2011/2-2 было предусмотрено бурение 3 добывающих скважин и 1 нагнетательной с БП Чайво, а также зарезка бокового ствола на платформе «Орлан».

Проверкой установлено, что фактически в 2012 году было начато строительство 3 добывающих скважин, а закончены бурением и переданы в эксплуатацию только 2 добывающие скважины. Третья добывающая скважина (Z-42) начала давать продукцию в июле 2013 года.

Строительство газонагнетательной скважины ZGI-3 начато 5 октября 2012 года, скважина закончена бурением и передана в эксплуатацию 5 января 2013 года. Вместе с тем, скважина в период с января 2013 года по настоящее время находится в освоении. Так как «Эксон НЛ» было получено разрешение на строительство двух нагнетательных скважин (ZGI-3 и ZGI-41) на период 2012 – 2013 годов и компания планирует закончить бурением скважину ZGI-41 в ноябре 2013 года, получение разрешения на ввод объектов в эксплуатацию планируется для двух скважин (ZGI-3 и ZGI-41) одновременно.

Кроме того, согласно техсхеме Чайво-2011 и годовой программе Чайво-2012 в 2012 году была предусмотрена зарезка двух боковых стволов на платформе «Орлан». Фактически в декабре 2012 года начата зарезка только одного бокового ствола в скважине О-32, буровые работы были закончены 10 марта 2013 года. Работы начаты с опозданием ввиду задержки в модификации буровой платформы «Орлан», связанной с задержками поступления оборудования с длительным сроком поставки.

Проверкой установлено, что по итогам 2012 года фактический фонд эксплуатационных скважин соответствует показателям техсхемы Чайво-2011 и годовой программы Чайво-2012. Вместе с тем, показатели по вводу скважин в эксплуатацию и зарезке боковых стволов в полном объеме не выполнены. Согласно техсхеме Чайво-2011 фонд нагнетательных скважин на конец 2012 года должен составлять 6 единиц, фактический фонд – 5 единиц, предусмотрена зарезка двух боковых стволов, фактически в 2012 году начата зарезка только одного ствола с окончанием в феврале 2013 года.

«Эксон НЛ» в декабре 2012 года в установленном порядке согласован годовой план развития горных работ (протокол совещания с Сахалинским управлением Ростехнадзора от 20 декабря 2012 года) (далее – годовая программа Чайво-2013).

Годовой программой Чайво-2013 было предусмотрено бурение 3 добывающих скважин (2 на БП Чайво и 1 на платформе Орлан), 2 нагнетательных скважин (с платформы Орлан) и зарезка 2 боковых стволов.

Техсхемой Чайво-2011 предусматривалось ликвидация двух скважин в 2013 году и их замена двумя новыми боковыми стволами. Согласно техсхеме Чайво-2011 бурение новой газонагнетательной скважины предусмотрено в 2014 году. Однако на момент согласования годовой программы Чайво-2013 «Эксон НЛ» планирует осуществить бурение скважины в конце 2013 года.

Проверкой установлено, что технологические показатели техсхемы Чайво-2011 на 2013 год и годовой программы Чайво-2013 в части добычи совпадают.

Как отмечено в программе Чайво-2013, текущие планы «Эксон НЛ» на момент представления годовой программы Чайво-2013 предусматривали бурение: 2 новых добывающих скважин и 2 газонагнетательных скважин с БП Чайво, 1 новой добывающей скважины с платформы «Орлан», зарезку 2 новых боковых стволов с платформы «Орлан», что больше проектных показателей, утвержденных техсхемой Чайво-2011, на две газонагнетательные скважины.

Проверкой установлено, что согласно графику бурения ПРиСР-2012 обе эксплуатационные добывающие скважины (Z-42 и Z-43) должны были быть закончены в период с февраля по август 2013 года. Фактически по состоянию на 1 августа 2013 года добывающая скважина Z-43 закончена бурением 6 апреля 2013 года, скважина Z-42 закончена бурением 12 июня 2013 года.

Скважина Z-43 была подключена в апреле 2013 года продолжительность работы в мае 2013 года составила 20 суток, добыча жидкости – 35 127 тонн. Вместе с тем, разрешение на ввод объекта в эксплуатацию получено 8 августа 2013 года.

Согласно отчету о добыче и состоянии фонда скважин за июль 2013 года скважина Z-42 подключена в июле 2013 года. Продолжительность работы в июле составила 12 дней, добыча жидкости – 21 719 тонн. Вместе с тем, разрешение на ввод объекта в эксплуатацию на момент проведения проверки (начало сентября 2013 года) не получено. Получение планируется в сентябре после окончания соответствующих проверок Сахалинского управления Ростехнадзора. Эксплуатация нефтяной скважины без соответствующего разрешения на ввод объекта в эксплуатацию является нарушением части I статьи 55.24 Градостроительного кодекса Российской Федерации.

В соответствии с представленной информацией строительство нагнетательной скважины ZGI-41 начато в октябре 2012 года и закончено в августе 2013 года. В настоящее время скважина находится в освоении.

В соответствии с данными контрольного мероприятия сведения о фактической добыче углеводородов за 2012 год и первое полугодие 2013 года (с учетом корректировок, направленных оператором в Минэнерго России и Минприроды Сахалинской области письмом от 18 июня 2013 г. № ENL-YR-2013-1555) в сравнении с проектными показателями техсхемы Чайво-2011 представлены в таблице.

Таблица 2

По месторождению в целом и в пределах лицензионного участка	Добыча в 2012 году					Добыча в 2013 году				
	проект	ПРисР-2012	факт	% выполнения проекта	% выполнения ПРисР-2012	проект	ПРисР-2013 1-2 квартал	факт	% выполнения проекта	% выполнения ПРисР-2013 1-2 квартал
Добыча нефти, тыс. т	5 013,5	-	3 911,0	78,0%	-	5 635,1		2 232,4	39,6%	-
Добыча конденсата, тыс. т	458,4	-	641,0	139,8%	-	512,6		342,6	66,8%	-
Всего нефть и конденсат тыс. т	5 471,9	5 471,7	4 552,0	83,2%	83,2%	6 147,7	2 530,1	2 575,0	41,9%	101,8%
Добыча газа, млн. м3	8 771,9	-	8 795,2	100,3%	-	10 151,7		4 766,6	47,0%	-
Закачка газа, млн. м3	6 990,5	-	6 511,9	93,2%	-	8 232,8		3 201,2	38,9%	-
Чистый отбор газа млн. м3	1 781,4	-	2 283,3	128,2%	-	1 918,9		1 565,4	81,6%	-

Из данных таблицы видно, что фактическая добыча нефти в 2012 году меньше проектных показателей на 22 процента, что больше максимально допустимого отклонения (15 процентов), установленного пунктом 111 Правил охраны недр, утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 6 июня 2003 г. № 71 в редакции приказа МПР России от 30 июня 2009 г. № 183.

В соответствии с пунктом 2.13 Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (утв. приказом МПР России от 21 марта 2007 г. № 61) отклонение фактической добычи от проекта больше, чем максимально допустимые уровни является причиной разработки нового проектного документа или дополнения к действующему проектному документу.

В конце 2012 года оператором начата работа по пересмотру технологической схемы разработки месторождения Чайво в связи с уточнением гидродинамических моделей для пластов XVII/XVIII, XIX/XX и XIV на основе имеющихся данных на конец 2012 года и в соответствии с требованиями достижения коэффициента извлечения для запасов, находящихся на государственном балансе; при этом прорабатывается возможность подготовки единого технического проекта на разработку, включающего участок Чайво проекта «Сахалин-1» и северный участок Чайво, принадлежащий ОАО «НК «Роснефть». Представление новой техсхемы на согласование в ЦКР Роснедра планируется в 3-4 кварталах 2013 года. На момент проведения проверки (август 2013 года) дополнение к технологической схеме разработки месторождения Чайво не согласовано в установленном порядке ЦКР Роснедра.

ПРисР-2012 предусмотрена добыча нефти и конденсата в объеме 5 471,73 тыс. тонн. Суммарный объем газа для продажи (с Чайво и Одопту в сумме) планировался «Эксон НЛ» в объеме 2,4 млрд. кубических метров. Из данных таблицы _ видно, что «Эксон НЛ» не достигнуты показатели добычи ПРисР-2012. Разница фактических показателей добычи нефти и конденсата на Чайво составила (-)919,73 тыс. тонн (-16,8 процента от ПРисР-2012).

Снижение фактических объемов добычи нефти и конденсата в 2012 году по сравнению с проектными показателями техсхемы Чайво-2011 и ПРисР-2012 «Эксон НЛ» объясняет следующими причинами:

более высокий газовый фактор по сравнению с ожидаемым проектным показателем;

продолжающееся воздействие раннего прорыва воды при добыче нефти в условиях ограниченных мощностей по переработке воды, а также останов трех скважин в связи с большой обводненностью продукции.

С учетом газового фактора и обводненности продукции скважины в 2012 году и в истекшем периоде 2013 года продолжают работать в циклическом режиме для обеспечения максимальной добычи в пределах мощностей утилизации попутной воды и переработки газа.

Кроме того на добычу также влияли как плановые технологические остановки БП Чайво и платформы «Орлан» (подключение и тестирование скважин, проверки и инспектирование буровых установок и пр.), так и внеплановые (аварийные) остановки БП Чайво, платформы «Орлан» и БКП Чайво (аварийный останов ГТГ-1 в мае 2012 года и последующий останов БП Чайво и платформы «Орлан» и др.).

ПриСР-2013 предусмотрена добыча нефти и конденсата в объеме 2 530,1 тыс. тонн, газа – 5 510,6 млн. кубических метров. Из данных таблицы 2 видно, что фактическая добыча нефти и конденсата за 1 полугодие 2013 года составляет 101,8 процента полугодовых значений. Фактическая добыча газа за 1 полугодие 2013 года составляет 86,5 процента полугодовых значений.

Нефтегазоконденсатное месторождение Одопту

Месторождение было открыто в 1971 году.

Разработка месторождения Одопту на Стадии 1 (см. Схему 1) началась с реализации первоочередного участка разработки, выделенного из Плана разработки месторождения согласно утвержденному проектному технологическому документу «Дополнение к технологической схеме разработки нефтегазоконденсатное месторождения Одопту» (протокол ЦКР Роснедра от 1 октября 2008 г. № 4415). Впервые технологическая схема была утверждена ЦКР в 2002 году (протокол от 22 ноября 2002 г. № 2927).

Согласно ДПОД-2011 консорциум, в зависимости от успеха ПД Одопту, запланировал дальнейшую разработку для завершения всего объема работ по этапу ПД Одопту (стадия 1 – Завершение). После выполнения исходного объема работ по Стадии 1 (ПД Одопту и Стадия 1 – Завершение) и на основании эксплуатационных показателей программа полномасштабной разработки месторождения Одопту продолжится освоением его остаточных запасов нефти (Стадия 1-ДОЗ). Начало бурения и добычи на стадии 1 – Завершение предполагается в 2015 году.

Действующим в проверяемом периоде проектным технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки нефтегазоконденсатного месторождения Одопту» (протокол ЦКР Роснедра от 2 июня 2011 г. № 5161) (далее – техсхема Одопту-2011).

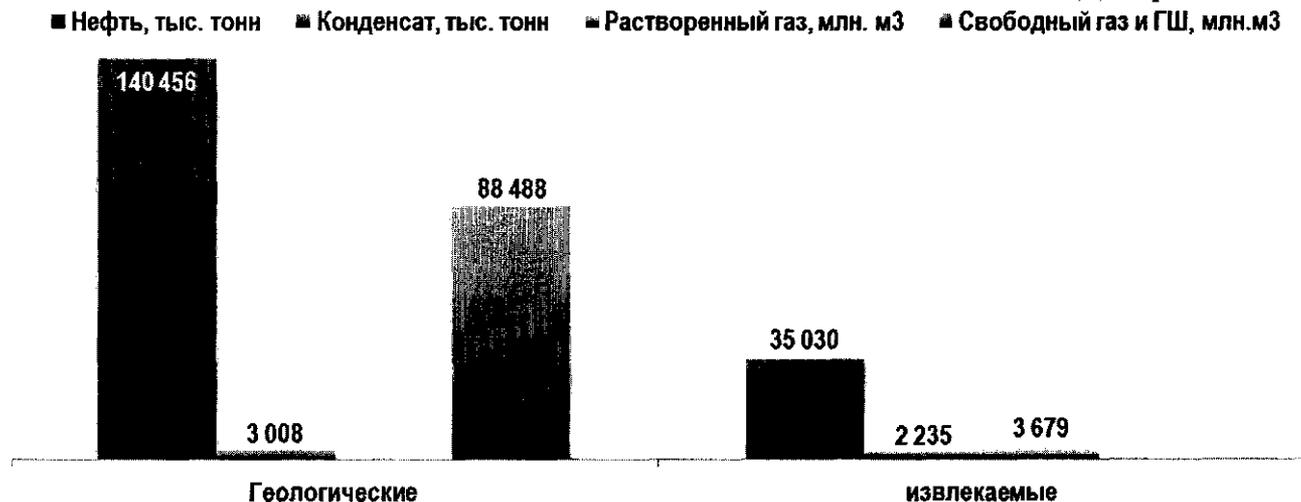
Техсхемой Одопту-2011 установлены максимальные проектные уровни добычи нефти в объеме 2 666,6 тыс. тонн (в 2027 году), свободного газа – 3 876 млн. кубических метров (в 2037 году), закачки воды – 4 858 тыс. кубических метров (в 2029 году), закачки газа – 2 354 млн. кубических метров

(в 2019 году), уровень использования растворенного газа – 95 процентов (с 2012-2014 годов, 98 процентов – с 2015 года). Проектный уровень накопленной добычи за весь период разработки месторождения (до 2119 года) оставляет 53 843 тыс. тонн нефти, 2 346 тыс. тонн конденсата и 82 087 млн. кубических метров газа. Проектные уровни накопленной добычи нефти за период действия СРП по проекту «Сахалин-1» составляют 49 481,4 тыс. тонн, конденсата – 1 964,1 тыс. тонн, газа – 52 088 млн. кубических метров (4 977,0 млн. кубических метров растворенного газа и 47 111,0 млн. кубических метров свободного газа).

Общий фонд скважин установлен в количестве 111 единиц, в том числе 77 добывающих, 22 водонагнетательных, 2 газонагнетательных, 4 для утилизации отходов бурения и 6 водозаборных.

Сведения о состоянии текущих запасов углеводородов, числившихся на государственном балансе по состоянию на 1 января 2013 года (с учетом проведенной в 2012 году переоценки), представлены на диаграмме.

Диаграмма 2



Проверкой установлено, что в 2012 и в истекшем периоде 2013 года (сентябрь) бурение новых скважин на Одопту не ведется. Фактический фонд скважин за 2012 и 2013 год соответствует данным техсхемы на 2012 и 2013 год. Последние скважины стадии ПД Одопту (ОП-2 и ОП-11), пробуренные в 2011 году, были подключены в апреле 2013 года. Продолжительность работы скважины ОП-2 в апреле 2013 года составила 17 дней, добыча жидкости – 16 482 тонн. Продолжительность работы скважины ОП-11 в апреле 2013 года составила 16 дней, добыча жидкости – 20 900 тонн.

Сведения о добыче углеводородов на месторождении Одопту в сравнении с проектными данными техсхемы Одопту-2011 приведены в таблице.

Таблица 3

По месторождению в целом и в пределах лицензионного участка	Добыча в 2012 году					Добыча в 2013 году				
	проект	ПРИСР-2012	факт	% выполнения проекта	% выполнения ПРИСР-2012	проект	ПРИСР-2013 1-2 квартал	факт	% выполнения проекта	% выполнения ПРИСР-2013 1-2 квартал
Добыча нефти, тыс. т.	2 109,6	-	2526,63	119,8%	-	1 605,3		758,8	47,3%	-
Добыча конденсата, тыс. т.	15,9	-	11,6	73,1%	-	24,6		7,1	29,0%	-
Всего нефть и конденсат тыс. т.	2 125,5	2 125,9	2 538,3	119,4%	119,4%	1 629,9	705,9	765,9	47,0%	108,5%
Добыча газа, млн. м3	666,5	-	557,0	83,6%	-	868,2	289,6	297,1	34,2%	102,6%
Закачка газа, млн. м3	0,0	-	0,0	-	-	0,0		0,0	-	-
Использование и потери газа млн. м3	655,2	-	99,4	15,2%	-	859		283,4	33,0%	-

Из данных таблицы видно, что отклонение фактических показателей добычи нефти и газа за 2012 год находится на грани максимально допустимых отклонений (20 и 20 процентов соответственно), установленных пунктом 111 Правил охраны недр (утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 6 марта 2003 г. № 71 в редакции приказа МПР России от 30 июня 2009 г. № 183).

Кроме того, из-за задержек по проекту модернизации БКП Чайво (установка дожимного компрессора) мощности по переработке газа БКП Чайво и мощности трубопровода с БП Одопту до БКП Чайво были существенно ограничены. В этой связи для обеспечения добычи нефти на проектном уровне и уровне ПРИСР-2012 «Эксон НЛ» была вынуждена увеличить сжигание газа на факеле БП Одопту.

Уровень утилизации попутного газа в 2012 году при разработке месторождения составил 17,8 процента от общего объема добытого газа при проектном уровне 95 процентов.

В этой связи в 2012 году оператором было получено разрешение на выброс № 06-122/640011003208 от 7 сентября 2012 года, выданное Управлением Росприроднадзора по Сахалинской области. Данное разрешение основывалось на расчетах по фактическим показателям утилизации и сжигания попутного газа и отражает увеличенный показатель сжигания на факеле.

Следует отметить, что в протоколе согласования годовой программы развития горных работ на 2013 год (протокол от 20 декабря 2012 года, далее – программа Одопту-2013) Сахалинским управлением Ростехнадзора отмечено, что «Эксон НЛ» сознательно увеличен объем добычи нефти в 2012 году. При этом попутный нефтяной газ сжигался на факеле в связи с ограничением пропускной способности трубопровода «БП Одопту 2 (Северная) - БКП Чайво» и невозможностью его использования. Сжигание газа на факеле – 436,633 млн. кубических метров (84,1 процента), является нарушением принятой схемы и технологии разработки месторождения Одопту, проекта обустройства месторождения. В протоколе также отмечено, что «Эксон НЛ» осуществляла пользование недрами с нарушением условий, предусмотренных лицензией на пользование недрами и требованиями проектной документации (техсхемы Одопту-2011).

Годовая программа Одопту-2013 согласована Сахалинским управлением Ростехнадзора с условием доведения уровня использования попутного газа до 95 процентов. В случае его невыполнения, добыча нефти должна быть ограничена.

Проверкой установлено, что дожимной компрессор на БКП Чайво был введен в эксплуатацию 29 апреля 2013 года, увеличив при этом мощности трубопровода БП-Одопту – БКП Чайво. В результате чего, как видно из данных таблицы 3, уровень сжигания газа на факеле в 1 полугодии 2013 года сократился до 4,62 процента (утилизация – 95,38 процента).

ПРисР-2012 были установлены плановые значения добычи нефти и конденсата на месторождении Одопту в количестве 2 125,9 млн. тонн. Из таблицы 3 видно, что фактическая добыча составила 119,4 процента плановых значений. ПРисР-2013 установлены плановые значения добычи нефти и конденсата за 1 полугодие 2013 года в количестве 705,9 млн. тонн, газа – 289,6 млн. кубических метров. Из данных таблицы 3 видно, что фактическая добыча нефти и конденсата составила 108,5 процента от плановых полугодичных значений. Фактическая добыча газа составила 102,6 процента от плановых полугодичных значений.

Проверкой установлено, что в 2011 году на месторождении Одопту были пробурены две добывающих скважины (ОП-9 и ОП-11) с опережением графика проектного технологического документа. Указанные скважины являются последними скважинами, которые предусмотрены проектным технологическим документом и ДПОД-2011 в рамках стадии 1-ПД (ПД Одопту).

В течение 2012 года и истекшем период «Эксон НЛ» велась работа по разработке концепции реализации стадии 1-Завершение (стадия 2 Одопту). Согласно представленной информации в рамках подготовки к реализации стадии 1-Завершение «Эксон НЛ» выполнены геологическое и гидродинамическое моделирование, оптимизация концепции разработки с целью максимизации увеличения извлечения углеводородов месторождения и подготовлен новый проектный документ освоения запасов месторождения Одопту и соответствующее дополнение к ПОД 2013 года, в соответствии с которым общий объем накопленной добычи нефти стадий ПД Одопту и стадии 1-Завершение на конец 2055 года составит 57,3 млн. тонн, что больше текущего уровня ДПОД-2011 на 16,2 млн. тонн. Всего предусмотрены 31 скважина, в том числе 26 скважин с большим отходом от вертикали, из которых 7 рекордных с протяженностью ствола свыше 13 км. Освоение запасов месторождения Одопту на стадии 1-Завершение и последующих планируется с помощью новой буровой установки модульного типа, схожей по конструкции с действующей БУ «Ястреб». Также в рамках реализации стадии 1-Завершение предусмотрена крупная реконструкция сооружения действующей (северной) буровой площадки (сепарация (7,6 тыс. тонн нефти в сутки), мощности по осушке и закачке газа (6,2 млн. кубических метров в сутки), подготовке и закачке воды (14,3 тыс. тонн в сутки).

В течение 2013 года «Эксон НЛ» были продолжены работы

предпроектного проектирования, рабочего проектирования, разработка плана МТС и начаты подготовительные работы на участке для компримирования закачиваемого в пласт газа. Согласно представленной информации по состоянию на момент проведения проверки (сентябрь 2013 года) объем работ по проектированию на участке для компримирования закачиваемого газа выполнен на 78 процентов, работы по предварительному проектированию стадии 1-Завершение выполнены на 33 процента. Проектная документация по узлу компримирования закачиваемого газа представлена на государственную экспертизу, начаты предварительные работы на площадке установки узла.

Согласно представленной информации в рамках реализации стадии 1-Завершение ввод в эксплуатацию газонагнетательного компрессора запланирован на 2 квартал 2015 года, бурение первой скважины и ввод в эксплуатацию второй технологической линии на БКП Одопту – во 2 квартале 2017 года.

Следует добавить, что в связи с подготовкой новых проектных технологических документов «Эксон НЛ» представит в УГО соответствующее дополнение к ПОД вместе с соответствующими ПРисР-2014 и прогнозом ПРисР на 2015 и 2016 годы.

В соответствии с отчетностью оператора об исполнении ПРисР-2012 в 2012 году «Эксон НЛ» проведены ремонтно-восстановительные работы защитного покрова промышленного трубопровода на участке перехода через залив Пильтун (сооруженного в рамках стадии 1-ПД).

2.3. Нефтегазоконденсатное месторождение Аркутун-Даги

План разработки месторождения Аркутун-Даги документально закреплен в Технологической схеме разработки нефтегазоконденсатного месторождения «Аркутун-Даги» (протокол ЦКР от 11 декабря 2008 года № 4456) (далее – техсхема АД-2008) и основан на объемах запасов, утвержденных ГКЗ России (протокол от 6 марта 2006 года № 2990). Месторождение открыто в 1989 году.

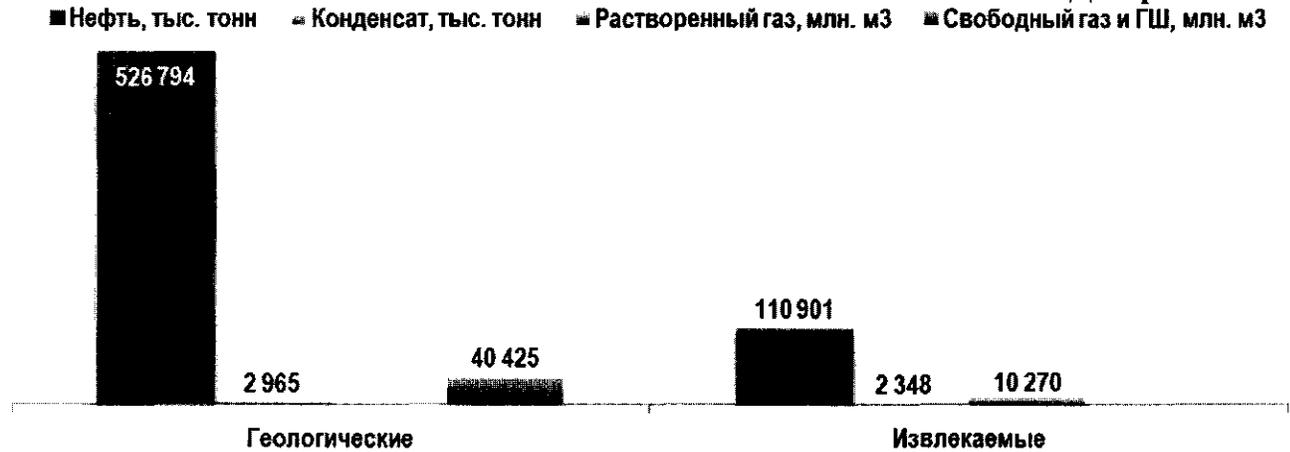
Согласно ДПОД-2011 предусмотрено 3 стадии разработки запасов месторождения Аркутун-Даги (см. схему 1).

Стадия 3 – начальная разработка (с помощью скважин, бурящихся на нефтяные пласты Даги), Стадия 3 - дополнительные объемы запасов (дальнейшее освоение запасов нефти месторождения, которое потребуют дополнительного изучения и исследования) и Стадия 4 - освоение запасов газа на поздних этапах разработки проекта.

В соответствии с ДПОД-2011 общие прогнозные затраты на реализацию стадии 3 Аркутун-Даги составляют 19 365 млн. номинальных долларов США, в том числе прогнозные капитальные затраты – 9 200 млн. номинальных долларов США, прогнозные эксплуатационные и прочие затраты – 9 160 млн. номинальных долларов США, затраты на ликвидацию участка – 1 005 млн. номинальных долларов США

Сведения о состоянии текущих запасов углеводородов, числившихся на государственном балансе по состоянию на 1 января 2012 года, представлены на диаграмме.

Диаграмма 3



В соответствии с представленными документами в проверяемом периоде оперативные изменения объемов запасов не производились.

Согласно ДПОД-2011 разработка месторождения Аркутун-Даги на Стадии 3 должна начинаться с морской платформы, состоящей из основания гравитационного типа (далее – ОГТ), поверх которого будет установлено комплексное верхнее строение, включая буровую установку, технологические сооружения и жилой модуль. ОГТ было установлено в периоде с июня по июль 2012 года. Так, в июне 2012 году ОГТ было отбуксировано из порта Восточный (Находка) до места установки. В начале июля 2012 года ОГТ было установлено и подключено к промысловым трубопроводам. На БКП Чайво были смонтированы модули водоподготовки для обеспечения подготовки воды для последующей закачки для целей поддержания пластового давления (далее – ППД).

Проверкой установлено, что в течение 2012 года в рамках работ на месторождении Аркутун-Даги были продолжены работы по планированию разработки запасов месторождения, строительству буровой платформы «Беркут».

Проверкой установлено, что по состоянию на 1 января 2012 года работы по строительству верхнего строения выполнены на 80 процентов. Так, закончено строительство всех 6 палуб верхнего строения, установлены жилые блоки, блоки крепления опор, проведена техническая оснастка объектов верхнего строения (буровое оборудование и др.), протягиванию кабелей.

Согласно ДПОД-2011 первоначально установка верхнего строения планировалась на 2013 год. Графиком работ ПРиСР-2012 и ПРиСР-2013 установка верхнего строения платформы «Беркут» предусмотрена в летнее окно 2013 года (июнь-август), бурение первой скважины (для утилизации отходов бурения) запланировано на конец 2013 года, начало добычи – 2014 год.

Вместе с тем проверкой установлено, что согласно представленной информации, «Эксон НЛ» было принято решение проводить пуско-наладку и соответствующие испытания смонтированного на верхнем строении морской платформы «Беркут» оборудования непосредственно на заводе-изготовителе верхнего строения (Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering Co, Ltd., DSME)

вместо первоначально планировавшихся операций пуска-наладки и испытаний смонтированного оборудования после установки верхнего строения на ОГТ. Таким образом, график установки верхнего строения на ОГТ был сдвинут на 2014 год. При этом согласно материалам заседания Совместной рабочей группы УГО от 21 июня 2013 года «Эксон НЛ» планирует бурение первой эксплуатационной скважины в 2014 году, то есть как и было запланировано в ДПОД-2011. При этом «Эксон НЛ» планирует компенсировать отставание в добыче углеводородов по сравнению с ДПОД-2011 в 2017 году. Так, согласно ДПОД-2011 (при плане монтажа и ввода в эксплуатацию платформы «Беркут» в 2013 году) накопленная добыча нефти к концу 2017 года прогнозируется в объеме 9,2 млн. тонн. Согласно текущим оценкам «Эксон НЛ» при установке верхнего строения в погодное окно 2014 года и, соответственно, начале бурения и добычи в конце 2014 года накопленная добыча нефти к концу 2017 года планируется в объеме 9,7 млн. тонн.

По состоянию на начало сентября 2013 года работы по строительству и пуско-наладке верхнего строения завершены на 97 процентов. Осуществлен подъем верхнего строения, монтаж несущей конструкции палубы верхнего строения, протянуто свыше 1 800 км кабеля, выполнено 26 процентов предусмотренных пуско-наладочных работ. По состоянию на момент проведения проверки «Эксон НЛ» планировала завершить строительные работы по верхнему строению в 4 квартале 2013 года, работы по пуско-наладке – в 1 квартале 2014 года.

Сведения об исполнении ПРисР-2012 и ПРисР-2013 в части добычи углеводородов в совокупности с месторождений проекта «Сахалин-1» представлены в таблице.

Таблица 4

По месторождению в целом и в пределах лицензионного участка	Добыча в 2012 году					Добыча в 2013 году на 01.07.13				
	проект	факт	ПРисР-2012	% выполнения проекта	% выполнения ПРисР	проект	ПРисР-2013	факт	% выполнения проекта	% выполнения ПРисР
Добыча нефти, тыс. т	7 123,1	6 437,6	-	90,4%	-	7 240,4	-	2 991,2	41,3%	-
Добыча конденсата, тыс. т	474,3	652,6	-	137,6%	-	537,2	-	349,7	65,1%	-
Всего нефть и конденсат тыс. т	7 597,4	7 090,2	7 597,6	93,3%	93,3%	7 777,6	3 236,0	3 340,9	43,0%	103,2%
Добыча газа, млн. м3	9 438,4	9 352,2	-	99,1%	-	11 019,9	5 800,2	5 063,7	46,0%	87,3%
Закачка газа, млн. м3	6 990,5	6 511,9	-	93,2%	-	8 232,8	-	3 201,2	38,9%	-
Чистый отбор газа млн. м3	2 447,9	2 840,3	2 400,0	116,0%	118,3%	2 787,1	-	1 862,5	66,8%	-

Из данных таблицы видно, что, несмотря на предпринятые меры по интенсификации добычи нефти на месторождении Одопту для компенсации падения добычи нефти на месторождении Чайво, «Эксон НЛ» не выполнила плановые показатели добычи жидких углеводородов ПРисР-2012. Вместе с тем, с учетом ввода в эксплуатацию новых высокопродуктивных скважин в конце 2012 и первом полугодии 2013 года добыча жидких углеводородов в первом полугодии 2013 года составила 103,2 процента плановых полугодичных значений ПРисР-2013 или 43 процента от годовых проектных показателей. Добыча газа составляет 87,3 и 46 процентов соответственно. Следует отметить, что до конца 2013 года «Эксон НЛ» планирует согласовать новые проектные

технологические документы разработки месторождений проекта «Сахалин-1», в которых проектные показатели добычи углеводородов за 2013 год будут скорректированы.

Сведения о накопленной добыче углеводородов по состоянию на 1 января 2013 года представлены в таблице.

Таблица 5

Наименование УГВ	Добыто в 2012 г.		Накопленная добыча по состоянию на конец 2012 г.		Добыто в 2013 г.		Накопленная добыча по состоянию на 01.07.2013	
	тыс. т.	млн. м ³	тыс. т.	млн. м ³	тыс. т.	млн. м ³	тыс. т.	млн. м ³
Нефть + конденсат, тыс. тонн	7 090,2		53 975,5		3 341,0		57 316,5	
Нефть	6 437,6		49 759,2		2 991,2		52 750,4	
Конденсат	652,6		4 216,3		349,8		4 566,1	
Газ, млн. м ³		9 352,1		51 607,9		5 063,7		56 671,6
Газонагнетательные скважины в предыдущие периоды, млн. м ³				467,6				467,6

Маркетинг газа проекта «Сахалин-1»

Проверкой установлено, что в проверяемом периоде добываемый газ проекта «Сахалин-1» реализуется покупателям на территории Дальнего Востока Российской Федерации.

Всего согласно отчетности «Эксон НЛ» и данным аудиторской проверки, выполненной ЗАО «Аудиторско-консалтинговая компания «ЭКФИ» (далее – ЗАО «ЭКФИ»), в 2012 году было поставлено потребителям Хабаровского края 1 989,9 млн. кубических метров газа, что меньше законтрактованных объемов на 2012 год по ПриСР-2012 на 0,4 млрд. кубических метров или на 16,7 процента.

В соответствии с представленной отчетностью «Эксон НЛ» и материалам заседания СРГ УГО в 2012 году невыполнение плановых показателей ПриСР-2012 по реализации газа потребителям в Хабаровском крае связано с падением спроса потребителей.

В ходе переговоров с потребителем газа проекта «Сахалин-1» – ОАО «Дальневосточная Генерирующая компания» в течение 2012 года «Эксон НЛ» смягчила условия предоплаты за поставляемый газ с двух месяцев до одного с условием направления потребителем освободившихся средств на перевод генерирующего оборудования на газ (таким образом обеспечив рост спроса в будущем со стороны потребителя). По другому потребителю (ОАО «Хабаровскрайгаз») «Эксон НЛ» согласилась пойти на уступки по снижению договорных обязательств потребителя в летний период (из-за падения спроса конечных покупателей газа) с учетом дальнейшего финансового оздоровления потребителя.

Кроме того, в течение 2012 года и первого полугодия 2013 года в рамках заседания СРГ УГО обсуждались вопросы расширения сбыта газа на внутреннем рынке Российской Федерации с учетом существующих мощностей БКП Чайво по подготовке газа в рамках стадии 1 проекта «Сахалин-1».

Так, были представлены варианты расширения поставки газа на

внутренний рынок за счет завода ДМЭ⁵ в Хабаровском крае в объеме 0,6 млрд. кубических метров в год в течение 25 лет, поставок газа на Комсомольский НПЗ в объеме 0,6 млрд. кубических метров в год в течение 2015-2025 годов и предложение Правительства Сахалинской области о поставках газа в объеме 0,6-1,0 млрд. кубических метров в год на период 2013-2020 годов на Южно-Сахалинскую ТЭЦ для замещения газа, поставляемого в счет роялти проекта «Сахалин-2». Вариант поставки газа на завод ДМЭ был признан экономически нецелесообразным, однако южнокорейская компания «Когаз» (инвестор строительства завода ДМЭ) проинформировала оператора проекта «Сахалин-1» о намерении инвестиций в строительство завода и повышении ценового диапазона закупки газа до 4 - 5 долларов США за млн. БТЕ⁶, однако этот проект не реализован, соглашение не заключено. Вариант поставки газа на Комсомольский НПЗ также до настоящего времени не реализован. В 2012 году оператор проекта направил в ОАО «НК «Роснефть» (собственник Комсомольского НПЗ) Соглашение о принципах. Во второй половине 2012 года и первой половине 2013 года ОАО «НК «Роснефть» запросила у «Эксон НЛ» поставки газа на Комсомольский НПЗ и нефтехимический завод в п. Восточный в общем объеме до 2,5 млрд. кубических метров в год на протяжении 2015 – 2029 годов. «Эксон НЛ» согласилась приступить к детальным переговорам коммерческих и технических условий поставок газа в объеме 1,0-1,2 млрд. кубических метров в год, т.е. в пределах технических возможностей БКП Чайво. Для удовлетворения всей потребности заявки ОАО «НК «Роснефть» необходимо расширение промысловой инфраструктуры проекта «Сахалин-1».

По состоянию на момент проведения проверки дальнейших шагов по реализации поставок газа на Комсомольский НПЗ предпринято не было.

Третий вариант расширения поставок газа на внутренний рынок – поставки на Южно-Сахалинскую ТЭЦ. После направления оператором проекта «Сахалин-1» в Правительство Сахалинской области соглашения о конфиденциальности в сентябре 2012 года переговоры по поставкам газа активно не велись. По состоянию на момент проведения проверки соглашение о поставках газа или какие-либо коммерческие договоренности по поставкам газа потребителям Сахалинской области отсутствуют.

Согласно протоколам и материалам заседаний СРГ УГО в целом ситуация с выполнением контрактных обязательства по поставкам газа на внутренний рынок в 2013 году нормализовалась. Покупатели газа увеличили спрос (из-за погодных условий и появлением новых конечных потребителей), который составляет по состоянию на 1 августа 2013 года 96 процентов от среднегодовых контрактных обязательств.

Согласно ПОД и дополнениям к нему проект «Сахалин-1» реализуется постадийно. Целью стадии 2 является, в первую очередь, освоение газовых запасов Чайво. Из данных схемы 1 видно, что реализация стадии 2 проекта

⁵ Диметилловый эфир

⁶ Британские термальные единицы

«Сахалин-1» из года в год переносилась и в настоящее время не ведется.

Анализ проблем реализации стадии 2, в том числе анализ обоснования ценовых предложений «Эксон НЛ» и ОАО «Газпром» представлен в отчете Счетной палаты Российской Федерации о проведении контрольного мероприятия «Проверка результативности деятельности ОАО «Газпром» в 2011 – 2012 годах в части реализации целей и задач, поставленных в бюджетных посланиях Президента Российской Федерации и общегосударственных программных документах по проблемам модернизации, инновационного развития и инвестиционной политики» (утвержден решением Коллегии Счетной палаты Российской Федерации от 8 июля 2013 №32К (923) секретно).

Анализ принятых решений в рамках проекта «Сахалин-1» по реализации стадии 2 в 2013 году представлен на странице 115.

Формирование и исполнение сметы расходов СРП по проекту «Сахалин-1» в 2012 году, финансовые результаты

В соответствии с пунктом 11.3 статьи XI СРП по проекту «Сахалин-1» не позднее 1 ноября каждого календарного года консорциум подготавливает и направляет на одобрение УГО намеченную программу работ и смету расходов на следующий календарный год.

Проект ПриСР-2012, представленный «Эксон НЛ» на рассмотрение в УГО, предполагал дальнейшую реализацию проекта «Сахалин-1» на основе поэтапного подхода в соответствии с общей задачей, одобренной ДПОД-2011, был составлен в соответствии с протоколом о формате смет и финансовой отчетности, подписанным УГО 9 декабря 1999 года.

Объем запланированных расходов на 2012 год утвержден УГО (решения от 23 декабря 2011 г. № 2011/2-2 и от 10 декабря 2012 г. № 2012/2-3) в размере 2 876,1 млн. долларов США, в том числе возмещаемые затраты⁷ – 2 772,4 млн. долларов США или 96,4 процента общего объема расходов.

В разрезе месторождений расходы предусмотрены в следующих объемах:

Чайво (Стадия 1) – 1 379,6 млн. долларов США;

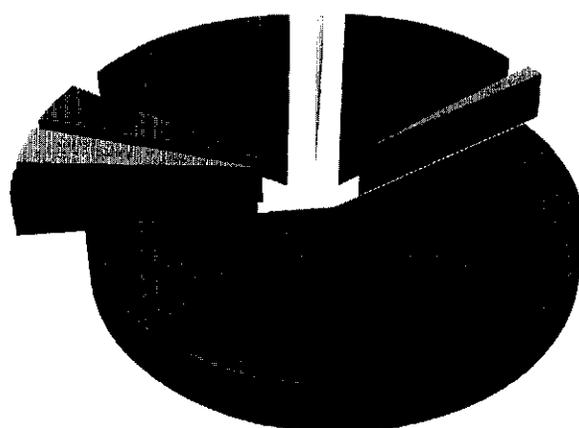
Чайво (Стадия 2) – 15,7 млн. долларов США;

Одопту – 115,5 млн. долларов США;

Аркутун-Даги – 1 365,3 млн. долларов США.

⁷ Возмещаемые затраты включают затраты и расходы, понесенные консорциумом в связи с освоением месторождений по СРП

Диаграмма 4. Возмещаемые расходы за 2012 год. Всего 2 772,4 млн. долл. США.



- Геологические и географические исследования 17,1
- Буровые и ремонтные работы 374,7
- Планирование разработки 35,1
- Сооружения 1602,7
- Экология 63,5
- Организационно-хозяйственная деятельность 108,1
- Административное управление 123,0
- Операции по добыче 448,2

По сравнению с 2011 годом запланированные расходы на 2012 год снижены на 386,2 млн. долларов США или на 11,8 процента.

В соответствии с финансовым отчетом «Эксон НЛ» за 2012 год общий объем затрат составил 2 709,6 млн. долларов США (из них возмещаемые затраты – 2 604,6 млн. долларов США 96,1 процента) и невозмещаемые затраты – 105,0 млн. долларов США), в том числе:

В разрезе месторождений фактические расходы составили:

по месторождению Чайво Стадия 1 – 1 288,4 млн. долларов США (93,4 процента от запланированного показателя);

по месторождению Чайво (Стадия 2) – 7,4 млн. долларов США (47,1 процента)

по месторождению Одопту – 121,4 млн. долларов США (105,1 процента);

по месторождению Аркутун-Даги – 1 292,4 млн. долларов США (94,7 процента).

Исполнение ПРисР-2012 в разрезе категорий сметы расходов характеризуется следующими показателями:

Таблица 6 (тыс. долларов США)

№	Категория сметы расходов	Смета 2012 г.	Фактические расходы	Перерасход / Экономия	процента Исполнения
1	1.1 Исследования	2 900	1 604	-1 296	5,3%
	1.4 ИТР по геолого-геофизическим исследованиям	14 180	14 657	477	103,4%
	Геологические и географические исследования	17 080	16 261	-819	95,2%
2	2.2 Полевые работы - буровые работы на Чайво	341 011	311 255	-29 756	91,3%
	2.4 Полевые работы - буровые работы на Одопту	0	-2 910	-2 910	
	2.6 Установка новой буровой вышки на Чайво	0	0	0	
	2.7 Работы на добывающих скважинах	26 008	27 284	1 276	104,9%
	2.8 Полевые работы - буровые работы на Аркутун-Даги	7 697	6 767	-930	87,9%
	Буровые и ремонтные работы	374 716	342 396	-32 320	91,4%
3	3.1 Исследования по технологии разработки залежей	8 062	6 053	-2 009	75,1%
	3.2 Планирование разработки	20 988	5 600	-15 388	26,7%
	3.4 Маркетинг газа	6 090	4 960	-1 130	81,4%

№	Категория сметы расходов	Смета 2012 г.	Фактические расходы	Перерасход / Экономия	процента Исполнения
	Планирование разработки	35 140	16 613	-18 527	47.3%
4	4.3 Рабочее проектирование, МТС и строительство	1 602 674	1 563 922	-38 752	97.6%
	Сооружения	1 602 674	1 563 922	-38 752	97.6%
5	Гидрометеорологические/инженерно-геологические исследования	0	0	0	
6	6.1 Нормативно-правовые вопросы	6 700	2 042	-4 658	30.5%
	6.2 ИТР по экологическим и нормативно-правовым вопросам	26 044	19 424	-6 620	74.6%
	6.3 Экологические вопросы	30 761	18 787	-11 974	61.1%
	Экологические и нормативно-правовые вопросы	63 505	40 253	-23 252	63.4%
7	7.2 Обеспечение полевых работ	108 085	107 757	-328	99.7%
	Организационно-хозяйственная деятельность на о. Сахалин	108 085	107 757	-328	99.7%
8	8.1 Затраты на административное обеспечение	2 523	2 568	45	101.8%
	8.2 Офисы в России	83 105	75 175	-7 930	90.5%
	8.3 Группа управления проектом	21 517	14 166	-7 351	65.8%
	8.4 Косвенные расходы	21 309	19 993	-1 316	93.8%
	Административное обеспечение и управление	128 454	111 902	-16 552	87.1%
9	9.1 Выплаты по СРП	461	461	0	100.0%
	Выплаты по СРП	461	461	0	100.0%
10	10.1 Создание организации по добыче	66 004	61 176	-4 828	92.7%
	10.2 Эксплуатация месторождений	195 968	169 785	-26 183	86.6%
	10.3 Транспортировка сырой нефти	93 437	89 626	-3 811	95.9%
	10.4 Восстановление участка проведения работ	190 620	189 470	-1 150	99.4%
	Операции по добыче	546 029	510 057	-35 972	93.4%
ИТОГО-ПРИСР-2012:		2 876 144	2 709 622	-166 522	94.2%
8	Российские офисы. 8.2	-5 420	-9 179	-3 759	169.4%
	Административные косвенные, включены в категорию сметы 8.4.	0	-798	-798	
	- Минус: Административное обеспечение и управление	-5 420	-9 977	-4 557	184.0%
9	Выплаты по СРП	-461	-461	0	100%
10	Создание подразделения по добыче, 10.1	0	-21	-21	
	Эксплуатация береговых добывающих объектов. 10.2.2.1.	0	-886	-886	
	Невозмещаемые расходы на эксплуатацию трубопровода. 10.2.2.5.	-897	-542	355	60.4%
	Операции по транспортировке нефти, 10.3	-93 437	-89 626	3 811	95.9%
	Сумма начисленного процента на ликвидационном счете и сумма годового платежа по его обслуживанию. 10.4.	-3 554	-3 548	6	99.8%
- Минус: Операции по добыче	-97 888	-94 623	3 265	95.6%	
Невозмещаемые расходы:		103 769	105 061	-1 292	101,2%
ВСЕГО возмещаемых расходов по ПРИСР-2012:		2 772 375	2 604 561	-167 814	93.9%

В целом исполнение сметных показателей по ПРИСР-2012 по проекту «Сахалин-1» составило 94,2 процента, по возмещаемым расходам – 93,9 процента.

Общая сумма фактических затрат по итогам 2012 года на 166,5 млн. долларов США, или на 5,8 процента меньше суммы, предусмотренной ПРИСР-2012. Соответственно, возмещаемых затрат меньше на 167,8 млн. долларов США или на 6,1 процента.

Из общего объема возмещаемых затрат объем капитальных вложений

составил 1 951,8 млн. долларов США, эксплуатационные расходы составили 625,0 млн. долларов США и инвентарные запасы – 27,8 млн. долларов США.

Анализ исполнения ПРисР-2012 по категориям и элементам затрат показал, что из запланированных 2 876,1 млн. долларов США расходы в сумме 137,8 млн. долларов США (4,8 процента) были отложены или перенесены на 2013 год.

Данные по перенесенным, отложенным проектам и работам представлены в таблице.

Таблица 7 (млн. долларов США)

№	Категория расходов	Сумма	Комментарии оператора проекта «Сахалин-1»
1	Геологические и географические исследования	1,3	(1,3) Объем работ подрядчиков по повторной обработке данных сейсморазведки в рамках глубинной миграции до суммирования для месторождения Аркутун-Даги
2	Буровые и ремонтные работы	41,5	(37,8) Буровые работы на платформе «Орлан» перенесены на начало 2013 года; (3,7) Снижение объема закупки буровых труб на месторождении Одопту
3	Планирование разработки	17,4	(1,8) Отложены работы по проекту Стадия 2 Чайво ввиду отсутствия коммерческого соглашения; (0,2) Отложены работы по проекту Аркутун-Даги по причине отсутствия дополнений к нормативно-правовым документам по исследованию недр; (11,0) Продление исследований, проводимых до выбора концепции, вызвало задержку начала выбора концепции для Стадии 2 Одопту; (4,4) Первоначальный план также предусматривал начальное МТО, следующее за завершением изучения концепций
4	Сооружения	12,1	(10,0) Отложен проект по расширению здания АТКО в Де-Кастри (поселок и административное здание); (1,1) Частичный перенос работ на 2013 год из-за задержки в приобретении оборудования; (1,0) Перенос работ по замене ограждения объекта
5	Экологические и нормативно-правовые вопросы	17,7	(7,0) Отсутствие затрат на модернизацию полигона для размещения отходов в Холмске, включенных в смету; (4,7) Более низкие затраты на услуги сторонних организаций по сопровождению нормативно-правовых согласований для проектов разработки месторождения Аркутун-Даги, расширения мощностей БКП Чайво, «Орлан» и Одопту; (6,0) Компенсация за ущерб рыболовству в районе Аркутун-Даги, оплаченная в 2011 году
6	Организационно-хозяйственная деятельность на острове Сахалин	7,4	(3,0) Снижение затрат по использованию береговой базы по причине задержки снабженческих операций в городе Холмск; (0,9) Снижение затрат по использованию складского пространства на производственных объектах; (2,7) Переносом буровых работ на платформе «Орлан»; (0,8) Снижение затрат за счет учета фактических расходов на экспедирование грузов для проектов расширения мощностей БКП Чайво, Одопту и разработки месторождения Аркутун-Даги в категории 4;
7	Административное обеспечение и управление	7,4	(3,6) Сокращение затрат ГУП в связи с задержкой проектных работ по Стадии 2 Одопту и использованием имеющегося персонала; (3,4) Сокращение расходов на сопровождение проектов в связи с их сокращением; (0,4) Прочие расходы
8	Операции по добыче	33,0	(16,0) Частичный перенос объема работ останова 2012 года на 2013 год; (7,0) Уменьшение затрат на модификацию сооружений на Чайво и платформе «Орлан» в связи с переносом проектов на последующие годы (маркировка труб, установка ремонтных платформ, замена временной трубной обвязки насоса и т.д.); (5,0) Уменьшение затрат по Системе управления надежной эксплуатацией объектов (оборудование под давлением, катодная защита и впрыскивание реагентов, и т.д.) и затрат на общие работы по техническому обслуживанию по сравнению с планом по причине переноса работ; (5,0) Отсутствие очистки скважины на платформе «Орлан».
	ИТОГО	137,8	

С учетом переноса (исключения) работ фактические затраты по проекту меньше ПРиСР-2012 на 28,7 млн. долларов США (166,5 – 137,8).

Вместе с тем, снижение расходов (экономия) по видам работ в разрезе категорий сметы расходов за 2012 год составило 297,3 млн. долларов США.

Данные по снижению расходов (экономия) представлены в таблице

Таблица 8 (млн. долларов США)

№	Категория расходов	Сумма	Комментарии оператора проекта «Сахалин-1»
	Буровые и ремонтные работы	10,3	(5,6) Снижение расходов в связи с сокращением программы проведения гидродинамического каротажа (ГДК) с 4 до 2 скважин; (3,8) Сокращение расходов на ремонт верхней части скважин и оптимизация оборудования в режиме ожидания; (0,9) Снижение численности вспомогательного персонала по бурению, находящегося в Корею
	Планирование разработки	1,1	(0,6) Снижение расходов на заработную плату, пособия и прочие выплаты были в связи с замещением должности иностранного специалиста российским; (0,5) Снижение затрат на обеспечение заседаний рабочей группы по маркетингу газа
	Сооружения	256,1	(27,2) Снижение расходов в результате улучшения производственных показателей по проекту дожимного компрессора: повышение производительности строительных работ на участке; меньший, чем планировалось, объем доработок по модулям; уменьшение затрат на перемещение модулей и по контрактам на организационно-хозяйственное обеспечение, связанных с МТС и изготовлением; (22,0) Снижение расходов в результате ускоренного выполнения дноуглубительных работ и транспортировки модулей по проекту дожимного компрессора на участок из-за раннего вскрытия льда; (10,1) Снижение затрат на инженерно-технический персонал по проекту дожимного компрессора благодаря интеграции с проектом по сухопутному трубопроводу на Аркутун-Даги; (1,5) Сокращение прочих расходов; (16,3) Ранняя демобилизация участка и успешное выполнение работ по дебалластировке, буксировке и установке ОГТ; (88,0) Снижение расходов по проектам сухопутному/морскому трубопроводам на Аркутун-Даги в результате оптимизации взаимодействия между подрядчиками по выполнению морских работ: одновременное выполнение операций, успешная установка с минимальным простоем судов (благоприятные погодные условия); (36,0) Сокращение расходов на инженерно-технический персонал благодаря интеграции с проектов водоподготовки на БКП и сухопутного трубопровода на Аркутун-Даги; (29,0) Сокращение расходов в связи с повышением производительности строительных работ на участке системы водоснабжения на БКП «Аркутун-Даги, с уменьшением доработок по модулям; уменьшением перемещений модулей и по контрактам на организационно-хозяйственное обеспечение, связанных с закупкой и изготовлением материальных запасов; (26,0) Снижение расходов на дноуглубительные работы и транспортировки модулей на участок системы водоснабжения на БКП Аркутун-Даги из-за раннего вскрытия льда
	Экологические и нормативно-правовые вопросы	7,2	(3,3) Снижение расходов на группу инженерно-технического персонала по нормативно-правовому обеспечению и дожимного компрессора в связи с ранним вскрытием льда на Аркутун-Даги; (3,3) Снижение расходов в связи с оптимизацией персонала: использование одних и тех же групп работников для нужд различных проектов; (0,6) Снижение прочих затрат
	Организационно-хозяйственная деятельность на острове Сахалин	3,6	(0,6) Снижение расходов на авиацию в связи с незначительным повышением аэродромных сборов по сравнению с планируемым объемом; (0,6) Снижение расходов на международные чартерные полеты; (1,5) Снижение затрат на техническое обслуживание дорог месторождения Одопту и вдоль трассы трубопровода; (0,5) Снижение расходов на закупку автомобилей; (0,4) Снижение расходов на железнодорожные перевозки
	Административное обеспечение и	9,2	(4,2) Сокращение общих затрат на офис в г. Москва, а также сокращение доли «Эксон НЛ» в распределяемых затратах на общее управление, обеспечение отдела

№	Категория расходов	Сумма	Комментарии оператора проекта «Сахалин-1»
	управление		переводчиков и отдела по обслуживанию зданий и сооружений по причине увеличения доли проектов поисково-разведочных работ в распределении затрат; (3,7) Снижение затрат по обслуживанию зданий и сооружений в Сахалинском офисе; (1,3) Снижение косвенных затрат (по СРП)
	Операции по добыче	9,8	(4,0) Снижение затрат на обучение производственного персонала; (0,8) Сокращение прочих расходов; (2,0) Оптимизация флота буксирных судов ледокольного типа; (1,8) Сокращение затрат на топливо для танкеров в связи с меньшим потреблением топлива за рейс и затрат на портовые сборы в результате большего, чем планировалось, количества операций по перекачке нефти с борта на борт; (1,2) Снижение ликвидационных затрат за счет более высокой ставки ЛИБОР по состоянию на конец 2011 года и снижения объемов добычи углеводородов
	ИТОГО	297,3	

Также установлено, что в 2012 году произведены расходы, которые не предусмотрены ПРисР-2012 на общую сумму 268,6 млн. долларов США или 9,9 процента общего объема фактических затрат.

Таблица 9 (млн. долларов США)

№	Наименование расходов	Сумма	Категория расходов	Пояснения
1	Расходы ИТР по геолого-геофизическим исследованиям	0,5	1.0 Геологические и географические исследования	Превышение ПРисР-2012
2	Увеличение затрат на бурение скважины Z-44, связанное с оставлением в скважине компонентов компоновки низа бурительной колонны на Чайво	8,0	2.0 Буровые и ремонтные работы	Превышение ПРисР-2012
5	Увеличение расходов за счет поздних платежей по скважинам ОР-2 и ОР-11, вызванных разницей в стоимости обсадных труб на Одопту	0,8	2.0 Буровые и ремонтные работы	Превышение ПРисР-2012
6	Перенос объема работ по перекрытию газопритока с 2011 года.	10,7	2.0 Буровые и ремонтные работы	ПРисР-2012 не предусмотрено
7	Первая очередь добычи на Одопту, в том числе: (9,6) Предварительный анализ вариантов закачки газа в пласт для утилизации газа на Одопту до ввода в эксплуатацию Стадии 2 Одопту; (9,0) Продолжение работ по компрессору для закачки газа; (4,0) Уточнение российского налога на доходы физических лиц и ставок зарубежных специалистов компании Fluor за 2011 год; (3,0) Восстановление защитного покрова трубопровода через залив Пильтун; (2,0) Установка продувочной линии на трубопровод Одопту на БКП Чайво	27,6	4.0 Сооружения	Превышение ПРисР-2012
8	Проект усиления защиты трубопровода в Татарском проливе	34,8	4.0 Сооружения	Превышение ПРисР-2012
9	Верхние строения и БУ на Аркутун-Даги, в том числе: (62,0) Увеличение количества материалов в связи со сложностью конструкций и тесным расположением оборудования; (50,0) Задержка в завершении рабочего проектирования в связи со сложностью конструкции и тесным расположением	167,0	4.0 Сооружения	Превышение ПРисР-2012

№	Наименование расходов	Сумма	Категория расходов	Пояснения
	оборудования, а также поздним предоставлением данных поставщиками; (23,0) Перенос работ по изготовлению с 2011 года на 2012 год в связи с поздним завершением рабочего проектирования; (15,0) Увеличение количества человеко-часов на инженерное обеспечение изготовления верхнего строения для включения в проектирование данных, поздно предоставленных поставщиками; (11,0) Увеличение расходов на МТС и доставку запасных частей; (6,0) Увеличение численности группы управления проектами (ГУП) в Корее для обеспечения изготовления перенесено с 2011 года на 2012 год в связи с поздним завершением рабочего проектирования			
10	Затраты на фрахт ЛРН, понесенные в связи с отказом от его совместного использования компании «Сахалин Энерджи»	1,6	6.0 Экологические и нормативно-правовые вопросы	Превышение ПРисР-2012
11	Более интенсивная эксплуатация вертолетов в связи с рекультивационными работами на полосе отвода трубопровода; приобретение двух вертолетных двигателей	1,9	7.0 Организационно-хозяйственная деятельность на острове Сахалин	Превышение ПРисР-2012
12	Более высокие расходы на техническое обслуживание подвижного состава подрядчиками (компании Тунайча и Лазурит)	1,3	7.0 Организационно-хозяйственная деятельность на острове Сахалин	Превышение ПРисР-2012
13	Увеличение затрат по охране объектов, организация питания и обеспечение работы поселка	7,6	7.0 Организационно-хозяйственная деятельность на острове Сахалин	Превышение ПРисР-2012
14	Эксплуатация месторождений: (4,3) Увеличение затрат на поддержку останова 2013 года компанией-оператором «Кенц» по сравнению с планируемыми; (2,5) увеличение прочих расходов	6,8	10.0 Операции по добыче	Превышение ПРисР-2012
	ИТОГО	268,6		

В ходе контрольного мероприятия установлено, что в нарушение пункта 16.3 А статьи XVI СРП по проекту «Сахалин-1» компанией-оператором в составе возмещаемых расходов за 2012 год отражены расходы, не связанные с освоением месторождений, не связанные с аварийными ситуациями, и которые не согласуются с ПРисР-2012, на общую сумму 1 836,5 тыс. долларов США, в том числе:

услуги по празднованию Нового года, профессиональных праздников, обслуживания банкетов, приобретение цветов и подарков на 8 Марта и Новый год, различных наград и сувенирной продукции в общей сумме 1 171,5 тыс. долларов США;

услуги по координированию в международных аэропортах Японии компании «InterAviation Japan Co., Ltd» в сумме 176,0 тыс. долларов США;

обучение советника по правовым вопросам по теме «Пост-университетская докторская программа по юридическому праву для подготовки докторской диссертации (сессия – осень 2012 года)» в сумме

4,0 тыс. долларов США;

тренинг по подготовке сообщений для общественности в кризисных ситуациях WIXTED POPE NORA THOMPSON & в сумме 66,0 тыс. долларов США;

услуги компании «Дебелойз энд Плимптон ЛЛП» по консультированию в вопросах о запрете переманивания работников в сумме 5,0 тыс. долларов США;

услуги по анализу контракта, заключенного между «ЭксонМобил» и COENS юридической компанией «Аврора» (Корея), в размере 6 тыс. долларов США;

услуги за решение вопросов в судах и административных органах по административным делам о привлечении компании «Эксон НЛ» к ответственности за нарушение законодательства Российской Федерации, услуги по мониторингу текущего федерального, регионального и муниципального законодательства Российской Федерации, услуги по гражданскому делу по иску гражданки Алиевой к ООО «Пасифик Рим Констракторс» на общую сумму 232,0 тыс. долларов США;

штрафы за нарушение законодательства Российской Федерации в размере 68,0 тыс. долларов США;

спонсорство конференций в размере 108,0 тыс. долларов США.

Также установлено, что основные средства, не обнаруженные при проведении инвентаризации, на общую сумму **51,3 тыс. долларов США** списаны на убытки по проекту, что противоречит пункту 19.1А статьи XIX СРП по проекту «Сахалин-1», в соответствии с которым «консорциум берет на себя хранение и содержание имущества и все риски случайной потери или ущерба такому имуществу».

Кроме того, в состав расходов на выполнение работ по бурению скважин БКП Чайво включена стоимость компонентов компоновки низа бурильной колонны стоимостью **7 300,0 тыс. долларов США**, утерянных в грунтах при бурении скважины Z-44. В соответствии с пунктом 16.3. «D» СРП по проекту «Сахалин-1», государство не несет риски гибели имущества, принадлежащего консорциуму. «Эксон НЛ» необходимо решать вопрос о компенсации ущерба со страховой компанией ОАО «СОГАЗ», в которой буровая установка была застрахована от случайной гибели (договор 12DR004).

Установлено, что на подкатегорию затрат «Первая очередь добычи на Одопту» отнесены возмещаемые расходы в сумме **17 980,0 тыс. долларов США** на восстановление защитного покрова промыслового трубопровода через залив Пильтун (объект «промысловый трубопровод СБП Одопту – БКП Чайво»). Установлено, что в результате комплекса изыскательских работ (подрядная организация «Ниппон Стил Нефтегазстрой», эксперт ЗАО «Тихоокеанская Инжиниринговая Компания»), проектных работ (подрядная организация ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»), строительных работ (подрядная организация «Флуор Дениел Евразия Инк», эксперт АНО «Агентство исследований промышленных рисков») в июле 2011 года введен в эксплуатацию объект «промысловый трубопровод СБП Одопту – БКП Чайво».

Практически сразу оператором был обнаружен выступающий участок указанного трубопровода в заливе Пильтун (причина - недостаточное углубление), что явилось риском для его эксплуатации, квалифицированным как 1 класс опасности (Cat 1SHE risk). Осенью 2011 года были проведены неотложные стабилизационные работы по заглублению и балластировке на наиболее опасном участке трубопровода, расположенном в 180 м от береговой черты (затраты 17,0 млн. долларов США). В 2012 году выполнена защита трубопровода бетонными матами и пригрузами (мешки со щебнем) на участке около 1,3 км, после чего класс опасности эксплуатации трубопровода снижен до E-1, который сохраняется в настоящее время. В соответствии со статьями 755, 756, 761 Гражданского кодекса Российской Федерации подрядчик гарантирует достижение объектом строительства указанных в технической документации показателей и возможность эксплуатации объекта на протяжении гарантийного срока. Предельный срок обнаружения недостатков составляет пять лет. При обнаружении недостатков в технической документации или в изыскательских работах подрядчик обязан возместить заказчику причиненные убытки. Наличие рисков эксплуатации объекта «промысловый трубопровод СБП Одопту – БКП Чайво» свидетельствует о ненадлежащем качестве работ при создании объекта. Заказчику работ «Эксон НЛ» необходимо решать вопрос о возмещении ущерба (устранении недостатков) с подрядчиками, участвующими в создании указанного объекта. Российская Федерация вправе не возмещать расходы, являющиеся следствием ненадлежащего выполнения работ подрядными организациями. Контроль за качеством работ в соответствии с параграфом 21.3 К СРП по проекту «Сахалин-1» возложен на консорциум.

Также в течение 2012 года «Эксон НЛ» велись работы по усилению защитного покрова трубопровода в Татарском заливе, на которые затрачено 34 790 тыс. долларов США. Указанные расходы не были предусмотрены в ПРисР-2012.

Основной причиной необходимости проведения работ по восстановлению защитного покрытия трубопровода в Татарском заливе стало отступление «Эксон НЛ» от первоначальных параметров проектной документации 2005 года и решение о снижении требований к строительству в части необходимой защиты трубопровода от возможного повреждения килем дрейфующего льда, утвержденных в модифицированной версии проектного документа 2006 года. При строительстве трубопровода в 2005 году «Эксон НЛ» были допущены нарушения требований проектной документации в части обеспечения необходимого уровня защитного покрова трубопровода; в 2006 году на основании краткосрочных исследований ледовой обстановки, проведенных в зимний период 2005 - 2006 годов, показавших незначительную глубину килля дрейфующего льда, проект был изменен в сторону снижения требований по уровню защиты; в 2006 году строительство трубопровода было завершено в соответствии с обновленными заниженными требованиями по защите; в 2011 году исследованиями обнаружены значительные повреждения защитного покрова на участках трассы трубопровода, на которых в соответствии с

требованиями последнего документа нарушения не предполагались; в 2012 году выполнены защитные мероприятия по повышению защиты до уровня начального проектного документа (2005 года), которые стоили более 30 млн. долларов США; потенциальный риск нарушения целостности трубопровода и разлива нефти «Эксон НЛ» оценивается экспертом АКК «ЭКФИ» в размере около 60 млн. долларов США.

Контроль за качеством работ в соответствии с параграфом 21.3 К СРП по проекту «Сахалин-1» возложен на консорциум. «Эксон НЛ» в полной мере должен нести ответственность за отклонение при строительстве магистрального трубопровода от первоначального проекта 2005 года в части обеспечения необходимого уровня защитного покрова трубопровода, просчетов в определении расчетной глубины килля дрейфующего льда на основе краткосрочных наблюдений.

Действия оператора по снижению уровня защиты трубопровода также могли привести к нарушению герметичности трубопровода, что привело бы к значительному экологическому ущербу окружающей среды в Татарском проливе.

Установленная в ходе контрольного мероприятия общая сумма расходов, несоответствующих положениям СРП по проекту «Сахалин-1» и отнесенных «Эксон НЛ» на возмещаемые затраты, составила за 2011 год – 17 000 тыс. долларов США, за 2012 год 61 957,8 тыс. долларов США.

В соответствии с параграфом 5.1. приложения «D» «Процедуры бухгалтерского учета» к СРП по проекту «Сахалин-1» «Эксон НЛ» направил финансовый отчет по проекту за 2012 год в УГО 15 апреля 2013 года. **Позиция российской стороны по исполнению ПРисР-2012 по проекту «Сахалин-1» и по сумме возмещаемых затрат на сегодняшний день не определена, вопрос УГО не рассматривался.**

По данным компании-оператора фактические расходы по состоянию на 1 января 2013 года (за весь период реализации проекта) составили 21 324,488 млн. долларов США, в том числе возмещенные затраты – 20 615,661 млн. долларов США, из которых 60,548 млн. долларов США (затраты за 2008, 2009, 2011 годы) оспариваются российской стороной по результатам аудиторских заключений.

По состоянию на 1 января 2012 года кредиторская задолженность оператора перед государством по возмещению расходов составляла 379 288 тыс. долларов США. В 2012 году на возмещение расходов направлено углеводородов на общую сумму 2 346 589 тыс. долларов США. По состоянию на 1 января 2013 года переходящая кредиторская задолженность оператора перед государством по возмещенным затратам составила 121 315 тыс. долларов США.

По данным «Эксон НЛ» выручка от реализации углеводородов в 2012 году составила 6 233 526 тыс. долларов США (в т.ч. 6 077 629 тыс. долларов США – за нефть и 155 897 тыс. долларов США – за природный газ) при годовой средневзвешенной цене реализации нефти на экспорт –

856,3 долларов США за тонну, газа (на внутренний рынок) – 78 долларов США за 1 тыс. кубических метров.

На экспорт реализовано с терминала «Де-Кастри» (Хабаровский край) нефти в объеме 7,1 млн. тонн (75 партий), из них 21 процент поставлено в Японию, 20 процентов – в Корею, 4 процента - в Китай и 55 процентов – перегрузки с борта на борт в районе Йосу (Южная Корея) – для дальнейшего направления на рынки США, Азии и Австралии.

Реализация газа осуществлялась только на внутренний рынок согласно заключенным долгосрочным договорам с потребителями Хабаровского края: ОАО «Дальневосточная Генерирующая Компания» (далее – ОАО «ДГК») и ЗАО «Хабаровсккрайгаз». При запланированном по договорам объеме продажи газа на 2012 год в 2,7 млрд. кубических метров фактически было реализовано 2,0 млрд. кубических метров (по фактическому спросу покупателей).

Общая стоимость углеводородов для раздела составила 3 388 256 тыс. долларов США (выручка, минус роялти, минус фактическое возмещение расходов) или 54,4 процента к объему выручки.

В соответствии с пунктом 16.5 статьи XVI СРП по проекту «Сахалин -1» доля прибыльной продукции участников СРП зависит от внутренней нормы прибыли (ВНП) консорциума (после уплаты налогов с поправкой на инфляцию). По расчетам оператора в 2012 году ВНП составила 17,2 процента, соответственно, доля прибыльной продукции государства составила 15 процентов от расчетной стоимости углеводородов для раздела, что составило 508 236 тыс. долларов США.

Доля прибыльной продукции консорциума составила 85 процентов, что соответствует 2 880 018 тыс. долларов США.

Фактические данные по итоговым объемам добычи углеводородов, а также по объемам выручки участников проекта «Сахалин-1», в соответствии с расчетными показателями долей сторон СРП на 2012 год, по расчетной цене за единицу продукции представлены в таблице.

Таблица 10

Стороны	Категория	Добыча сырья	Доля в %	тыс. долл. США	Доля в %
Консорциум	Выручка участников - расходная нефть, тонн	2 702 427.80	38.1	2 290 337.00	36.7
	Выручка участников - расходный газ, тыс. м ³	718 810.70	36.1	56 252.00	0.9
	Выручка участников - нефть для раздела, тонн	3 253 103.60	45.8	2 805 922.00	45.0
	Выручка участников - газ для раздела, тыс. м ³	945 092.70	47,5	74 097.00	1.2
ИТОГО Консорциум		5 955 531.40	83.9	5 226 608.0	83.8
		1 663 903.40	83.6		
Государство	Нефть в составе роялти государства, тонн	567 791.7	8.0	486 210.0	7.8
	Газ в составе роялти государства, тыс. м ³	159 189.8	8.0	12 472.0	0.2
	Доля нефти государства, тонн	574 073.6	8.1	495 160.0	7.9
	Доля газа государства, тыс.м ³	166 779.7	8.4	13 076.0	0.2
ИТОГО Государство		1 141 865.3	16.1	1 006 918.0	16.2
		325 969.5	16.4		
Общая выручка по расчетной цене за единицу продукции:				6 233 526.0	100.0
Объемы в пункте доставки (газ)		1 989 873.0	100		
Объемы в пункте доставки (нефть)		7 097 396.7			
Условная общая прибыль Консорциума для расчета налога на прибыль				4 587 760.0	

В соответствии с финансовым отчетом «Эксон НЛ» за 2012 год объем газа для реализации в пункте доставки составил 1 989,9 млн. кубических метров, нефти – 7 097,0 тыс. тонн.

Размер начисленного консорциумом роялти за 2012 год составил 498 682,0 тыс. долларов США.

По состоянию на 19 февраля 2013 года доля государства по прибыльной продукции за 2012 год оплачена оператором в полном объеме.

ПРИСР-2013 по проекту «Сахалин-1» утверждена на заседании УГО 10 декабря 2012 г. в размере 3 023,718 млн. долларов США (в том числе 102,625 млн. долларов, относящихся к невозмещаемым затратам).

Результаты деятельности компании-оператора СРП по проекту «Сахалин-2» «Сахалин Энерджи Инвест Компани ЛТД»

В соответствии с пунктом 3 СРП по проекту «Сахалин-2» предусмотрено четыре отдельных проекта:

«проект освоения Пильтун-Астохского месторождения»;

«проект транспортировки и переработки продукции Пильтун-Астохского месторождения»;

«проект освоения Лунского месторождения»;

«проект транспортировки и переработки продукции Лунского месторождения».

Реализация СРП по проекту «Сахалин-2» ведется на основании Плана Освоения и Сметы Расходов на Освоение Пильтун-Астохского участка и Плана Освоения и Сметы Расходов на Освоение Лунского участка, объединенных в Комплексном плане освоения Пильтун-Астохского и Лунского лицензионных участков и Смете расходов на освоение Пильтун-Астохского и Лунского лицензионных участков.

Согласно положениям статьи 10 СРП по проекту «Сахалин-2» на основании указанных выше планов освоения и смет расходов на освоение лицензионных участков «Сахалин Энерджи» разрабатывает Программу работ и Смету расходов и проектировки расходов на последующие 2 финансовых года.

Реализация СРП по проекту «Сахалин-2» ведется поэтапно.

Этап 1: «Астохская площадь» и «Смета расходов на освоение Пильтун-Астохского лицензионного участка» предусматривал разработку Астохской площади и оценку запасов на Пильтун-Астохском и Лунском лицензионных участках. На 1 Этапе (начало 1997 года) на Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения (далее – ПАМ) была установлена передвижная буровая платформа ПА-А ледового класса, кессонного типа, впоследствии переоборудована в ледостойкую стационарную производственную платформу. Этап 1 был реализован в 1998 – 2000 годах. В июне 2001 года Наблюдательный совет (далее – НС) утвердил Комплексный план освоения Пильтун-Астохского и Лунского лицензионных участков (далее – КПО), а в августе 2002 года – Смету Расходов на Освоение Пильтун-Астохского и Лунского лицензионных участков по проекту «Сахалин-2» (далее – ИСО). 15 мая 2003 года компания-

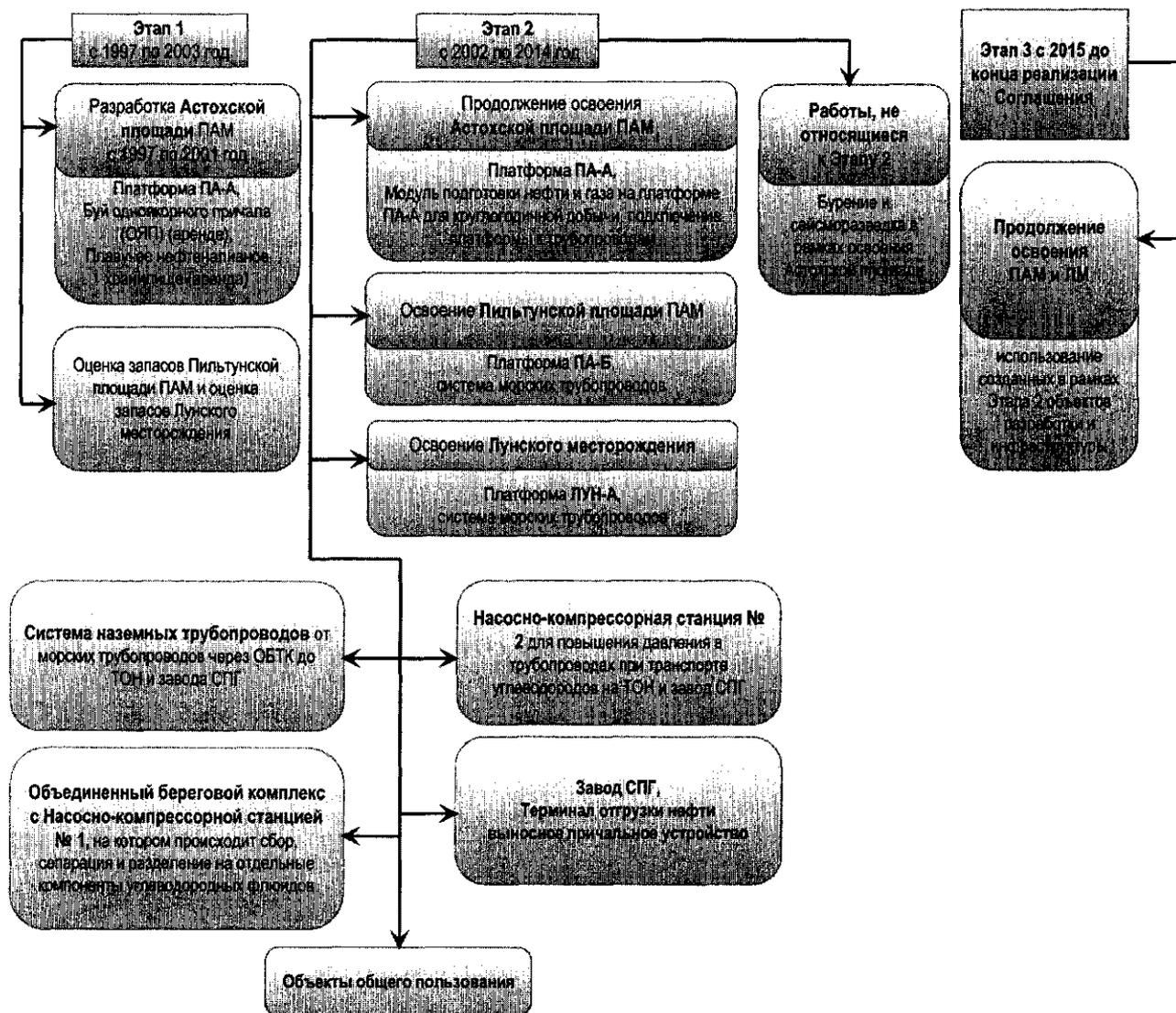
оператор начала освоение Лунского месторождения (далее – ЛМ), что явилось началом реализации Этапа 2 проекта «Сахалин-2». В мае 2003 года НС утвердил «Уточненные данные к комплексному плану освоения Пильтун-Астохского и Лунского лицензионных участков 2003 года» (далее – УКПО-2003 года), в котором уточнен прогресс КПО по состоянию на 2003 год. В 2005 году компания-оператор на основе графика проведения работ подготовила «Изменения к Смете Расходов на Освоение Пильтун-Астохского и Лунского лицензионных участков по проекту «Сахалин-2» (ИСО-2005), которые были утверждены НС в апреле 2007 года в отношении капитальных затрат Этапа 2 проекта «Сахалин-2» одновременно с вхождением ОАО «Газпром» в состав акционеров компании-оператора.

В 2012 году и начале 2013 года «Сахалин Энерджи» продолжала осваивать запасы месторождений проекта «Сахалин-2» в рамках действующих в проверяемом периоде документов: «Уточненные данные к комплексному плану освоения Пильтун-Астохского и Лунского лицензионных участков 2008 года» в редакции от 5 сентября 2008 года (далее – УКПО-2008) и «Изменениями к смете расходов на освоение Пильтун-Астохского и Лунского лицензионных участков по проекту «Сахалин 2» в редакции от 5 сентября 2008 года (далее – ИСО-2008). Указанные документы были утверждены резолюцией Наблюдательного совета от 7 февраля 2009 г. № SB/2009/02.

УКПО-2008 представляет собой уточнение КПО, вызванное изменениями технических объемов работ, которые были осуществлены после 2003 года (УКПО-2003), изменением модели расчета эксплуатационных затрат, уточнением прогнозной динамики добычи углеводородов и производства СПГ по всем объектам компании-оператора на основе графика работ Этапа 2 проекта «Сахалин-2».

Схематично созданные объекты и ход реализации проекта «Сахалин-2» в соответствии с УКПО-2008 можно представить следующим образом:

Схема 2



Как видно на схеме 2, в проверяемом периоде продолжалась реализация Этапа 2 проекта «Сахалин-2». Вся инфраструктура проекта была создана до начала проверяемого периода.

В ходе проведения контрольного мероприятия установлено, что в связи с согласованием ЦКР Роснедра в 2012 году дополнения к технологической схеме разработки Астохского участка ПАМ (протокол ЦКР Роснедра от 22 ноября 2012 г. № 5477 (далее – техсхема Астох-2012) и дополнения к технологической схеме разработки Пильтунского участка ПАМ (протокол ЦКР Роснедра от 12 декабря 2012 г. № 5517 (далее – техсхема Пильтун-2012), «Сахалин Энерджи» в 2012 году проведена работа по подготовке соответствующих Уточнения Комплексного плана освоения и изменения Сметы расходов на освоение.

Проверкой установлено, что в период с сентября 2012 года по август 2013 года «Сахалин Энерджи» представила российской стороне Уточнения Комплексного плана освоения и изменения Сметы расходов на освоение в двух редакциях: Уточненные данные к Комплексному плану освоения от 2012 года (далее – УКПО-2012) в редакции 03 и изменения к Смете расходов на освоение

2012 года (далее – ИСО-2012) в редакции 01 от 24 сентября 2012 года; УКПО-2012 в редакции 04 и ИСО-2012 в редакции 02 от 21 марта 2013 года.

Редакции УКПО-2012 04 и ИСО-2012 02 учитывают претензии российской стороны к первоначально составленной версии УКПО-2012 и ИСО-2012 (уточнение обменных курсов, уровень российского участия, ссылки на проектные документы, комментарии по работам и затратам и другие).

Необходимо отметить, что УКПО-2012 в редакции 03 от 24 сентября 2012 года ссылается на проектные технологические документы, действующие по состоянию на момент представления указанной редакции УКПО Российской стороне (дополнения к технологическим схемам разработки и отчеты «Авторского надзора» 2008 - 2011 годов).

Вместе с тем, в соответствии с письмом «Сахалин Энерджи» в адрес Минэнерго России и Правительства Сахалинской области от 4 февраля 2013 г. № 2013-OUT-Y-02-00020 в ответ на вопросы Российской стороны компания сообщила, что УКПО/ИСО-2012 базируется на «Дополнении к технологической схеме разработки Астохского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» (Протокол ЦКР от 22 ноября 2012 г. № 5477, т.е. техсхеме Астох-2012) и «Дополнении к технологической схеме разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол ЦКР от 12 декабря 2012 г. № 5518, т.е. техсхеме Пильтун-2012). Объемы добычи и планируемых работ по ЛМ основаны на внутренних расчетах «Сахалин Энерджи», которые войдут в дополнение к технологической схеме разработки ЛМ и будут представлены на утверждение в 2013 году.

В соответствии с представленным УКПО-2012 «Сахалин Энерджи» планирует накопленную добычу по состоянию на второе полугодие 2041 года в объеме 117 млн. тонн жидких углеводородов, в том числе фракция С5 с завода СПГ – 2,4 млн. тонн, и 421 млрд. кубических метров газа. В таблице 10 представлено сравнение показателей добычи УКПО-2012 (редакция 03 и редакция 04) и техсхем, действующих по состоянию на 2013 год.

Таблица 11. Накопленная добыча без учета фракции С5 с завода СПГ

Наименование документа	Астохский участок ПАМ		Пильтунский участок ПАМ		Лунское месторождение		Всего	
	млн. тонн	млрд. м3	млн. тонн	млрд. м3	млн. тонн	млрд. м3	млн. тонн	млрд. м3
УКПО-2012 ред. 03	47,26	6,54	37,27	25,04	29,84	386,66	114,37	418,24
УКПО-2012 ред. 04	47,98	6,53	37,37	24,94	29,71	384,82	115,07	416,29
УКПО-2008	46,86	9,54	52,36	16,69	41,60	453,88	140,82	480,11
Техсхемы	48,01	7,89	38,25	30,13	44,89	459,50	131,14	497,52
Разница УКПО-2012 ред. 03 к УКПО-2008	0,40	-3,00	-15,09	8,35	-11,76	-67,22	-26,45	-61,87
Разница УКПО-2012 ред. 04 к УКПО-2008	1,12	-3,01	-14,99	8,25	-11,89	-69,07	-25,76	-63,82
Разница УКПО-2012 ред. 03 к техсхемам	-0,74	-1,35	-3,16	-5,10	-15,05	-72,84	-18,95	-79,28
Разница УКПО-2012 ред. 04 к техсхемам	-0,02	-1,36	-3,06	-5,19	-15,17	-74,68	-18,26	-81,24

В таблице представлены данные УКПО-2012 по извлечению газа за вычетом объемов сжигания на платформах и прочих потерь, которые всего составляют 4,64 млрд. кубических метров за весь период реализации проекта. Таким образом, добыча газа по УКПО-2012 в ред. 04 с учетом всех прогнозных

потерь и сжигания газа на факеле меньше данных добычи техсхем на 76,6 млрд. кубических метров.

Из данных таблицы 10 видно, что накопленная добыча УКПО-2012 значительно снизилась по сравнению с прогнозными показателями УКПО-2008. Это связано с тем, что за период 2008 - 2012 годов уполномоченными органами были утверждены материалы пересчета запасов и согласованы соответствующие новые проектные документы по разработке участков ПАМ.

Кроме того, из таблицы видно, что накопленная добыча УКПО-2012 также значительно меньше показателей накопленной добычи технологических документов разработки месторождений, в основном по ЛМ. Как указано выше, накопленная добыча по ЛМ в УКПО-2012 основана на внутренних расчетах компании. Новый проектный документ по освоению ЛМ должен быть согласован «Сахалин Энерджи» в ЦКР Роснедра в 2013 году.

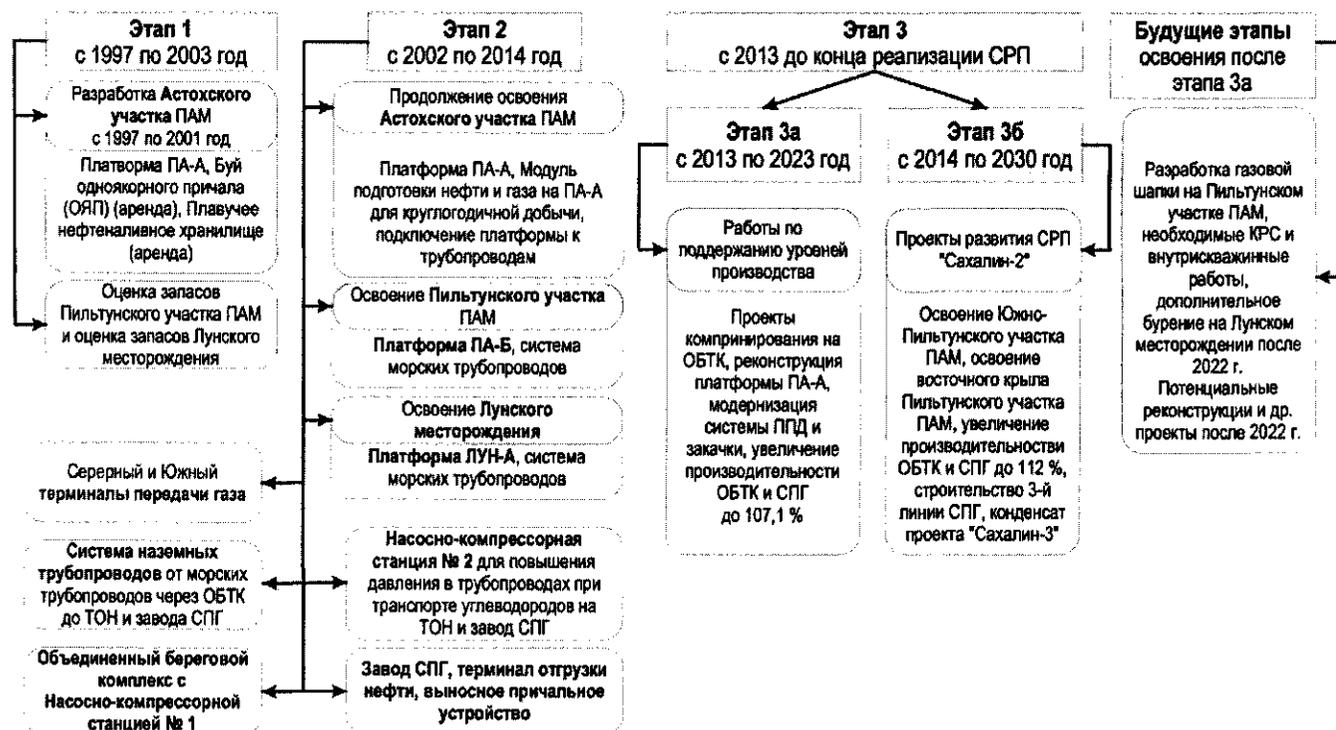
Следует отметить, что на момент представления УКПО-2012 в редакции 04 (заседание Рабочей группы НС 4 апреля 2013 года) «Сахалин Энерджи» уведомила российскую сторону о том, что в связи со значительными отклонениями фактической разработки от проекта, ею подготавливаются новые технологические документы разработки месторождений, которые должны быть представлены на рассмотрение ЦКР Роснедра в 3 квартале 2013 года.

Стоит отметить, что представление и утверждение новых технологических документов потребует разработки и представления на утверждение НС соответствующих новых УКПО и ИСО.

Тем не менее, по информации «Сахалин Энерджи», общая концепция дальнейшей разработки проекта «Сахалин-2» относительно представленных УКПО-2012 и ИСО-2012 не изменится.

Сведения об этапах проекта «Сахалин-2» в соответствии с УКПО-2012 представлены на схеме 3.

Схема 3



В УКПО-2008 работы, обозначенные на схеме 3 как «Этап 3» и «Будущие этапы», не были предусмотрены. Соответственно затраты на указанные работы также не были предусмотрены в ИСО-2008. В УКПО-2008/ИСО-2008 в рамках затрат на будущие этапы были предусмотрены только затраты на исследования, которые относились на эксплуатационные затраты на период 2008 – 2013 годов в объеме 118,6 млн. долларов США (исследования по проекту строительства и обеспечения газом 3-й технологической линии завода СПГ, изучение глубокозалегающих газоносных горизонтов ЛМ, сейсморазведка 4D на ПАМ, изучение возможности освоения Южно-Пильтунского участка и дальнейшие изучения повышения эффективности разработки месторождений проекта «Сахалин-2»). Как отмечено в УКПО-2008 и ИСО-2008 капитальные затраты на проекты будущих этапов (после 2014 года) требовали дополнительного согласования с НС.

В представленных в ходе контрольного мероприятия УКПО-2012 и ИСО-2012 оценочные капитальные затраты на период 2008 - 2041 годов составляют 19 813 млн. долларов США, что на 10 567 млн. долларов США больше капитальных затрат УКПО-2008 и ИСО-2008. Соответственно эксплуатационные затраты на указанный период оцениваются «Сахалин Энерджи» в сумме 40 237 млн. долларов США, что на 753 млн. долларов США больше эксплуатационных затрат по оценке УКПО-2008 и ИСО-2008. Увеличение капитальных затрат объясняется, прежде всего, увеличением объема работ в рамках Этапа 3а и Этапа дальнейшего развития. Кроме того, согласно УКПО-2012 и ИСО-2012 капитальные и эксплуатационные затраты на проекты дальнейшего развития в составе Этапа 3б не описываются в составе ИСО-2012, но указываются в УКПО-2012, т.к. «Сахалин Энерджи»

предполагает реализовывать эти проекты после принятия окончательного инвестиционного решения. Согласование этих затрат предполагается в рамках отдельной процедуры. Понесенные эксплуатационные затраты, связанные с доработкой проектов по дальнейшему развитию до достаточной степени изученности с тем, чтобы впоследствии можно было принять окончательное решение об инвестициях и получить утверждение предлагаемых планов доразведки и разработки месторождений, включены в Этап 3а и отражены в ИСО-2012.

Следует отметить, что в УКПО-2012 и ИСО-2012 затраты на реализацию проекта «Сахалин-2» представлены за период 2008 - 2041 годов. Затраты за период 2001 - 2007 годов в УКПО-2008 и ИСО-2008 отражают фактические затраты на реализацию проекта и в УКПО-2012 и ИСО-2012 не изменились. Соответствующие капитальные затраты составляют 16 488 млн. долларов США и эксплуатационные затраты – 8 150 млн. долларов США.

Согласно представленной редакции УКПО-2012 и ИСО-2012 капитальные затраты на период 2008 - 2041 годов на реализацию Этапа 2 и затраты, не относящиеся к Этапу 2, оцениваются в 5 416 млн. долларов США и 1 290 млн. долларов США соответственно, что меньше соответствующих оценок УКПО-2008 и ИСО-2008 на 224 млн. долларов США и 2 316 млн. долларов США соответственно. При этом капитальные затраты Этапа 3а оценены в 7 799 млн. долларов США. Капитальные затраты на реализацию этапа дальнейшего развития оцениваются в сумме 5 307 млн. долларов США.

В результате анализа представленных УКПО-2012 и ИСО-2012 установлено, что капитальные затраты по ИСО-2008 на реализацию проектов освоения месторождений в период с 2011 по 2015 год имеют тенденцию к снижению. В то же время указанные затраты в ИСО-2012 имеют тенденцию к повышению. Кроме того, затраты по Проекту транспортировки и переработки продукции ЛМ имеют тенденцию к повышению. Это связано с тем, что в период 2009 - 2012 годов долгосрочная программа бурения была пересмотрена. В период с 2013 по 2015 годы вошли затраты на реализацию Этапа 3а. Кроме того, на прогнозные значения оказали влияние рыночные факторы: рост цен привел к росту затрат.

Представленные в ходе контрольного мероприятия УКПО-2012 и ИСО-2012 на момент окончания проверки не утверждены НС по нескольким причинам, среди которых разработка новых проектных документов освоения месторождений проекта «Сахалин-2» и вопрос финансирования затрат на реализацию Этапа 3а.

Таким образом, представленные редакции УКПО-2012 и ИСО-2012 носят предварительный характер. После согласования новых технологических документов в 2013 году «Сахалин Энерджи» представит на рассмотрение Рабочей группы НС новые редакции УКПО и ИСО.

Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение

ПАМ, расположенное в Охотском море на северо-восточном шельфе о.Сахалин в 15 - 20 километров к востоку от южного берега Пильтунского залива, было открыто в 1986 году. ПАМ включает в себя Астохскую площадь, Пильтунскую площадь и Южно-Пильтунскую площадь.

Астохский участок

Разработка Астохского участка ПАМ была начата в соответствии с первым проектным документом – технологической схемой разработки залежей Астохского участка Пильтун-Астохского газонефтяного месторождения, утвержденной ЦКР (протокол от 18 декабря 1996 года № 2090).

В ходе проведения контрольного мероприятия установлено, что в период 2009-2010 годов произошли прорывы законтурной воды в 6 скважинах, которые для предотвращения полной остановки платформы ПА-А (ввиду отсутствия на ней необходимого оборудования по контролю выноса песка) были выведены из действующего фонда скважин.

Необходимость раннего отключения скважин основного объекта разработки Астохского участка ПАМ, невозможность проведения КРС и невозможность начала бурения уплотняющих скважин в 2009 году привели к отклонению фактических объемов добычи нефти от проектных в 2010 году более чем на 20 процентов.

В 2011 году ЦКР Роснедра протоколом от 20 октября 2011 г. № 5223 согласовала проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Астохского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» (техсхема Астох-2011), уточняющее сроки возобновления буровых работ после технического перевооружения платформы ПА-А. В проектном документе предусматривалось проведение геолого-технических мероприятий по выводу скважин из бездействия: водоизоляционные работы, зарезка боковых стволов, установка противопесочных фильтров и реализация программы бурения на пласт XXI: 1 водонагнетательная скважина и 4 уплотняющие добывающие скважины.

В соответствии с Техсхемой Астох-2011 разработка Астохского участка была предусмотрена на двух эксплуатационных объектах: группа пластов XXI (XXIS+ XXI1', XXI2) – основной объект разработки, и пласт XIII.

Максимальные установленные проектные уровни разработки Астохского участка ПАМ представлены в таблице.

Таблица 12

Наименование показателя	Значение	год достижения
Добыча нефти, тыс. т	3 196	2013
Добычи жидкости, тыс. т	3 661	2015
Добыча растворенного газа, млн. м3	553	2011
Закачка воды, тыс. м3	6 078	2016
Использование растворённого газа, %	95	2012

В том числе максимальные проектные уровни для основного объекта (пласт XXI) составили: добыча нефти – 3 047 тыс. тонн, добыча жидкости –

3 531 тыс. тонн, добыча растворенного газа – 553 млн. кубических метров, закачка воды – 6 078 тыс. тонн в те же годы.

Фонд скважин основного объекта планировался в количестве 24 ед., в том числе: добывающих – 16, нагнетательных – 7, поглощающих – 1. Фонд скважин для бурения – 5, в том числе: добывающих – 4, нагнетательных – 1; перевод в нагнетательный фонд: две скважины бездействующего фонда.

Техсхемой Астох-2011 была предусмотрена опытно-промышленная разработка объекта XXIII Астохского участка ПАМ с проектными показателями на период опытно-промышленной разработки (далее – ОПР) (2013 – 2017 годы), представленными в таблице.

Таблица 13

Наименование показателя	Годы разработки				
	2013	2014	2015	2016	2017
Добычи нефти, тыс. тонн	149	120	117	106	95
Добычи жидкости, тыс. тонн	151	131	129	119	110
Добыча растворенного газа, млн. м ³	24	19	19	17	15

Фонд скважин на период ОПР составил 3 единицы совместно с объектом XXI.

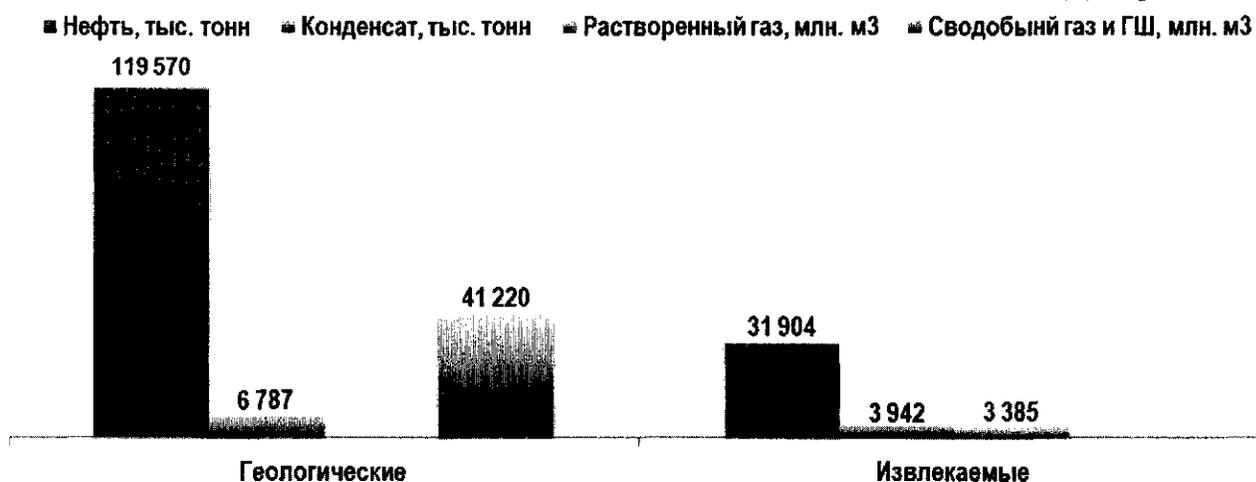
Максимальные ориентировочные уровни для объекта XXIII на полное развитие составили: добыча нефти – 420 тыс. тонн (2024 год), добыча жидкости – 445 тыс. тонн (2024 год), добыча растворенного газа – 68 млн. кубических метров (2024 год).

Фонд скважин всего – 18, из них 3 совместно с объектом XXI, в том числе: добывающих – 18; фонд скважин для бурения – 18, из них 3 совместно с объектом XXI, в том числе добывающих – 18.

Накопленная добыча нефти на конец 2041 года – 49 414 тыс. тонн нефти (разработка основного объекта XXI и ОПР пласта XXIII). Накопленная добыча растворенного газа – 8 369 млн. кубических метров (XXI+XXIII).

Сведения об объеме углеводородов на Астохской площади ПАМ по состоянию на 1 января 2012 года представлены на диаграмме.

Диаграмма 5



В течение 2011 года «Сахалин Энерджи» подготовила Годовой план развития горных работ на 2012 год (далее – годовой план Астох-2012), который был согласован на совместном совещании представителей Сахалинского

управления Ростехнадзора и «Сахалин Энерджи» (протокол от 14 декабря 2011 года).

Согласно годовому плану Астох-2012 и в соответствии с техсхемой Астох-2011 на Астохском участке в оставшийся период 2011 и на 2012 год «Сахалин Энерджи» запланировала провести капитальный ремонт скважины (далее – КРС) ПА-107, зарезать 4 боковых ствола, перевести в фонд нагнетательных добывающую скважину ПА-102 и начать бурением добывающую скважину ПА-128.

Согласно техсхеме Астох-2011 возобновление буровых работ на платформе ПА-А планировались в декабре 2011 года после ввода в эксплуатацию буровой вышки из консервации.

Согласованные ЦКР Роснедра изменения в графике разбуривания предполагали в 2011 году первоочередное выполнение ремонтных работ на скважине ПА-107 и бурение бокового ствола в скважине ПА-111 для ускорения выхода на проектный уровень добычи. На 2012 год было запланировано начало работ по оптимизации дальнейшей разработки участка и выводу скважин из бездействия.

Согласно данным техсхемы Астох-2011 фонд скважин на конец 2012 года должен составлять 12 добывающих скважин (11 действующих), 6 нагнетательных (1 газонагнетательная и 5 водонагнетательных). Бурение и ввод новых скважин в 2012 году проектным документом не предусмотрены. В течение года предусмотрена зарезка и ввод 4 боковых стволов и перевод 1 добывающей скважины в нагнетательные.

Данные годового плана Астох-2012 соответствуют положениям техсхемы Астох-2011.

ПРиСР-2012 (утверждена резолюцией НС от 13 декабря 2011 г. № SB/2011/14) утверждены показатели добычи нефти на 2012 год в объеме 2 775,5 тыс. тонн, попутного газа – 488,2 млн. кубических метров, что меньше показателей техсхемы Астох-2011 и годового плана Астох-2012 на 4,5 тыс. тонн и 31 млн. кубических метров соответственно.

В ходе контрольного мероприятия установлено, что в соответствии с отчетностью «Сахалин Энерджи», направляемой в Минэнерго России, фактическая добыча за 2012 год не достигла установленных техсхемой Астох-2011 и ПРиСР-2012 уровней (см. таблицу).

Таблица 14

По месторождению в целом и в пределах лицензионного участка	Добыча в 2012 году				
	проект	ПРиСР-2012	факт	% выполнения проекта	% выполнения ПРиСР-2012
Добыча нефти, тыс. т	2 780	2 775,5	1 860,9	66,9	67,0
Добыча конденсата, тыс. т	0,0	-	0,0	-	-
Добыча газа, млн. м3	520,0	488,2	310,6	59,7	63,6
Использование газа, млн. м3	494,0	-	270,7	54,8	-
Закачка газа в пласт, млн. м3	0,0	-	0,0	-	-
Сжигание	26,0	-	39,9	153,4	-

В результате задержки сроков ремонтных работ на обводнившихся скважинах и переноса сроков бурения уплотняющих скважин на 2013 год, а также необходимость снижения дебита скважины ПА-104 в связи с прорывом воды и риском выноса песка, отклонение фактических объемов добычи нефти от проектных в 2012 году превышает максимально допустимое отклонение (20 процентов как по нефти, так и по газу), установленное Правилами охраны недр (утвержденное постановлением Госгортехнадзора Российской Федерации от 6 июня 2003 г. № 71).

Данная ситуация прогнозировалась «Сахалин Энерджи» и в соответствии с пунктом 2.13 Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (утв. приказом МПР России от 21 марта 2007 г. № 61) был подготовлен новый проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Астохского участка ПАМ» и согласован протоколом ЦКР Роснедра от 22 ноября 2012 г. № 5477 (техсхема Астох-2012).

Согласно данным техсхемы Астох-2012 проектная добыча нефти в 2012 году составляет 1 768 тыс. тонн, растворенного газа – 346 млн. кубических метров, уровень использования растворенного газа – 87 процентов. Фонд скважин на конец 2012 года составляет 13 добывающих скважин (11 действующих), 5 нагнетательных (1 газонагнетательная и 4 водонагнетательных). Таким образом, проектные показатели на 2012 год отражают ожидания компании на момент подачи документов на согласование в ЦКР Роснедра.

С учетом согласования в ноябре 2012 года техсхемы Астох-2012 фактическая добыча нефти больше проектных показателей на 92 тыс. тонн (5,2 процента). Фактическая добыча газа меньше проектного уровня на 35,4 млн. кубических метров (10,2 процента), уровень утилизации растворенного газа – 87,2 процента, что соответствует показателям техсхемы Астох-2012.

Техсхемой Астох-2012 максимальные проектные уровни добычи по сравнению с техсхемой Астох-2011 были снижены и отнесены на более поздний срок достижения (см. таблицу).

Таблица 15

Наименование показателя	Значение	Год достижения
Добыча нефти, тыс. т	2 221	2017
Добычи жидкости, тыс. т	2 812	2017
Добыча растворенного газа, млн. м ³	372	2015
Закачка воды, тыс. м ³	5 695	2016
Использование растворённого газа, %	95 %	2019 по заключению Минэнерго России

Накопленная добыча нефти на конец 2041 года – 48 007 тыс. тонн нефти (разработка основного объекта XXI и опытно-промышленная разработка пласта XXIII). Накопленная добыча растворенного газа – 7 893 млн. кубических метров (XXI+XXIII).

Таким образом, накопленная добыча нефти по техсхеме Астох-2012 меньше показателей техсхемы Астох-2011 на 1 407 тыс. тонн, добыча

растворенного газа меньше на 476 млн. кубических метров. При этом техсхемы 2012 и 2011 годов базируются на одних и тех же материалах подсчетов запасов.

Годовым планом Астох-2012 и ПРисР-2012 был утвержден график буровых работ.

Проверкой установлено, что «Сахалин Энерджи» не выполнены в полном объеме запланированные на 2012 год буровые работы. Работы велись с задержками в несколько месяцев.

Так, КРС на скважине ПА-107 проведен с задержкой около 4 месяцев. Из-за задержки бурения на указанной скважине запланированные работы по зарезке боковых стволов в простаивающих скважинах в полном объеме не выполнены.

Проверкой установлено, что фактически в 2012 году «Сахалин Энерджи» проведен КРС на скважине ПА-107 и зарезка бокового ствола в скважине ПА-110. Согласно отчетности по добыче углеводородов и состоянию фонда скважин на ПАМ и ЛМ проекта «Сахалин-2» скважина ПА-110 введена в эксплуатацию в августе 2012 года с задержкой в 5 месяцев (по графику бурения – февраль 2012 года).

В ходе контрольного мероприятия «Сахалин Энерджи» представила изменения в ПРисР-2012 в ред. 1.0 от 27 ноября 2012 года, которые обсуждались на заседаниях Рабочей группы НС в течение 2013 года, но не утверждены в установленном порядке НС. Однако указанными изменениями скорректирован график бурения и объемы добычи углеводородов. Плановая добыча нефти и конденсата снижена на 0,37 млн. тонн и составила 1,85 млн. тонн, газа – снижена на 0,06 млрд. кубических метров и составила 0,31 млрд. кубических метров.

Согласно измененному графику буровых работ после зарезки бокового ствола в ПА-110 и проведения части работ по зарезке боковых стволов в скважинах ПА-109, ПА-111, ПА-118 (поглощающая) с августа 2012 года была предусмотрена ежегодная плановая остановка платформы ПА-А для проверок и инспекций оборудования. После чего работа по зарезке боковых стволов должна была быть продолжена. Согласно уточненному графику бурения в октябре - декабре 2012 года планировалась зарезка бокового ствола в скважине ПА-109 и начало зарезки боковых стволов в водонагнетательных скважинах ПА-122 и ПА-126.

Фактически продолжительность плановой остановки платформы ПА-А составила 15 дней (со 2 по 17 сентября 2012 года).

По состоянию на 1 января 2013 года скважина ПА-109 находилась в состоянии капитального ремонта (зарезка бокового ствола), в том числе из-за того, что спуск насосно-компрессорных труб (НКТ) был запланирован не ранее марта 2013 года, в связи с неготовностью оборудования для проведения гидроразрыва пласта и планируемыми работами на скважине ПА-103 (фактически скважина ПА-109 введена в эксплуатацию только в мае 2013 года). Скважина ПА-111 по состоянию на 1 января 2013 года находилась в ожидании капитального ремонта. Водонагнетательные скважины ПА-122 и ПА-126 были

приостановлены. Соответственно, из-за задержки буровых работ запланированный перевод одной добывающей скважины в нагнетательные также не выполнен.

В течение 2012 года «Сахалин Энерджи» подготовила годовой план развития горных работ на 2013 год (далее – годовой план Астох-2013), который был согласован на совместном совещании представителей Сахалинского управления Ростехнадзора и «Сахалин Энерджи» (протокол от 19 декабря 2012 года). Показатели годового плана Астох-2013 соответствуют показателям техсхемы Астох-2012.

Согласно годовому плану Астох-2013 «Сахалин Энерджи» запланированы работы на 2013 год: по зарезке боковых стволов в простаивающих скважинах ПА-109, ПА-103, ПА-111, ПА-104; определение утечек в обсадной колонне и ремонт скважины ПА-126 с целью возобновления закачки попутных вод; замена НКТ в скважине ПА-118 (поглощающая) с целью обеспечения возможности размещения буровых отходов; перевод на механизированную добычу с использованием газлифта скважин с высокой обводненностью продукции (ПА-105, ПА-106, ПА-104).

Техсхема Астох-2012 предусматривает в 2013 году операции по продолжению вывода скважин из бездействия и по превентивному ремонту скважин, на которых наблюдается увеличение обводнения и существует риск выноса песка. Ввод в эксплуатацию в 2013 году новых скважин не предусмотрен.

ПриСР-2013 утвержден график буровых работ, в соответствии с которым в 2013 году предусмотрены зарезка двух боковых стволов и два КРС, а также начало строительства нефтедобывающей скважины.

Проверкой установлено, что из-за задержки готовности бурового модуля и соответствующей задержки ремонтов и зарезки боковых стволов скважин в период 2011 - 2012 годов работы в 2013 году также идут с отставанием от графика техсхемы Астох-2012 и годового плана Астох-2013.

В простаивающей с 18 июня 2010 года скважине ПА-103 была проведена зарезка бокового ствола. Скважина введена в эксплуатацию в марте 2013 года.

Скважина ПА-109 фактически введена в эксплуатацию в мае 2013 года. Таким образом, из-за задержки в ремонте и ввода в эксплуатацию скважина ПА-109 находилась в бездействии с 29 марта 2010 года, т.е. более трех лет.

Согласно письму «Сахалин Энерджи» в адрес Минэнерго России и Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Сахалинской области от 15 июля 2013 г. № 2013-OUT-Y-17-00518 скважины ПА-102 и ПА-111 находятся в бездействии в ожидании ремонта. При этом из-за обводненности скважина ПА-104 в июне 2013 года находилась в работе 5 дней, добыча жидкости составила 856 тонн. Согласно материалам заседания РГ НС от 24 июня 2013 года скважина ПА-104 запланирована к консервации и зарезке бокового ствола.

Две нагнетательные скважины ПА-122 и ПА-126, обеспечивающие поддержание пластового давления на южном фланге залежи, были закрыты до

проведения КРС и зарезки боковых стволов, которые запланированы «Сахалин Энерджи» на конец 2013 – начало 2014 года. Таким образом, по состоянию на момент проведения проверки программа ППД выполняется на 50 процентов. «Сахалин Энерджи» ведется работа над техническим решением восстановления функционирования системы ППД в полном объеме и работа по подготовке нового проектного технологического документа, представление и согласование которого планируется до конца 2013 года.

Согласно отчету о добыче углеводородов и состоянии фонда скважин (письмо «Сахалин Энерджи» в адрес Минэнерго России и Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Сахалинской области от 13 августа 2013 г. № 2013-OUT-Y-17-00627) скважина ПА-104 была выведена в бездействующий фонд и продукцию в течение июля 2013 года не давала.

В соответствии с данными техсхемы Астох-2012 в 2013 году проектный уровень добычи нефти составил 1 570 тыс. тонн, растворенного газа – 198 млн. кубических метров, использование растворенного газа – 181 млн. кубических метров (89 процентов).

ПРисР- 2013 утверждены показатели добычи нефти на 2013 год в объеме 1 563,3 тыс. тонн, попутный газ – 0,2 млрд. кубических метров.

Согласно представленному отчету о добыче углеводородов и состоянии фонда скважин на ПАМ и ЛМ проекта «Сахалин-2» за июнь 2013 года добыча за 1 полугодие 2013 года представлена в таблице.

Таблица 16

По месторождению в целом и в пределах лицензионного участка	Добыча в 2013 году				
	проект	ПРисР-2013 1-2 квартал	факт	% выполнения	% выполнения ПРисР- 2012 1-2 квартал
Добыча нефти, тыс. т	1 570,0	780,3	995,3	63,4	127,6
Добыча конденсата, тыс. т	0,0	-	0,0	-	-
Добыча газа, млн. м3	198,0	200,0	182,1	92,0	91,0
Использование газа, млн. м3	181,0	-	173,0	95,6	-
Закачка газа в пласт, млн. м3	0,0	-	0,0	-	-
Сжигание	17,0	-	9,0	53,1	-

Из данных таблицы видно, что благодаря проведению ремонтных работ фактическая добыча нефти больше проектных полугодичных значений на 13,4 процента. Кроме того, фактическая добыча нефти больше плановых показателей за первое полугодие 2013 года, установленных ПРисР-2013, на 215 тыс. тонн (27,6 процентов), газа – на 0,2 млрд. кубических метров (50 процентов).

Сведения о состоянии фонда скважин на Астохской площади по состоянию на 1 июля 2013 года представлены в таблице.

Таблица 17

№	Скважина	Глубина, м	Начало строит-ва скважины	Конец строит-ва скважины	Передача в эксплуатацию ИЛИ ликвидация / консервация	Назначение скважины	Текущее состояние скважины
1	ПА-101	2800	29.01.99	28.03.99	09.07.99	Газонагнетательная, эксплуатационная	в эксплуатации
2	ПА-102	4059	1-17.10.99	29.10.99 - 21.11.99	29.05.00	эксплуатационная	в ожидании КРС

№	Скважина	Глубина, м	Начало строит-ва скважины	Конец строит-ва скважины	Передача в эксплуатацию ИЛИ ликвидация / консервация	Назначение скважины	Текущее состояние скважины
3	ПА-103	3329	22.06.99	22.08.99	01.09.99	эксплуатационная	в ожидании КРС
4	ПА-104	3752	06.06.13			эксплуатационная	в капремонте
5	ПА-105	3837	11.05.99	13.06.99	17.08.99	эксплуатационная	в эксплуатации
6	ПА-106	3120	29.03.99	11.05.99	08.08.99	эксплуатационная	в эксплуатации
7	ПА-107	4115	18.01.00	20.11.00	05.12.00	эксплуатационная	в эксплуатации
8	ПА-108	3078	11.01.00	15.09.00	03.10.00	эксплуатационная	в эксплуатации
9	ПА-109	3525	01.11.99	24.12.99	29.05.00	эксплуатационная	в эксплуатации
10	ПА-110	3906	30.12.99	17.08.00	25.10.00	эксплуатационная	в эксплуатации
11	ПА-111	2758	14-15, 25-29.01, 10-27.03.00	27.03.00	02.06.00	эксплуатационная	в ожидании КРС
12	ПА-112	2451	16.01.00	15.12.00	08.07.01	эксплуатационная	в эксплуатации
13	ПА-113	2737	26-30.12.99	15.04.00	29.05.00	эксплуатационная	в эксплуатации
14	ПА-114	2785	15.01.00	15.06.00	23.06.00	эксплуатационная	в эксплуатации
15	ПА-116	4191	14.01.04	12.03.04	16.03.04	водогазнетательная	в эксплуатации
16	ПА-118	2344	18.03.04	13.04.04	30.04.04	эксплуатационная поглощающая	в эксплуатации
17	ПА-120	6650	19.06.02	22.10.04	12.02.05	водогазнетательная	в эксплуатации
18	ПА-122	6553	22.07.02	08.01.05	25.04.05	водогазнетательная	приостановлена
19	ПА-126	5894	18.07.02	19.07.04	24.08.04	водогазнетательная	приостановлена

Проверкой установлено, что фактический фонд добывающих скважин на конец 2012 года составил 13 скважин, из них действующие – 9, фонд нагнетательных скважин составил 5 единиц (из них 1 газогазнетательная и 4 водогазнетательные), а также 1 специальная поглощающая скважина. Проектный фонд добывающих скважин, установленный техсхемой Астох-2012, составляет 13 единиц, в том числе действующие – 10 единиц. Проектный фонд нагнетательных скважин на конец 2012 года составил 4 единицы.

Таким образом, фактический фонд скважин в целом соответствует показателям техсхемы Астох-2012, при этом действующий фонд добывающих скважин меньше соответствующего показателя техсхемы Астох-2012 на 1 единицу.

Пильтунский участок

Разработка Пильтунского участка ПАМ была начата в соответствии с первым проектным документом – технологической схемой разработки залежей Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, согласованного ЦКР Роснедра (протокол от 11 декабря 2001 г. № 2785).

Впоследствии проектная документация разработки Пильтунского участка уточнялась.

По состоянию на 1 января 2012 года действующими проектными документами являлись «Дополнение к технологической схеме разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 1 февраля 2007 г. № 3951) (далее – техсхема Пильтун-2007) и «Авторский надзор за реализацией дополнения к технологической схеме разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского

нефтегазоконденсатного месторождения (протокол ЦКР Роснедра от 28 августа 2008 г. № 4370) (далее – авторский надзор Пильтун-2008). Авторским надзором Пильтун-2008 показатели техсхемы Пильтун-2007 были скорректированы на период 2008-2010 годов в связи с неготовностью береговых сооружений проекта «Сахалин-2». Авторским надзором предусмотрен эксплуатационный фонд скважин на Пильтунской площади ПАМ (на весь период разработки) в количестве 42 скважин, в том числе 26 добывающих, из них 7 горизонтальных, 16 нагнетательных. Накопленная добыча нефти на конец 2041 года должна составить 59,4 млн. тонн. Уровень использования растворенного газа – 95 процентов с 2011 года.

В результате бурения и эксплуатации новых скважин в течение 2008 - 2011 годов были получены новые данные о геологическом строении Пильтунского участка, продуктивности пластов. Запасы углеводородов в пределах западного крыла Пильтунского участка дважды пересматривались в сторону уменьшения в рамках оперативных пересчетов в 2009 - 2010 годах. Вследствие этого возникла необходимость в оптимизации принятых ранее технологических решений и уточнении технологических показателей разработки Пильтунского участка.

В 2012 году «Сахалин Энерджи» подготовлен и согласован новый проектный технологический документ «Дополнение к технологической схеме разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 12 декабря 2012 г. № 5517) (далее – техсхема Пильтун-2012).

Техсхемой Пильтун-2012 предусмотрен фонд скважин за весь срок разработки – 45 скважин (эксплуатационный фонд – 43), в том числе: добывающих – 26 (в том числе 14 горизонтальных), нагнетательных – 16 (в том числе 10 барьерного ряда), наблюдательная - 1; поглощающих для закачки отходов бурения – 2. Фонд скважин для бурения – 30, в том числе: добывающих – 15 (из них 12 горизонтальных), нагнетательных – 12 (из них 10 барьерных), разведочных – 1 (с возможностью последующего перевода в добывающие), наблюдательных для контроля за фронтом продвижения воды от барьерных скважин – 1 (с возможностью последующего перевода в добывающие), поглощающих для закачки отходов бурения – 1. Бурение боковых стволов на нефть в количестве 14-ти, бурение боковых стволов на газ в количестве 6-ти.

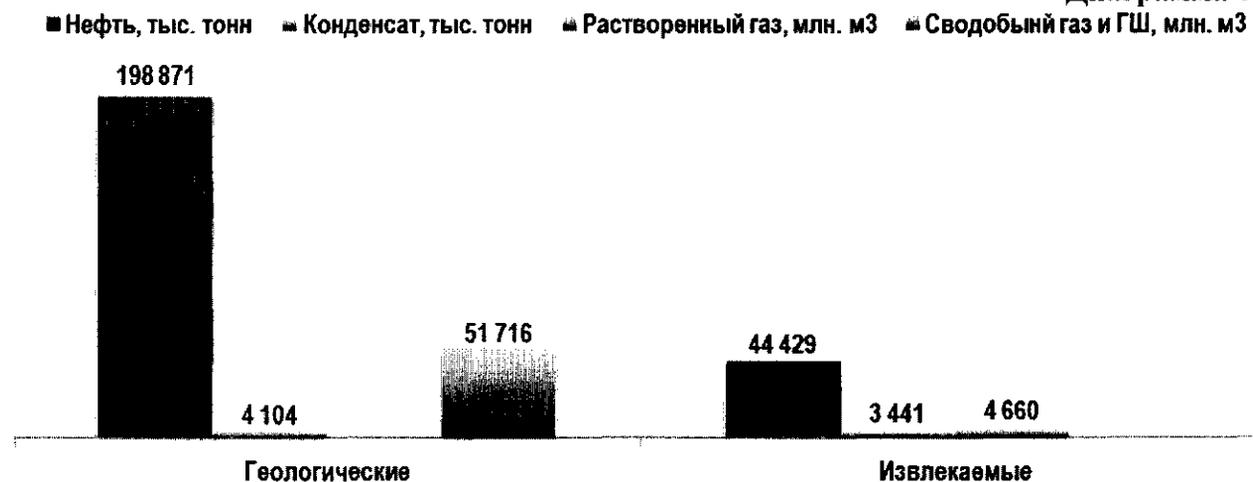
В соответствии с рекомендуемым вариантом разработки (вариант 3) накопленная добыча в 2041 году должна составить 38 248 тыс. тонн нефти и 2 184 тыс. тонн конденсата, отбор газа – 30 132,6 млн. кубических метров, в том числе растворенного газа – 4 700,7 млн. кубических метров. Фонд эксплуатационных скважин – 43, в том числе 27 добывающих (19 действующих), водонагнетательных – 16.

Техсхемой Пильтун-2012 установлены следующие основные параметры максимальных уровней: добыча нефти 2 219 тыс. тонн (2020 год), добыча жидкости – 3 137 тыс. тонн (2022 год), добыча растворенного газа –

49,8 млн. кубических метров (2030 год), добыча газа газовой шапки – 1 234,7 млн. кубических метров (2030 год), закачка воды – 6 540 тыс. кубических метров (2024 год), уровень использования растворенного газа – 95 процентов с 2019 года (по заключению Минэнерго России).

Сведения об объеме углеводородов на Пильтунской площади ПАМ по состоянию на 1 января 2012 года (с учетом добычи за 2011 год в соответствии с формами статистической отчетности 6-гр) представлены на диаграмме.

Диаграмма 6



Авторским надзором Пильтун-2008 установлены проектные показатели разработки Пильтунского участка ПАМ: добыча нефти – 2 663 тыс. тонн, добыча конденсата – отсутствует, добыча растворенного газа – 1 426 млн. кубических метров, уровень утилизации попутного газа – 1 361 млн. кубических метров (95,4 процента). Ввод добывающих скважин в 2012 году – 2 скважины, фонд добывающих на конец 2012 года – 11 скважин. Ввод нагнетательных скважин – 2 скважины, фонд нагнетательных на конец 2012 года – 7 скважин. Всего фонд скважин – 19 скважин (18 эксплуатационных скважин и 1 поглощающая).

В течение 2011 года «Сахалин Энерджи» был разработан Годовой план развития горных работ на 2012 год (далее – годовой план Пильтун-2012), который был согласован на совместном совещании представителей Сахалинского управления Ростехнадзора и «Сахалин Энерджи» (протокол от 14 декабря 2011 года). Показатели годового плана Пильтун-2012 соответствуют проектному документу «Авторский надзор Пильтун-2008» за исключением показателя утилизации попутного газа, который меньше проекта на 71,3 млн. кубических метров.

Годовым планом Пильтун-2012 предусмотрен ввод в эксплуатацию из бурения одной добывающей скважины и двух нагнетательных скважин. Таким образом фонд скважин на конец 2012 года должен был составить 17 единиц, в том числе: 10 добывающих, 6 нагнетательных и 1 поглощающая скважина. Фонд скважин согласно годовому плану Пильтун-2012 по итогам 2012 года должен был отставать от проектных значений авторского надзора Пильтун-2008 на две скважины (добывающую и нагнетательную) с учетом отставания на одну нагнетательную скважину в предыдущие периоды.

Вместе с тем следует отметить, что в 2012 году из-за прогнозируемого невыполнения проектных показателей добычи компания вела работу по подготовке нового проектного технологического документа, в котором выполнена оптимизация разработки Пильтунского участка ПАМ. Согласно данным техсхемы Пильтун-2012 фонд скважин на конец 2012 года должен составить 16 скважин, в том числе добывающих – 10 скважин, водонагнетательных – 5, и 1 поглощающая скважина.

Графиком буровых работ ПРисР-2012 предусмотрено бурение в январе-феврале 2012 года водонагнетательной скважины ПБ-412, ремонт в марте-апреле добывающей скважины ПБ-304, ремонт в марте-мае добывающей скважины ПБ-306, бурение в июле-сентябре водонагнетательной скважины ПБ-418, в сентябре-ноябре ремонт скважины ПБ-307, начало бурения в октябре 2012 года с заканчиванием в январе 2013 года водонагнетательной скважины ПБ-406. Таким образом график буровых работ ПРисР-2012 предусматривал бурение и заканчивание 2 нагнетательных скважин и начало бурения с заканчиванием в 2013 году одной нагнетательной скважины, бурение добывающих скважин на предусмотрено. График буровых работ ПРисР-2012 не соответствует годовой программе Пильтун-2012.

Фактически в течение 2012 года была введена в эксплуатацию добывающая скважина ПБ-318 (пробурена в 2011 году), и пробурена водонагнетательная скважина ПБ-401. Нагнетательная скважина ПБ-418 начата бурением 16 декабря 2012 года и по состоянию на 1 января 2013 года находилась в бурении.

При утверждении ПРисР-2012 компания планировала начать бурение ПБ-401 в ноябре 2011 года и закончить скважину в декабре 2011 года. Фактически бурение этой скважины начато в мае 2012 года. Скважина была закончена для передачи в эксплуатацию 10 августа 2012 года. Таким образом задержка в бурении от утвержденного в ПРисР-2012 графика бурения составила 8 месяцев.

Проверкой установлено, что фактический фонд скважин по состоянию на 1 января 2013 года составил 16 единиц, в том числе 10 добывающих скважин (из них 10 действующие), 5 водонагнетательных и 1 поглощающая. Фактический фонд скважин на конец 2012 года меньше соответствующих показателей годового плана Пильтун-2012 на 1 нагнетательную скважину. С учетом согласования нового проектного документа (техсхема Пильтун-2012) фактические показатели фонда скважин соответствуют проекту.

Вместе с тем проверкой установлено, что согласно ежемесячным отчетам о добыче и состоянии фонда скважин добывающая скважина ПБ-303 в феврале 2012 года была переведена в бездействующий фонд из-за аномально высоких дебитов газа. При представлении ПРисР-2012 компанией планировался ремонт скважины с установкой оборудования интеллектуального заканчивания в период с конца сентября по ноябрь 2011 года (продолжительностью 30 дней).

На основании данных эксплуатационного каротажа был подобрана

компоновка, и в феврале-марте 2012 года был выполнен КРС для установки оборудования интеллектуального заканчивания скважин компании Шлюмберже продолжительностью 39 дней.

Согласно протоколу совещания в Минэнерго России по вопросам выполнения производственных показателей проекта «Сахалин-2» от 12 мая 2012 года и отчетности «Сахалин Энерджи» при пробной эксплуатации скважины оборудование «интеллектуального» заканчивания, установленное при проведении КРС, было повреждено. Отказ этого оборудования привел к необходимости проведения повторного КРС на скважине ПБ-303.

В соответствии с представленными материалами «Сахалин Энерджи» планировала провести повторный КРС на скважине ПБ-303 (ремонт оборудования интеллектуального заканчивания) во второй половине 2012 года.

Фактически согласно отчетности оператора скважина ПБ-303 была введена в эксплуатацию только в декабре 2012 года.

В 2012 году Минэнерго России заключило государственный контракт от 4 мая 2012 г. № 12/0402.0010400/05/45 с ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. Академика А.П.Крылова (далее – ОАО «ВНИИнефть»)). В соответствии с указанным контрактом ОАО «ВНИИнефть» проводило анализ технологических показателей разработки месторождений проекта «Сахалин-2» для Минэнерго России, оказывало информационно-консультационные услуги Минэнерго России для целей реализации СРП по проекту «Сахалин-2». Кроме того представители ОАО «ВНИИнефть» также участвовали в качестве экспертов российской стороны в заседаниях НС и РГ НС.

В течение 2012 года в рамках технических консультаций ОАО «ВНИИнефть» представляло информацию для представителей Минэнерго России в РГ НС по вопросам бурения скважин на ПАМ.

Так, по мнению ОАО «ВНИИнефть» (письмо в Минэнерго России от 6 ноября 2012 г. № ДК/100/1277) в рамках консультаций в отношении продления и увеличения стоимости контракта Y02588 с «Джи- И РУС Инфра» на плановое и внеплановое обслуживание газовых турбин завода СПГ и согласование договора № Y06159 с «Шлюмберже Резервуар Продакт ФЗЕ» на поставку материалов и оборудования для заканчивания скважин, вопрос целесообразности применения «интеллектуального» заканчивания скважин на ПАМ, осложненных пескопроявлением и высоким газовым фактором, остается открытым. Отрицательный результат применения схем «интеллектуального» заканчивания на ПАМ (скважины ПБ-302, ПБ-305, ПБ-303, ПБ-306) от компании «Шлюмберже» вкуче с высокой стоимостью самого оборудования не позволяет рекомендовать их применение на данном месторождении в дальнейшем. Представляется целесообразным проработать альтернативные варианты схем заканчивания, например, предусматривающие многопакерную установку с набором циркулярных муфт. Такое техническое решение менее требовательно к условиям применения и может предоставить доступ к любому

зонально изолированному интервалу, предварительно оборудованному набором циркуляционных муфт.

По материалам контрольного мероприятия Счетной палаты Российской Федерации «Проверка эффективности деятельности государства и компаний-операторов проектов по реализации действующих соглашений о разделе продукции за 2011 год» в «Сахалин Энерджи», проведенного в 2012 году, Минэнерго России было предложено на заседании НС рассмотреть вопрос об ответственности подрядной организации, осуществляющей капитальный ремонт скважины ПБ-303, и вопрос об исключении затрат на повторный ремонт указанной скважины из возмещаемых затрат 2012 года. Кроме того, Счетной палатой Российской Федерации было направлено письмо в Правительство Российской Федерации, в котором среди прочего Правительство было проинформировано о работах на скважине ПБ-303.

Данный вопрос был рассмотрен на заседании РГ НС 24 декабря 2012 года. В соответствии с протоколом заседания «Сахалин Энерджи» сообщила о проведении экспертизы поврежденного оборудования, выполненной производителем оборудования «интеллектуального заканчивания» – компанией «Шлюмберже». Экспертиза показала, что оборудование вышло из строя из-за механического повреждения, вызванного прорывом газа и песка, а не в результате неправильной эксплуатации.

В ходе проведения заседания эксперты ОАО «ВНИИнефть» отметили, что компании необходимо рассмотреть целесообразность применения более простых схем заканчивания последующих скважин, поскольку в случае повреждения интеллектуального оборудования в любом случае приходится производить перестрел пластов и переоборудование скважин в обычное заканчивание. При этом совместно-раздельную эксплуатацию можно обеспечивать путем перекрытия пластов с использованием механических клапанов и сдвижных муфт. Однако «Сахалин Энерджи» отметила, что такая система, безусловно, оправдывает себя при ведении добычи углеводородов на суше. В случае с проектом «Сахалин-2», при ведении работ на море, для первовключения клапанов необходимо осуществлять спуск трактора в ствол скважины, что предполагает использование буровой установки.

В соответствии с поручением Правительства Российской Федерации от 29 января 2013 года № АД-П9-482 и по поручению Ростехнадзора (письмо от 6 февраля 2013 г. № 00-06-06/ 229) Сахалинским управлением Ростехнадзора была проведена выездная внеплановая проверка в отношении «Сахалин Энерджи».

Согласно Акту проверки Сахалинского управления Ростехнадзора от 15 марта 2013 г. № 80 извлеченное оборудование интеллектуального заканчивания скважины ПБ-303 было направлено изготовителю (компания «Шлюмберже») для проведения исследования на предмет заводского брака и поломок в ходе эксплуатации. Исследования подтвердили отсутствие заводского брака и поломок вследствие неправильной эксплуатации.

Исследовательским центром компании «Шлюмберже» были разработаны

корректирующие меры, воплощение которых в производство должно предотвратить отказы оборудования в скважине ПБ-303, так и в других скважинах в будущем при «интеллектуальном» заканчивании.

В результате проведенной проверки Сахалинским управлением Ростехнадзора был сделан вывод: «...проведенной проверкой не установлены факты нарушения «Сахалин Энерджи» федеральных норм и правил, которые могли бы привести к выходу из строя «интеллектуального» оборудования на скважине ПБ-303».

Вместе с тем, Счетной палатой Российской Федерации по результатам проведения в 2012 году проверки реализации СРП по проекту «Сахалин-2» за 2011 год вопрос соблюдения федеральных норм и правил при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин на Пильгунском участке не ставился.

Учитывая вышеизложенное, с учетом мнения экспертов ОАО «ВНИИнефть», использование компонок интеллектуального заканчивания может быть связано с дополнительным риском для российской стороны СРП ввиду того, что буровые работы, КРС и работы по заканчиванию скважин относятся к возмещаемым расходам. В этой связи возможные будущие потери оборудования из-за выноса песка и/или других факторов будут покрываться за счет российской нефти, что уменьшит доли прибыльной продукции, причитающейся российской стороне.

В ходе контрольного мероприятия «Сахалин Энерджи» представила изменения в ПРиСР-2012 в ред. 1.0 от 27 ноября 2012 года, которые обсуждались на заседаниях Рабочей группы НС в течение 2013 года. Следует отметить, что указанные изменения на момент проведения проверки не утверждены в установленном порядке НС. Вместе с тем, указанными изменениями скорректирован график бурения и объемы добычи углеводородов.

Скорректированным графиком буровых работ были предусмотрены внутрискважинные работы на ПБ-305 в январе 2012 года, проведение КРС на скважине ПБ-303 путем установки оборудования интеллектуального заканчивания (в феврале-марте 2012 года), бурение и заканчивание нагнетательной скважины ПБ-401 в период с мая по август 2012 года, повторный КРС ПБ-303 с августа по октябрь 2012 года, начало бурения нагнетательной скважины ПБ-418 в ноябре 2012 года. Скорректированный график отражает фактически проведенные работы и ожидания «Сахалин Энерджи» по будущим работам по состоянию на ноябрь 2012 года.

Сведения о фактической добыче углеводородов в 2012 году представлены в таблице.

Таблица 18

Пильтунский участок ПАМ	Добыча в 2012 году				
	проект	ПРИСР-2012	факт	% выполнения проекта	% выполнения ПРИСР-2012
Добыча нефти и конденсата, тыс. т	2 663,0	2 156,0	1 939,3	72,8%	89,9%
Добыча газа, млн. м3	1 426,0	1 191,7	1 050,2	73,6%	88,1%
Использование газа, млн. м3	1 361,0	-	986,9	72,5%	-
Сжигание газа, млн. м3	65,0	-	63,3	97,4%	-

Из данных таблицы видно, что отклонение фактической добычи от проекта (авторский надзор Пильтун-2008) превышает максимально допустимые отклонения, установленные Правилами охраны недр (20 процентов по нефти и 20 процентов по газу).

Исходя из динамики добычи в течение 2012 года, а также из фактического выполнения графика буровых работ, «Сахалин Энерджи» ожидала превышение максимально допустимых отклонений. В этой связи был подготовлен новый проектный технологический документ – техсхема Пильтун-2012. Указанным документом установлены проектные уровни на 2012 год: добыча нефти – 1 774 тыс. тонн, добыча конденсата – 63,9 тыс. тонн, растворенного газа и газа газовой шапки – 1 060,1 млн. кубических метров.

С учетом согласования и вступления в силу техсхемы Пильтун-2012 фактическая добыча нефти и конденсата в 2012 году больше проектных уровней на 101,4 тыс. тонн (5,2 процента), фактическая добыча газа на 73,2 млн. кубических метров (7,4 процента).

Согласно скорректированной ПРИСР-2012 добыча нефти составила 1,95 млн. тонн, газа – 1,06 млрд. кубических метров, что отражает ожидания «Сахалин Энерджи» в части добычи углеводородов по состоянию на ноябрь 2012 года. В целом, фактическая добыча нефти в 2012 году составляет 99,5 процента, добыча газа – 99,1 процента показателей скорректированной ПРИСР-2012. При этом скорректированная ПРИСР-2012 на момент проведения проверки в установленном порядке не утверждена НС.

Таким образом, скорректированная ПРИСР-2012 отражает фактические показатели добычи и проведенные буровые и ремонтные работы на скважинах.

Техсхемой Пильтун-2012 установлены проектные показатели добычи углеводородов на 2013 год: нефть – 1 594 тыс. тонн, газ – 970,4 млн. кубических метров, в том числе растворенный газ – 184,6 млн. кубических метров, уровень использования газа – 94,3 процента. Техсхемой в 2013 году предусмотрен ввод одной добывающей скважины и двух нагнетательных. Фонд эксплуатационных скважин по итогам года должен составить 11 добывающих скважин и 7 нагнетательных.

В течение 2012 года «Сахалин Энерджи» подготовила Годовой план развития горных работ на 2013 год (далее – годовой план Пильтун-2013), который был согласован на совместном совещании представителей Сахалинского управления Ростехнадзора и «Сахалин Энерджи» (протокол от 19 декабря 2012 года). Показатели годового плана Пильтун-2013 соответствуют показателям техсхемы Пильтун-2012.

Программой работ и Сметой расходов на 2013 год (утверждена резолюциями Наблюдательного совета № SB/2012/14-15-16-17 от 26 декабря 2012 года) (далее – ПриСР-2013) утверждены показатели добычи нефти на 2013 год в объеме 1 643,7 тыс. тонн, газа – 1,1 млрд. кубических метров.

Графиком буровых работ ПриСР-2013 в 2013 году предусмотрено бурение и ввод в эксплуатацию водонагнетательной скважины ПБ-418 в феврале, КРС скважины ПБ-306 (зарезка бокового ствола) в период с февраля по апрель, бурение и ввод добывающей скважины ПБ-317 с апреля по август и бурение и ввод водонагнетательной скважины ПБ-406 в период с октября по декабрь.

Проверкой установлено, что по состоянию на 1 июля 2013 года строительство новой добывающей скважины ПБ-317 не начато. На 1 июля 2013 года ведутся работы по КРС и зарезке бокового ствола в добывающей скважине ПБ-306 с задержкой в два месяца.

Таким образом, буровые работы на Пильтунском участке, так же как и на Астохском участке велись в 2012 году и первом полугодии 2013 года с задержками, что частично было вызвано задержками буровых работ в 2011 году.

Задержки и невыполнение буровых работ могут не позволить «Сахалин Энерджи» выполнить проектные показатели добычи и показатели добычи ПриСР-2013, что негативно скажется на экономических показателях проекта «Сахалин-2».

Согласно отчету компании о добыче углеводородов и состоянии фонда скважин на Пильтунском участке ПАМ добыча углеводородов в 2013 году в сравнении с показателями техсхемы Пильтун-2012 и полугодовыми значениями ПриСР-2013 представлена в таблице.

Таблица 19

Пильтунский участок ПАМ	Добыча в 2013 году				
	проект	ПриСР-2013 1-2 квартал	факт	% выполнения проекта	% выполнения ПриСР-2013 1-2 квартал
Добыча нефти и конденсата, тыс. т	1 657,9	861,3	802,1	48,4%	93,1%
Добыча газа, млн. м3	970,4	600,0	429,9	44,3%	71,6%
Использование газа, млн. м3	914,7		422,8	46,2%	-
Сжигание газа, млн. м3	55,7		7,0	12,6%	-

Как видно из данных таблицы, в целом показатели добычи за первое полугодие составляют около 50 процентов от годовых проектных значений.

Фактическая добыча нефти и конденсата на 1 июля 2013 года составляет 93,1 процента от полугодового планового показателя, установленного ПриСР-2013, добыча газа – 71,6 процента.

Следует отметить, что в соответствии с материалами заседания Рабочей группы НС от 24 июня 2013 года бурение добывающих скважин в 2013 году «Сахалин Энерджи» не планируется. После проведения КРС скважины ПБ-306 в августе-декабре 2013 года запланировано бурение утилизационной скважины ПБ-407 для обеспечения возможности водоотведения в связи со снижением приемистости существующей утилизационной скважины ПБ-420.

Соответственно ремонт утилизационной скважины ПБ-420 запланирован на декабрь 2013 года.

Сложившаяся ситуация с утилизацией буровых отходов и приоритетным бурением и ремонтом скважин для утилизации и, соответственно, перенос сроков бурения добывающих скважин на 2014-2015 годы, а также общие задержки проведения буровых работы могут отрицательно сказаться на выполнении годовых проектных уровней добычи и плановых показателей ПриСР-2013.

При этом необходимо отметить, что в 2013 году «Сахалин Энерджи» ведется работа по подготовке нового проектного документа разработки Пильтунского участка ПАМ, в котором проектные уровни добычи на 2013 - 2015 годы относительно действующего проектного документа могут быть снижены.

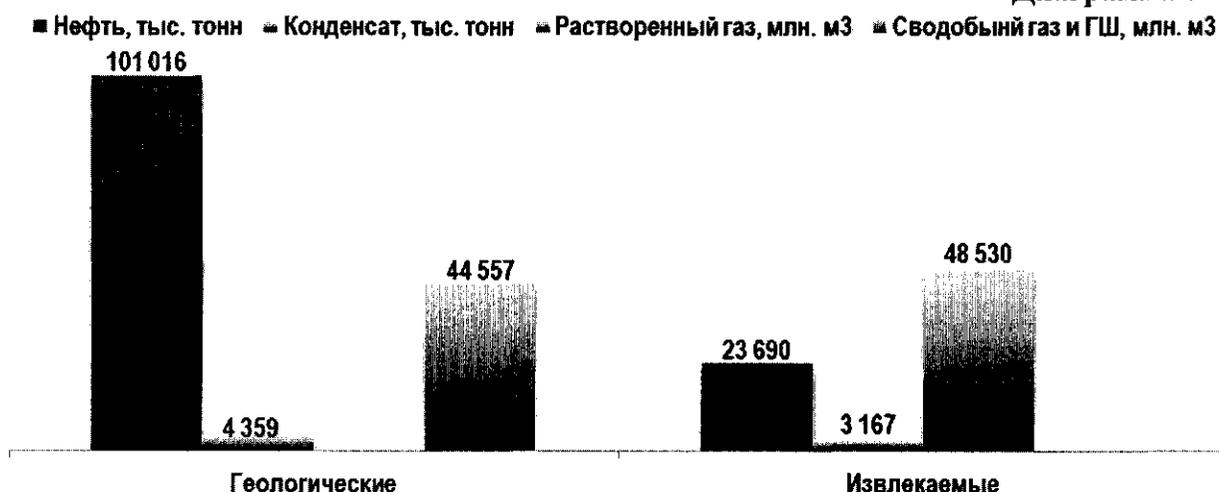
Южно-Пильтунский участок ПАМ.

В соответствии с УКПО-2012/ИСО-2012 (см. схему 3) и УКПО-2008/ИСО-2008 Южно-Пильтунский участок ПАМ в проверяемом периоде не введен в разработку. Согласно УКПО-2012/ИСО-2012 разработка Южно-Пильтунского участка ПАМ входит в состав Этапа 3б («Проекты развития») проекта «Сахалин-2».

Для целей уточнения плана освоения запасов Южно-Пильтунского участка ПАМ и подготовки уточнения технологической схемы разработки «Сахалин Энерджи» в 2011 году был произведен оперативный пересчет запасов Южно-Пильтунского участка ПАМ, утвержденный протоколом Роснедра от 25 января 2012 г. № 18/24-пр. На оперативный пересчет запасов «Сахалин Энерджи» получено экспертное заключение экспертной комиссии ФБУ «ГКЗ» ЭЗ № 327-11оп от 21 ноября 2011 года.

Сведения об объемах запасов углеводородов Южно-Пильтунского участка в результате пересчета запасов по состоянию на 1 января 2012 года представлены на диаграмме.

Диаграмма 7



В целом по Южно-Пильтунскому участку геологические запасы нефти увеличились на 2 процента, запасы сухого газа увеличились на 19,6 процента.

В течение 2012 года «Сахалин Энерджи» проводились работы по выбору концепции разработки запасов Южно-Пильтунского участка ПАМ (далее – Концепция). Согласно материалам заседания РГ НС от 24 июня 2013 года компания планировала представить Концепцию российской стороне в июне – июле 2013 года.

Концепция была представлена Российской стороне письмом «Сахалин Энерджи» от 9 августа 2013 года № 2013-OUT-M-28-00062 в адрес Минэнерго России и Минприроды Сахалинской области.

В Концепции представлен анализ вариантов разработки запасов углеводородов: Освоение с использованием платформы ПА-С: «Ранний проект», «Точно в срок»; Освоение скважинами со сверхбольшим отходом от вертикали (uERD); «Ничего не предпринимать» (стратегия «выхода»). Наиболее рентабельным вариантом является вариант «точно в срок», реализация которой зависит от фактических сроков падения добычи на Лунском месторождении ниже уровня плато. Соответственно падение добычи на Лунском месторождении ниже плато не позволит загрузить мощности завода СПГ на 100 процентов. Таким образом, для компенсации падения добычи на Лунском месторождении компания планирует разрабатывать Южно-Пильтунский участок ПАМ с учетом допущения о готовности буровой платформы в 2024 году. При этом согласно проектному графику работ по Концепции предполагаемое начало добычи углеводородов запланировано на 3 квартал 2024 года.

Лунское месторождение

Лунское месторождение, открытое в 1984 году, находится в шельфовой зоне о. Сахалин, в Охотском море на расстоянии 13,5-14,5 км. от побережья о. Сахалин. Согласно действующему проектному документу и УКПО-2008 запасов месторождения достаточно для работы двух технологических линий по производству СПГ мощностью 9,55 млн. тонн СПГ в год в течение 20 лет. За этим периодом пикового уровня добычи последует постепенное снижение

объемов добычи газа.

Разработка Лунского месторождения была начата в соответствии с первым проектным документом – технологической схемой разработки Лунского месторождения, принятой ЦКР (протокол от 11 декабря 2001 года № 2784). Техсхемой предусматривалась комплексная доразведка и разработка газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей по третьему варианту при выделении одного эксплуатационного объекта и разбуривании с одной морской платформы «Лун-А».

В связи с задержками бурения и пуска платформы ЛУН-А в эксплуатацию «Сахалин Энерджи» в 2008 году подготовлен отчет «Авторский надзор за реализацией Дополнения к технологической схеме разработки Лунского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 28 августа 2008 года № 4369) (далее – авторский надзор Лун-2008).

В авторском надзоре Лун-2008 были уточнены по сравнению с техсхемой сроки начала бурения и уровни добычи углеводородов. В авторский надзор вошли также положения «Программы доразведки и изучения добычных возможностей нефтяной оторочки Лунского нефтегазоконденсатного месторождения». Задачами авторского надзора являются уточнение проектных решений и основных технологических показателей разработки и согласование откорректированных технологических показателей на период 2008 - 2010 годов. При этом в соответствии с протоколом рассмотрения авторского надзора «Сахалин Энерджи» должна разработать и представить в ЦКР новый проектный документ на разработку ЛМ до конца 2013 года.

В 2009 году «Сахалин Энерджи» подготовлен технологический документ «Технологическая схема опытно-промышленной разработки (ОПР) на нефтяной оторочке западного крыла тектонического блока IV Лунского нефтегазоконденсатного месторождения», утвержденная Протоколом ЦКР Роснедра от 23 декабря 2009 г. № 4797 (далее – техсхема ОПР Лун-2009).

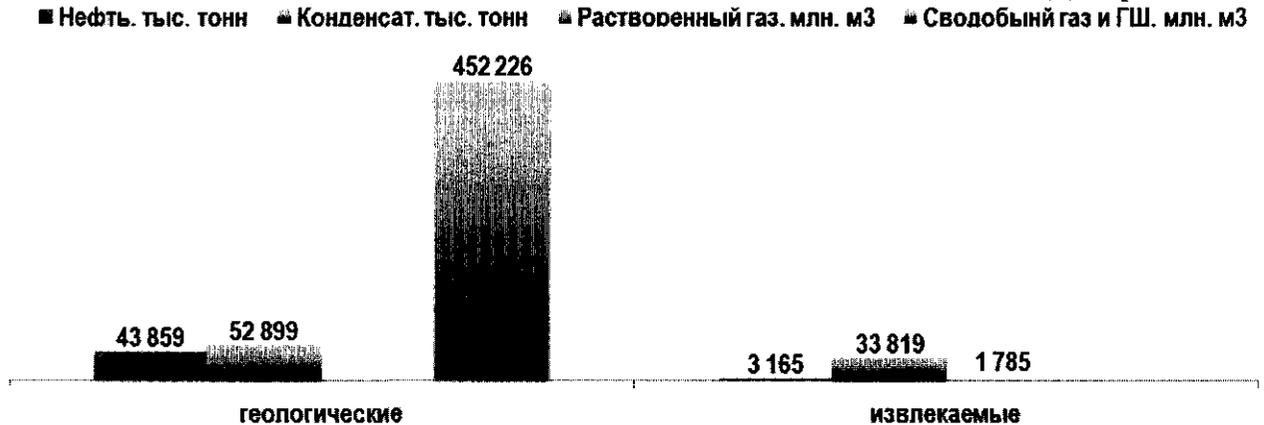
Действующими в проверяемом периоде проектными документами (авторский надзор Лун-2008 и техсхема ОПР Лун-2009) предусмотрено бурение 27 скважин (24 добывающие и 3 для закачки отходов бурения).

Накопленная добыча конденсата в 2041 году – 41 352,7 тыс. тонн, газа – 454 890 млн. кубических метров, нефти в 2023 году в результате полного развития нефтяной оторочки – 3 172 тыс. тонн.

В 2010 году «Сахалин Энерджи» был выполнен оперативный подсчет запасов свободного газа, газа газовой шапки и конденсата. На подсчет получено экспертное заключение экспертной комиссии ФБУ «ГКЗ» ЭЗ от 2 декабря 2010 г. № 343-10оп. Объемы запасов ЛМ утверждены протоколом совещания при начальнике Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Роснедра от 3 февраля 2011 г. № 18/53-пр.

Сведения об объемах запасов углеводородов ЛМ по состоянию на 1 января 2012 года представлены на диаграмме.

Диаграмма 8



Проектным технологическим документом «Авторский надзор Лун-2008» в 2012 году установлен проектный уровень добыча нефти – 567 тыс. тонн, добыча растворенного газа – 115,2 млн. кубических метров, добыча конденсата – 1 684 тыс. тонн, добыча природного газа – 15 126,8 млн. кубических метров. Фонд эксплуатационных скважин – 11 скважин. Ввод новых скважин на газ в 2012 году не предусмотрен. При этом согласно техсхеме ОПР Лун-2009 в 2012 году предусмотрен ввод двух скважин из разведочного бурения на нефтяную оторочку, таким образом фонд добывающих скважин на нефтяную оторочку на конец года должен составить 5 скважин.

В течение 2011 года «Сахалин Энерджи» был разработан Годовой план развития горных работ на 2012 год (далее – годовой план Лун-2012), который был согласован на совместном совещании представителей Сахалинского управления Ростехнадзора и «Сахалин Энерджи» (протокол от 14 декабря 2011 года).

Показатели годового плана Лун-2012 в целом соответствуют показателям действующего проектного технологического документа за исключением показателя ввода эксплуатационных скважин. Годовым планом Лун-2012 в 2012 году «Сахалин Энерджи» планировала освоить пробуренные в 2011 году эксплуатационную газовую скважину ЛА-522 и поглощающую скважину ЛА-515, а также закончить бурением газовую скважину ЛА-513, пробурить эксплуатационную скважину ЛА-554 на нефтяную оторочку III блока, а также эксплуатационную скважину ЛА-551 на нефтяную оторочку IV блока. При этом решение о бурении упомянутой скважины ЛА-551 может быть скорректировано по результатам бурения скважины ЛА-554 и опытно-промышленных работ на скважине ЛА-552. Фонд скважин на конец 2012 года – 14 скважин, в том числе 12 эксплуатационных, 2 поглощающих.

Графиком бурения ПРИСР-2012 было предусмотрено бурение нефтедобывающей скважины ЛА-554 с окончанием в мае 2012 года, бурение с июля 2012 года с окончанием в октябре 2012 года газовой скважины ЛА-510, бурение с октября с окончанием в декабре 2012 года газовой скважины ЛА-523 (последняя скважина этапа 2 на ЛМ).

ПРИСР-2012 также установлены плановые показатели добычи нефти – 60,5 тыс. тонн (меньше проекта на 506,5 тыс. тонн или на 89,4 процента),

растворенного газа – 285,3 млн. кубических метров (больше проекта на 170,1 млн. кубических метров или на 147,7 процента), природного газа – 15 517,7 млн. кубических метров (больше проекта на 275,7 млн. кубических метров или на 1,8 процента), газового конденсата – 1 552,4 тыс. тонн (меньше проекта на 131,6 тыс. тонн или на 8,2 процента).

Проверкой установлено, что в 2012 году «Сахалин Энерджи» введена в эксплуатацию пробуренная в 2011 году восьмая газовая скважина ЛА-522, которая начала давать продукцию в апреле 2012 года.

Кроме того, в 2012 году была пробурена нефтедобывающая скважина ЛА-554. С целью уточнения геологического строения залежи и других исследований в скважине ЛА-554 был пробурен пилотный ствол, который позволил уточнить значения глубины абсолютных отметок кровли продуктивного пласта, мощность нефтяной оторочки, а также определить положение газо- и водонефтяного контактов на западном крыле блока III. После окончания исследований пилотный ствол был ликвидирован, после чего было выполнено строительство основного горизонтального ствола.

Согласно представленным документам скважина была начата строительством 19 марта 2012 года, т.е. с задержкой в два с половиной месяца. Скважина была закончена строительством 2 сентября 2012 года, т.е. с задержкой в три с половиной месяца (должна была быть закончена в середине марта 2012 года). После окончания бурения скважина ЛА-554 находилась в освоении до конца 2012 года. Скважина была введена в эксплуатацию в январе 2013 года.

Бурение нефтяной скважины ЛА-551 на западное крыло блока IV в 2012 году было отменено. Данное решение было принято на основании анализа производительности первой нефтяной скважины ЛА-552, расположенной в том же тектоническом блоке. Оценка расчетной добычи по скважине ЛА-551, в совокупности с необходимыми затратами на ее строительство, позволила сделать вывод о неоптимальных экономических показателях бурения данной скважины.

Бурение девятой газовой скважины ЛА-513 началось в 2011 году, но было приостановлено для проведения запланированных операций по вводу в эксплуатацию оборудования для обратной закачки пластовой воды, дополнительной перфорации в скважине для размещения отходов бурения ЛА-512, перфорации и освоения восьмой газовой скважины ЛА-522.

В 2012 году бурение скважины ЛА-513 было возобновлено и осуществлялось в два этапа в соответствии с утвержденной программой бурения. При этом в связи с некачественным цементированием (отсутствие сцепления цементного камня с колонной в продуктивном интервале) для обеспечения надежного крепления скважины и наличия удовлетворительной изоляции продуктивных горизонтов было принято решение о ликвидации пробуренной аварийной секции скважины и зарезке бокового ствола. После бурения бокового ствола в продуктивной части пласта при спуске эксплуатационного хвостовика 9 5/8" произошло застревание хвостовика в

открытом стволе. В связи с невозможностью спустить эксплуатационный хвостовик 9 5/8” в боковой ствол, было принято решение об извлечении хвостовика. При подъеме на поверхность произошел обрыв хвостовика. В скважине осталось около 9 метров эксплуатационного хвостовика 9 5/8”. Проведенные ловильные работы оказались безуспешными. Было принято решение о ликвидации первого бокового ствола и бурении второго бокового ствола. В скважине ЛА-513 был ликвидирован первый боковой ствол путем установки цементного моста.

Согласно представленной информации о состоянии фонда скважин скважина ЛА-513 была закончена бурением 4 февраля 2013 года. Согласно отчету о добыче и состоянию фонда скважин скважина была введена в эксплуатацию в марте 2013 года. Скважина ЛА-513 находилась в бурении 205 дней, затем была приостановлена на 260 дней из-за технологического осложнения, повлекшего заказ и поставку дополнительного бурового оборудования.

Проверкой установлено, что по состоянию на 1 января 2013 года фактический фонд скважин составил 10 добывающих (9 на газ и 1 на нефть) и 2 поглощающие скважины. При этом газодобывающая скважина ЛА-513 находилась в бурении, нефтедобывающая скважина ЛА-554 находилась в освоении. Таким образом, фонд скважин по состоянию на 1 января 2013 года отстает от фонда скважин, установленного годовым планом Лун-2012, на 2 единицы.

Фактическая добыча углеводородов на ЛМ за 2012 год представлена в таблице.

Таблица 20

Лунское месторождение	Добыча в 2012 году				
	проект	ПРiСР-2012	факт	% выполнения проекта	% выполнения ПРiСР-2012
Добыча нефти, тыс. т	567,0	60,5	10,6	1,9%	17,5%
Добыча конденсата, тыс. т	1 684,0	1 552,4	1 591,2	94,5%	102,5%
Газ всего (растворенный + свободный и ГШ), млн.м3	15 242,0	15 803,0	16 079,2	105,5%	101,7%
Добыча растворенного газа, млн. м3	115,2	285,3	209,2	181,6%	73,3%
Добыча свободного газа и газа ГШ, млн. м3	15 126,8	15 517,7	15 869,9	104,9%	102,3%
Использование газа млн. м3	15 235,9	-	16 078,5	105,5%	-
Сжигание, млн. м3	6,1	-	0,6	-	-

Из данных таблицы видно, что в целом отклонение фактической добычи газа от проекта не превышает максимально допустимые уровни, установленные Правилами охраны недр. Ввиду того, что на нефтяной оторочке ведется добыча в рамках опытно-промышленной разработки, отклонение фактической добычи от проекта не регламентируется. Уровень утилизации попутного газа составил 99,7 процента.

Фактическая добыча нефти меньше уровней ПРiСР-2012 на 49,9 тыс. тонн (82,5 процента), растворенного газа – на 76,1 млн. кубических метров (26,7 процента). Фактическая добыча природного газа больше планового показателя ПРiСР-2012 на 352,2 млн. кубических метров (2,3 процента).

Добыча газового конденсата больше показателей ПРисР-2012 на 38,3 тыс. тонн (2,5 процента).

В ходе проведения контрольного мероприятия «Сахалин Энерджи» представила изменения к ПРисР-2012 в ред. 1.0 от 27 ноября 2012 г., которые обсуждались на заседаниях Рабочей группы НС в течение 2013 года. Следует отметить, что указанные изменения на момент проведения проверки не утверждены в установленном порядке НС. Вместе с тем, указанными изменениями скорректирован график бурения и объемы добычи углеводородов.

Скорректированная добыча нефти составила 0,32 млн. тонн, конденсата – 1,29 млн. тонн, газа – 16,17 млрд. кубических метров. Показатели добычи скорректированной ПРисР-2012 отражают ожидания «Сахалин Энерджи» фактической добычи за 2012 год по состоянию на ноябрь 2012 год. С учетом изменения ПРисР-2012 фактическая добыча нефти меньше скорректированных значений на 0,309 млн. тонн (96,7 процента), добыча конденсата больше скорректированных значений на 301,2 тыс. тонн (23,35 процента), добыча газа меньше на 0,0908 млрд. кубических метров (0,56 процента).

Скорректированным графиком буровых работ были предусмотрены внутрискважинные работы на ЛА-512, заканчивание в марте 2012 года газодобывающей скважины ЛА-522, бурение и ввод в период с марта по ноябрь 2012 года нефтедобывающей скважины ЛА-554, бурение и ввод в период с сентября по ноябрь 2012 года газовой скважины ЛА-513. График бурения скорректированной ПРисР-2012 отражают ожидания «Сахалин Энерджи» выполнения буровых работ в 2012 году по состоянию на ноябрь 2012 год и в целом соответствует фактическому выполнению буровых работ за исключением бурения и ввода скважин ЛА-513 и ЛА-554.

В течение 2012 года «Сахалин Энерджи» подготовила годовой план развития горных работ на 2013 год (далее – годовой план Лун-2013), который был согласован на совместном совещании представителей Сахалинского управления Ростехнадзора и «Сахалин Энерджи» (протокол от 19 декабря 2012 года).

Авторским надзором Лун-2008 предусмотрены технологические показатели на 2013 год: добыча природного газа – 15 025 млн. кубических метров, конденсата 1 633,3 тыс. тонн, нефти – 381 тыс. тонн, попутного газа – 77,5 млн. кубических метров. Утилизация попутного газа – 100 процентов. Ввод добывающих скважин на газ в 2013 году не предусмотрен.

Годовым планом Лун-2013 установлена плановая добыча нефти в объеме 30,5 тыс. тонн, добыча конденсата – 1 633,3 тыс. тонн, добыча природного газа 15 025,0 млн. кубических метров, добыча растворенного газа – 4,6 млн. кубических метров.

Согласно годовому плану Лун-2013 «Сахалин Энерджи» планировала завершить бурением и ввести в эксплуатацию газовую скважину ЛА-513, закончить строительством и ввод в эксплуатацию газовой скважины ЛА-510 и начало бурения газовой скважины ЛА-521.

Таким образом, фонд скважин на конец 2013 года должен составить

14 скважин, в том числе 12 добывающих и 2 поглощающие, то есть достичь показателей годового плана Лун-2012.

Показатели годового плана Лун-2013 в целом соответствуют показателям проектного технологического документа, за исключением показателей добычи нефти и, соответственно, попутного газа, а также показателей фонда скважин.

Графиком бурения ПРисР-2013 в 2013 году было предусмотрено бурение и ввод в эксплуатацию двух газодобывающих скважин в период с января по ноябрь 2013 года и начало бурения в ноябре 2013 года скважины на нефть.

ПРисР-2013 были установлены плановые показатели добычи углеводородов: добыча нефти – 30,5 тыс. тонн, добыча конденсата – 1 584,4 тыс. тонн, добыча природного газа – 16,4 млрд. кубических метров.

Проверкой установлено, что в истекшем периоде 2013 года была закончена бурением и введена в эксплуатацию 18 января 2013 года начатая в 2012 году добывающая скважина на нефть ЛА-554, газовая скважина ЛА-513 была закончена бурением и введена в эксплуатацию 17 марта 2013 года, газовая скважина ЛА-510 была начата бурением 2 марта 2013 года, закончена бурением 26 июня 2013 года. Газовая скважина ЛА-510 находится в освоении и по состоянию на 1 июля 2013 года была приостановлена.

Проверкой установлено, что с учетом ввода в 2013 году добывающей скважины на газ ЛА-513, вводом добывающей скважины на нефть ЛА-554 и вводом в будущем периоде 2013 года газодобывающей скважины ЛА-510 (на момент проверки была в бурении), фонд скважин соответствует плановым значениям годового плана Лун-2013.

Согласно отчетам о добыче и фонду скважин скважина на нефтяную оторочку ЛА-552 с февраля 2013 года и по июль 2013 года из-за возросшей обводненности фактически продукцию не давала. Кроме того, согласно протоколу заседания РГ НС 24 июня 2013 года «Сахалин Энерджи» представила Российской стороне результаты ОПР нефтяной оторочки ЛМ и сообщила, что результаты полученных данных по скважинам ЛА-552 и ЛА-554 показали, что дальнейшее освоение нефтяной оторочки Лунского месторождения не является экономически эффективным, на основании чего было принято решение об исключении скважин на нефтяную оторочку из программы бурения. Компания проинформировала, что планирует получить рекомендацию ЦКР Роснедра об уточнении и последующем списании в ГКЗ запасов нефтяной оторочки (около 3 млн. тонн нефти, около 2,9 млн. тонн из которых являются не доказанными запасами (предполагаемые запасы) категории С₂). Компания также сообщила, что в программу бурения Лунского месторождения были добавлены новые мероприятия: зарезка бокового ствола для скважины ЛА-552 для перевода на газ и зарезка бокового ствола для скважины ЛА-506 для предотвращения пескопроявления. Компания представила Российской стороне варианты дальнейшей разработки Лунского месторождения и данные по прогнозным уровням добычи в зависимости от загрузки завода СПГ. «Сахалин Энерджи» отметила, что к согласованию в рамках уточненной техсхемы Лунского месторождения (представление в 3 кв.

2013 года) предлагаются объемы добычи, соответствующие контрактным обязательствам «Сахалин Энерджи» по поставке СПГ, подчеркнув, что при благоприятных условиях поведения пласта объемы добычи могут быть превышены до +10 процентов от заявленных объемов в соответствии с проектной документацией.

Представители Минэнерго России попросили Компанию предоставить информацию о прогнозируемом снижении объемов производства СПГ на последующие 3-5 лет. Компания сообщила, что в 2014 году предлагается отгрузка 149 партий СПГ, что на 11 партий больше, чем предполагалось в УКПО-2008, и на 6 партий меньше, чем в представленном российской стороне проекте УКПО-2012.

В ходе проведения проверки «Сахалин Энерджи» представила материалы оперативного подсчета запасов тектонических блоков III, IV (западное крыло) и V (восточное крыло) Лунского нефтегазоконденсатного месторождения (нефтяная оторочка). На материалы представлено экспертное заключение ЭЗ № 42-13оп от 26 марта 2013 г., подготовленное экспертной комиссией ФБУ «ГКЗ». В представленных материалах отмечено, что в результате бурения и проведенных исследований запасы нефти и растворенного газа были переведены в категорию C₁ и уменьшились ввиду снижения нефтенасыщенной толщины и объема нефтенасыщенных пород.

При этом запасы нефти и растворенного газа в блока II (восток и запад), III (восток), IV (восток), V (запад), VI (восток и запад) не пересчитывались.

По результатам пересчета экспертная комиссия ФБУ «ГКЗ» рекомендовала Роснедра утвердить начальные запасы по состоянию на 1 января 2014 года нефти в пределах блоков III и IV (запад) в объеме 6 191 тыс. тонн (геологические) и 855 тыс. тонн (извлекаемые), списать запасы нефти и растворенного газа блока V (восток) в объеме 2 552 тыс. тонн (геологические) и 1 328 тыс. тонн (извлекаемые). Также было рекомендовано утвердить начальные запасы растворенного газа в объеме 174 млн. кубических метров.

Согласно отчету о добыче и фонде скважин по состоянию на 1 июля 2013 года показатели добычи в 2013 году на Лунском месторождении представлены в таблице.

Таблица 21

Лунское месторождение	Добыча в 2013 году				
	план	ПРИСР-2013 1-2 квартал	факт	% выполнения	% выполнения ПРИСР-2013 1-2 квартал
Добыча нефти, тыс. т	381,0	30,5	9,0	2,4%	29,6%
Добыча конденсата, тыс. т	1 633,3	1 584,4	796,8	48,8%	50,3%
Добыча газа, млн.м3	15 102,5	16 400,0	8 346,2	55,3%	50,9%
Добыча растворенного газа, млн. м3	77,5	0,0	155,4	200,5%	-
Добыча свободного газа и газа ГШ, млн. м3	15 025,0	16 400,0	8 190,8	54,5%	49,9%
Использование газа млн. м3	15 047,6	-	8 345,8	55,5%	-
Сжигание, млн. м3	54,9	-	0,4	-	-

Из данных таблицы видно, что фактическая добыча по состоянию на 1 июля 2013 года находится на уровне 50 процентов от годовых значений, предусмотренных действующим в настоящий момент проектным документом.

При этом фактические показатели добычи за 1 полугодие 2013 года по нефти составляют 2,4 процента показателя, установленного авторским надзором Лун-2008, по газовому конденсату – 48,8 процента, по растворенному газу – 200,5 процента, по газу природному – 54,5 процента.

Фактическая добыча нефти за 1 полугодие 2013 года составляет 38 процентов полугодовой добычи, утвержденной ПриСР-2013, добыча конденсата – 98,6 процента, добыча природного газа – 98,7 процента. Соответственно фактическая добыча нефти за 1 полугодие 2013 составляет 29,5 процента годовой плановой добычи ПриСР-2013, конденсата – 50,3 процента, газа природного – 49,9 процента, добыча растворенного газа ПриСР-2013 не предусмотрена.

В целом по всем месторождениям проекта «Сахалин-2» сравнение фактических показателей добычи с плановыми (ПриСР) представлено в таблице.

Таблица 22

По всем месторождениям в целом	Добыча в 2012 году			Добыча по состоянию на 01.07.13		
	ПриСР-2012	факт	% выполнения ПриСР	ПриСР-2013	факт	% выполнения ПриСР
Добыча нефти и конденсата, тыс. т	6 544,4	5 401,9	82,5%	4 821,9	2 603,3	54,0%
Добыча конденсата, тыс. т	1 552,4	1 591,2	102,5%	1 584,4	796,8	50,3%
Нефть тыс. т	4 992,0	3 810,8	76,3%	3 237,5	1 806,5	55,8%
Добыча газа, млн. м3	17 482,9	17 440,0	99,8%	17 700,0	8 958,2	50,6%

Из данных таблицы видно, что в 2012 году «Сахалин Энерджи» не выполнены плановые показатели ПриСР по добыче нефти. При этом следует отметить, что данные ПриСР-2012 основаны на показателях проектной документации, действующей на 1 января 2012 года. В 2012 году приняты соответствующие новые проектные технологические документы, которые снизили проектные уровни добычи.

Фактическая добыча в целом по проекту «Сахалин-2» по состоянию на 1 июля 2013 года находится на уровне 50 процентов от годовых значений ПриСР-2013.

Проверкой также установлено, что в течение 2012 года фактически на ОБТК с ПАМ было отгружено нефти 3 800,13 тыс. тонн, с ЛМ – 10,6 тыс. тонн, конденсата (с ЛМ) – 1 591,16 тыс. тонн. Отправлено нефти и конденсата в трубопровод ОБТК-ТОН с учетом остатков в резервуарах на ОБТК и технологических остатков – 5 401,99 тыс. тонн. С учетом технологических остатков в магистральном трубопроводе поступило нефти и конденсата на ТОН – 5 403,47 тыс. тонн. Согласно отчету о добыче и состоянии фонда скважин на заводе СПГ за 2012 год было произведено фракции С5 в объеме 107,02 тыс. тонн. С учетом поступления фракции С5, остатков нефти и конденсата в резервуарах ТОН, технологических остатков ТОН фактически было отгружено на танкеры с ТОН 5 493,73 тыс. тонн нефти сорта «Витязь».

В течение 2012 года также на ОБТК поступило газа с ЛМ 16 078,5 млн. кубических метров, с ПАМ – 462,8 млн. кубических метров. С учетом поставки газа на Северный ППП (106,7 млн. кубических метров) и технологических

остатков, а также расходования газа на собственные нужды и сжигание на факеле было поставлено в магистральный газопровод 16 229,9 млн. кубических метров. С учетом поставки газа на южный ППП (307,4 млн. кубических метров) и технологических потерь при транспортировке и расхода на собственные нужды поставлено газа на завод СПГ 15 924,7 млн. кубических метров. Фактически заводом в качестве сырья для сжижения было использовано 14 642,9 млн. кубических метров газа. С учетом технологических потерь и расхода на собственные нужды завода СПГ фактически было произведено 24 255,7 млн. кубических метров СПГ или 10 908,9 тыс. тонн. С учетом увеличения остатков в резервуарах и расхода СПГ на собственные нужды было поставлено на газовозы с терминала СПГ за 2012 год 24 205,7 млн. кубических метров или 10 886,4 млн. тонн СПГ.

Согласно отчетам о добыче и состоянии фонда скважин «Сахалин Энерджи» сведения о накопленной добыче за весь период реализации проекта представлены в таблице.

Таблица 23. Нефть и конденсат с учетом фракции С5 с завода СПГ

Наименование УГВ	Накоплено в 2012 г.		Накоплено с начала добычи по состоянию на конец 2012 г.		Накоплено в 2013 г.		Накоплено с начала добычи по состоянию на 01.07.2013	
	тыс. т.	млн. м3	тыс. т.	млн. м3	тыс. т.	млн. м3	тыс. т.	млн. м3
Нефть и конденсат	5 509,0		36 961,3		2 661,4		39 622,6	
Газ		17 440,0		60 056,0		8 958,2		69 014,1
Производство СПГ на заводе	10 908,9		36 926,3		5 465,8		42 392,1	

В соответствии с представленными материалами заседания РГ НС 3 сентября 2013 года основными причинами корректировки технологической схемы разработки Астохского участка ПАМ являются:

необходимость корректировки технологических показателей разработки в связи с ожидаемым увеличением фактической добычи нефти в 2013 году по сравнению с проектом на 25 процентов, снижением добычи в 2014 году более чем на 20 процентов от проектных значений;

необходимость капитального ремонта остановленных в конце 2012 года нагнетательных скважин ПА-122 и ПА-126 и связанный с этим перенос ремонтных работ на ряде добывающих скважин с пескопроявлением и бурения новых скважин;

корректировка графика бурения проектных скважин и вывода добывающих скважин из бездействия вследствие уточнения длительности проведения работ по капремонтам и установления противопесочных фильтров по фактическим данным 2012-2013 годов.

Основными причинами корректировки дополнения к технологической схеме разработки Пильтунского участка ПАМ являются:

необходимость ремонта существующей скважины ПБ-420 и бурения новой скважины ПБ-407 для закачки попутной воды и соответствующий сдвиг программы бурения нагнетательных и добывающих скважин;

уточнение сроков ремонтных работ по фактическим данным 2012 - 2013 годов;

необходимость ограничения дебита ряда скважин в связи с обводнением и пескопроявлением.

Обоснованиями подготовки дополнения к технологической схеме разработки ЛМ являются:

уточнение геологического строения и характеристик месторождения, в том числе уточнение запасов (выполнено в период 2009 - 2010 годов, снижение на 8 процентов), завершения доразведки и опытно-промышленной эксплуатации нефтяной оторочки, получение в процессе разбуривания и эксплуатации месторождения новых данных о степени активности законтурной области и проницаемости тектонических нарушений между блоками;

оптимизация производственного процесса на заводе СПГ и корректировка показателей разработки, в том числе корректировка технологических показателей разработки, корректировка расчетной даты ввода в эксплуатацию первой ступени компримирования на объединенном береговом технологическом комплексе в связи с уточненным прогнозом падения пластового давления на ЛМ в результате пересчета запасов газа;

корректировка последовательности и продолжительности бурения и ввода скважин в эксплуатацию;

влияние потребностей внутреннего рынка на уровень отбора газа;

рекомендация ЦКР Роснедра о предоставлении в 2013 году нового проектного документа (протоколы ЦКР Роснедра от 28 августа 2008 г. № 4369 и от 23 декабря 2009 г. № 4797).

Следует отметить, что разработка проектной документации освоения Пильтун-Астохского и Лунского месторождений ведется силами самой «Сахалин Энерджи». При этом «Сахалин Энерджи» заключены долгосрочные контракты на консультационные услуги с родственными организациями своего акционера – компании «Шелл Сахалин Холдингз Б.В.».

Согласно информации Минэнерго России всего родственным организациям «Шелл Сахалин Холдингз Б.В.» было оплачено за консультационные услуги, услуги предоставления персонала и прочее по состоянию на 1 января 2013 года около 1,5 млрд. долларов США.

Таким образом, компания «Роял Датч Шелл» (ее дочерние и зависимые компании) является техническим консультантом разработки месторождений и обслуживания промысловых сооружений проекта «Сахалин-2».

В ходе контрольного мероприятия установлено, что за последние три года реализации проекта «Сахалин-2» ведется с существенными отклонениями от проектной технологической документации.

Сложившаяся ситуация по реализации проекта «Сахалин-2» может свидетельствовать о неудовлетворительной деятельности оператора проекта «Сахалин-2» и, соответственно, консультантов и прикомандированного персонала дочерних и зависимых компаний «Роял Датч Шелл».

Формирование и исполнение сметы расходов СРП по проекту «Сахалин-2» в 2012 году, финансовые результаты

В соответствии с пунктом 10 СРП по проекту «Сахалин-2» «Сахалин Энерджи» не позднее 15 сентября каждого финансового года представляет НС предварительную годовую программу работ и смету расходов на работы, предлагаемые к выполнению по каждому проекту в следующем финансовом году.

После утверждения НС ПРисР Компания получает право вести работы и производить затраты в соответствии с такой программой и сметой. В случае если НС не утвердит ПРисР на финансовый год к началу года, Компания вправе вести работы и производить затраты при условии, что они не должны превышать более чем на 5 процентов сумму, запланированную под них в соответствующих проектных документах.

В случае ведения работ, не предусмотренных ПРисР, Компания обязана представить изменения на утверждение НС.

Установлено, что «Сахалин Энерджи» представила в НС 15 сентября 2011 года проект ПРисР-2012 в составе программы работ и сметы расходов на трехлетний плановый период 2012 – 2015 годов.

Проект ПРисР-2012 предполагал дальнейшую реализацию завершающих работ 2 этапа проекта «Сахалин-2» на основе действующих проектных документов 2008 – 2011 годов.

Резолюциями НС от 13 декабря 2011 г. № SB/2011/14-17 была утверждена ПРисР-2012 на общую сумму 1 655,4 млн. долларов США (100 процентов возмещаемые затраты).

В связи с изменением производственного графика работ, а также выполнением незапланированных видов некоторых работ по проекту «Сахалин-2», затраты, ранее утвержденные ПРисР-2012, были пересмотрены «Сахалин Энерджи». В результате чего общая оценка расходов на 2012 год снизилась на 183,8 млн. долларов США до уровня 1 471,6 млн. долларов США.

27 ноября 2012 года «Сахалин Энерджи» направила в НС указанные изменения к ПРисР-2012. Однако до настоящего времени изменения к ПРисР-2012 НС не рассмотрены.

Документом для анализа в ходе контрольного мероприятия являлась смета на сумму 1 655 373 тыс. долларов США, утвержденная НС 13 декабря 2011 года.

В разрезе основных проектов планируемые затраты характеризуются следующими показателями:

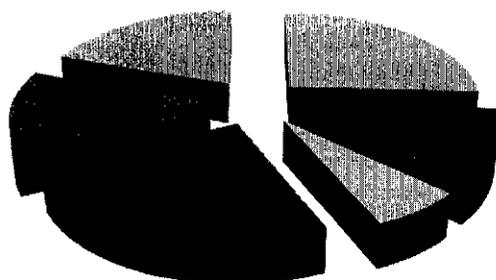
«освоение Пильтун-Астохского месторождения» - 827 638 тыс. долларов США;

«транспортировка и переработка продукции Пильтун-Астохского месторождения» - 36 708 тыс. долларов США;

«освоение Лунского месторождения» - 359 916 тыс. долларов США;

«транспортировка и переработка продукции Лунского месторождения» - 431 111 тыс. долларов США.

Диаграмма 9. Возмещаемые расходы за 2012 год. Всего 1 655,4 млн. долл. США.



- капзатраты на освоение ПАМ 428,5
- капзатраты транспортировки по ПАМ 2,6
- капзатраты на освоение ЛМ 180,6
- капзатраты на транспортировку по ЛМ 110,5
- эксплуатация ПАМ 399,2
- эксплуатация транспортировки по ПАМ 34,1
- эксплуатация ЛМ 179,3
- эксплуатация транспортировки по ЛМ 320,6

По сравнению с 2011 годом запланированные расходы на 2012 год увеличены на 150 426,0 тыс. долларов США или на 10 процентов.

По данным «Сахалин Энерджи» фактические затраты по проектам и элементам (до перераспределения косвенных затрат) за 2012 год составили 1 414 047,0 тыс. долларов США и характеризуются следующими показателями:

Таблица 24 (тыс. долларов США)

Показатели	ПРИСР-2012	Фактические затраты 2012 года	Отклонение	
			абсолютное	относительное (%)
Сметы расходов по проектам				
Проект освоения ПАМ	827 638	654 892	-172 746	79,1
Проект транспортировки/переработки ПАМ	36 708	49 384	12 676	134,5
Проект освоения ЛМ	359 916	306 964	-52 952	85,3
Проект транспортировки/переработки ЛМ	431 111	402 807	-28 304	93,4
Итого расходов по основным проектам:	1 655 373	1 414 047	-241 326	85,4
Капитальные затраты по проектам				
Проект освоения ПАМ	428 478	372 358	-56 120	86,9
Проект транспортировки/переработки ПАМ	2 574	3 734	1 160	145,1
Проект освоения ЛМ	180 606	202 924	22 318	112,4
Проект транспортировки/переработки ЛМ	110 467	96 283	-14 184	87,2
Итого капитальные затраты:	722 125	675 299	-46 826	93,5
Эксплуатационные затраты				
Проект освоения ПАМ	399 160	282 534	-116 626	70,8
Проект транспортировки/переработки ПАМ	34 134	45 650	11 516	133,7
Проект освоения ЛМ	179 310	104 040	-75 270	58,0
Проект транспортировки/переработки ЛМ	320 644	306 524	-14 120	95,6
Итого эксплуатационные затраты:	933 248	738 748	-194 500	79,0

Динамика товарно-материальных запасов составила 74 997 тыс. долларов США.

Курсовая разница (прибыль) составила 1 005 тыс. долларов США.

Всего фактические затраты в 2012 году составили 1 488 039 тыс. долларов США.

Кроме того, в 2012 году применены поправки по затратам предыдущих лет в размере «минус» 365 тыс. долларов США.

Итоговый объем затрат за 2012 года по проекту «Сахалин-2» составил 1 487 674 тыс. долларов США.

В разрезе основных проектов исполнение ПРиСР-2012 характеризуется следующими показателями:

«освоение Пильтун-Астохского месторождения» - 654 892 тыс. долларов США (79,1 процента по сравнению с запланированными сметой);

«транспортировка и переработка продукции Пильтун-Астохского месторождения» - 49 384 тыс. долларов США (134,5 процента);

«освоение Лунского месторождения» - 306 964 тыс. долларов США (85,3 процента);

«транспортировка и переработка продукции Лунского месторождения» - 402 807 тыс. долларов США (93,4 процента).

Основными причинами, повлиявшими на отклонение от утвержденной ПРиСР-2012, явились изменения объемов работ и тарифов на них, а также переносы объемов работ на будущие периоды.

Проверкой установлено, что при формировании годового финансового отчета в соответствии с «Руководством по распределению затрат» «Сахалин Энерджи» на 2012 год фактические капитальные и эксплуатационные затраты были перераспределены между собой на общую сумму 115 263 тыс. долларов США.

Данные о фактических затратах за 2012 год и отклонения от показателей ПРиСР-2012 приведены в таблице.

Таблица 25 (тыс. долларов США)

Показатели	ПРиСР-2012	Фактические затраты	Отклонение от ПРиСР-2012	В том числе:		
				Перенос на/с других периодов	Изменения объемов работ и тарифов	Эффект от изменения курса валют
Всего:	1 655 373	1 414 047	-241 326	-243 186	51 713	-49 853
Капитальные затраты	722 125	560 036	-162 089	-187 753	34 124	-8 460
превышение			78 507	19 901	58 562	44
снижение			-240 596	-207 654	-24 438	-8 504
Операционные затраты	933 248	854 011	-79 237	-55 433	17 589	-41 393
превышение			69 215	1 170	67 973	72
снижение			-148 452	-56 603	-50 384	-41 465
итого превышения			147 722	21 071	126 535	116
итого снижения			-389 048	-264 257	-74 822	-49 969

Из данных таблицы видно, что работы, запланированные в 2012 году, не выполнены и перенесены на последующие периоды на общую сумму 264 257,0 тыс. долларов США, при этом выполнено работ, не предусмотренных ПРиСР-2012, перенесенных с ранних периодов (2008 – 2011 годов) на общую сумму 21 071,0 тыс. долларов США. Также установлено, что изменение курса доллара к другим валютам повлекло за собой уменьшение затрат на общую сумму 49 853,0 тыс. долларов США.

Наряду со снижением затрат в целом по проекту «Сахалин-2» по ряду работ отмечено превышение сметных показателей на общую сумму 51 713,0 тыс. долларов США.

Так, в связи с увеличением продолжительности КРС на скважины ПА-109 (Астохский участок) по причине необходимости ее очистки от отложений песка

перед ликвидацией основного ствола фактические затраты превысили плановые значения на 6,0 млн. долларов США.

При строительстве водонагнетательной скважины ПБ-401 (Пильтунский участок) затраты по сравнению со сметными увеличились на 11 млн. долларов США по причине осуществления ловильных работ после проведения перфорации на бурильной трубе.

Увеличение стоимости проекта системы обратной закачки пластовой воды на платформе Лун-А составило 9,0 млн. долларов США. Компания пояснила данное увеличение тем, что по результатам эксплуатации опытной скважины ЛА-552 изменился прогноз содержания воды в нефти, добываемой из скважин нефтяной оторочки, что потребовало внесения изменений в конструкцию насосов, трубной арматуры, трубопроводов и установку дополнительных систем (сепараторы, гидроциклоны, предохранительные клапаны).

Наиболее значительное увеличение фактических затрат в 2012 году произошло при строительстве Северного узла отбора и учета газа (+12,0 млн. долларов США). Компания обосновывает его следующими факторами:

изменение общего проектного графика строительства, проектирования и закупки материалов по сравнению с первоначальным, реализация опережающей подачи пуско-наладочного газа в газопровод «Сахалин-Хабаровск-Владивосток», а также увеличение объемов работ привело к удорожанию проекта в целом;

демонтаж дополнительной обводной пусковой линии газа, изготовление и установка временной системы измерения, изменение графика реализации проекта (компания вынуждена была перенести часть работ с предыдущих периодов и продлить срок реализации проекта, что привело к дополнительным расходам на содержание строительного городка, дополнительным расходам на технический и авторский надзор);

после установки (в январе 2012 года) временной системы измерения строительная площадка стала опасным производственным объектом (через нее подавался газ на смежные объекты компании ОАО «Газпром»), поэтому работы производились под контролем интегрированной системы обеспечения безопасности работ, что значительно снизило производительность строительных работ и увеличило затраты.

В нарушение пункта 4 «Затраты» приложения «А» СРП по проекту «Сахалин-2» в состав возмещаемых затрат за 2012 год включены расходы на общую сумму 6 476 тыс. долларов США, которые не связаны с освоением месторождений по проекту «Сахалин-2»:

5 147 тыс. долларов США по статье «Затраты на выплаты персоналу Компании», направленные в компанию «Шелл Сахалин Сервисез Б. В.» с формулировкой «компенсация затрат по премированию прикомандированного персонала акциями «Шелл»;

269 тыс. долларов США по статье «Деловые расходы», направленные на организацию банкетов и праздничных корпоративных мероприятий и по

сплочению коллектива;

4 тыс. долларов США по статье «Материалы и оборудование», связанные с организацией банкетов;

764 тыс. долларов США по статье «Платежи подрядчикам», направленные на обучение персонала подрядных и субподрядных организаций по направлению «Глобальная дорожная безопасность»;

20 тыс. долларов США по статье «Юридические услуги», оплаченные за ведение судебных дел по роялти с Федеральной налоговой службой Российской Федерации;

272 тыс. долларов США по статье «Расходы по связям с общественностью», направленные на проведение культурно-массовых мероприятий, изготовление мультипликационных и корпоративных роликов, подготовку и издание фотоальбомов, спецпроект «Острова моей любви», а также на разработку и поддержку Web-сайта Корсаковского Совета по устойчивому развитию (содействие развитию коренных малочисленных народов Севера Сахалина).

В соответствии с пунктами 5 (viii), (xii) СРП по проекту «Сахалин-2» «Сахалин Энерджи» направил финансовый отчет по проекту за 2012 год в НС и независимому аудитору – ООО «Аудиторская и Консалтинговая фирма «Топ-Аудит» (далее – «Топ-Аудит»).

По состоянию на 1 ноября 2013 года отчет по исполнению ПриСР-2012 НС не рассмотрен. Позиция российской стороны по исполнению ПриСР-2012 по проекту «Сахалин-2» и суммам возмещаемых затрат не определена.

По данным «Сахалин Энерджи» фактические расходы по состоянию на 1 января 2013 года (за весь период реализации проекта по кассовому методу) составили 31 075 738,1 тыс. долларов США.

В 2012 году на возмещение расходов направлено углеводородов на общую сумму 3 035 255,2 тыс. долларов США. По состоянию на 1 января 2013 года за весь период реализации проекта на возмещение затрат направлено Российской Федерацией углеводородов на сумму 25 707 363,9 тыс. долларов США. С учетом добровольно уступленных «Сахалин Энерджи» сумм возмещаемых расходов в размере 5 368 374,2 тыс. долларов США (по результатам аудиторских проверок российской стороны) по состоянию на 1 января 2013 года задолженность по возмещению затрат отсутствует.

В 2012 году «Сахалин Энерджи» транспортировала нефть и природный газ по трубопроводной системе через объединенный береговой технологический комплекс (ОБТК) в пункт экспорта – порт «Пригородное». Также в 2012 году Компания осуществляла поставки природного газа Российской стороне (в счет роялти) через уполномоченную организацию ОАО «Газпром». Объем природного газа, направленного на производство СПГ (газ на сжижение), в 2012 году составил 14 643 млн. кубических метров.

Объем реализации нефти на экспорт в 2012 году составил 5,5 млн. тонн (59 партий), вся нефть реализована на экспорт. СПГ реализован на экспорт в

объеме 10,9 млн. тонн (230 партий), объем поставки природного газа составил 1, 105 млрд. куб. м.

Общая выручка от реализации углеводородов в 2012 году составила 10 580 629,0 тыс. долларов США, в том числе 4 820 763,8 тыс. долларов США за нефть, 5 266 955,9 тыс. долларов США за СПГ и 492 909,3 тыс. долларов США за природный газ. Годовые средние цены при реализации составили: нефти сорта «Витязь» – 877,5 доллара США за тонну, СПГ – 483,7 доллара США за тонну, природного газа – 11,5 доллара США за млн. БТЕ (определялась по среднему уровню цен франко-граница Западной Европы - в соответствии с пунктом 15(b)(ii) СРП «Сахалин-2»).

Объем ликвидной продукции после начисления роялти (702 656,4 тыс. долларов США) составил 9 877 972,6 тыс. долларов США

Объем дополнительных доходов по операциям в порту «Пригородное», от реализации имущества (основных средств и материалов), от сдачи в аренду танкеров, штрафных санкций по претензиям, от прочих операционных доходов за 2012 год составил (с учетом корректировки по кассовому методу) 59 012,2 тыс. долларов США.

В целом за 2012 год доход по проекту «Сахалин-2» (по кассовому методу) составил 9 936 984,8 тыс. долларов США.

После возмещения затрат, скорректированных с учетом уступленных сумм, объем прибыльной продукции для раздела на конец финансового 2012 года составил 6 901 729,6 тыс. долларов США.

В соответствии с пунктами 14 (е), 16 СРП по проекту «Сахалин-2» доля прибыльной продукции участников СРП зависит от внутренней нормы рентабельности (ВНР). На 2012 год ставка ВНР составила 17,6 процента, в связи с чем, доля прибыльной продукции государства составила 10 процентов от прибыльной продукции - 690 173 тыс. долларов США.

По состоянию на 20 февраля 2013 года доля государства по прибыльной продукции за 2012 год оплачена Компанией в полном объеме.

Проект ПРиСР на 2013 - 2015 годы был представлен «Сахалин Энерджи» для рассмотрения членам НС 14 сентября 2012 года.

После всесторонних согласований ПРиСР-2013 утверждена НС (резолюция от 26 декабря 2012 г. № SB/2012/14,15,16,17) в сумме 2 322,4 млн. долларов США, в том числе возмещаемые затраты - 1 854,9 млн. долларов США (82,4 процента), из которых 865,3 млн. долларов США - эксплуатационные затраты и 989,6 млн. долларов США - капитальные затраты.

Результаты деятельности компании-оператора СРП по проекту «Харьягинское месторождение» «Тоталь Разведка Разработка Россия»

В соответствии со статьей 6 СРП «Харьягинское месторождение» освоение объектов 2 и 3 осуществляется на основе Плана разработки, утвержденного на 15 заседании Объединенного комитета (далее – ОК) 30 мая 2005 года (далее – ПРМ), дополнения № 1 к ПРМ, утвержденного ОК на 22 заседании 20 декабря 2007 года (далее – ДПРМ-2007) и принимаемых для их

реализации годовых программ работ и смет (далее – ПриГС).

Первым проектным документом в рамках проекта «Харьягинское месторождение» являлся «Проект пробной эксплуатации 2 объекта Харьягинского месторождения», который разработан «Тоталь РРР» с привлечением специалистов ООО «ПечорНИПИнефть» и согласован с Главным государственным техническим надзором Российской Федерации (далее – ГГТН России) письмом от 6 августа 1998 г. № 10-03/433, утвержден ЦКР Минэнерго России (протокол от 19 февраля 1998 г. № 2231 для Фазы 1).

Действующими на 1 января 2012 года проектными документами разработки объектов 2 и 3 Харьягинского месторождения являлись «Технологическая схема разработки объектов 2 и 3 Харьягинского нефтяного месторождения» (далее – техсхема Харьяга-2007) (протокол ЦКР от 9 августа 2007 г. № 4051), согласованной Роснедра письмом от 12 сентября 2007 г. № ПС-03-31/7379, и проектный документ «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки 2 и 3 объектов Харьягинского месторождения», одобренный ЦКР Роснедра 26 ноября 2009 года (далее – авторский надзор Харьяга-2009). При этом авторский надзор Харьяга-2009 был подготовлен в связи с отставанием освоения месторождения в части объемов добычи нефти, закачки воды, бурения и ввода скважин, а также сооружения объектов обустройства Харьягинского месторождения.

С принятием техсхемы Харьяга-2007 началась полномасштабная разработка объектов СРП «Харьягинское месторождение».

На основе техсхемы Харьяга-2007 оператором проекта «Харьягинское месторождение» разработано и представлено в ОК на утверждение Дополнение № 1 к ПРМ-2005 (далее – ДПРМ-2007).

Авторским надзором Харьяга-2009 были откорректированы по сравнению с техсхемой Харьяга-2007 в сторону уменьшения технологические показатели по добыче нефти и растворенного газа, закачке воды на 2009 - 2011 годы. Кроме того, на этот период авторским надзором установлен объем использования попутного нефтяного газа в объеме 33 процента, тогда как техсхемой и ДПРМ-2007 была предусмотрена 95-процентная утилизация газа, начиная с 2009 года.

В соответствии с авторским надзором Харьяга-2009 ЦКР Роснедра обязала «Тоталь РРР» составить новый проектный документ на разработку 2 и 3 объектов Харьягинского месторождения на основе переутвержденных в 2010 году геологических запасов, с учетом результатов эксплуатационного бурения и исследовательских работ, и представить его на рассмотрение ЦКР Роснедра в 2011 году.

Сведения о запасах углеводородов на объектах 2 и 3 Харьягинского месторождения по состоянию на 1 января 2012 года в соответствии с отчетными данными «Тоталь РРРР» представлены на диаграмме.



Следует отметить, что выполненный в 2010 году ООО «СК «ПетроАльянс» подсчет запасов был признан не корректным другими участниками проекта (ОАО «Зарубежнефть»), в связи с чем, было принято решение документ о подсчете запасов на экспертизу и утверждение в ГКЗ Роснедра не направлять, а подготовить в 2011 году новые материалы пересчета запасов.

В 2011 году по заказу «Тоталь РРР» запасы объектов 2 и 3 были пересчитаны ООО «Лукойл-Инжиниринг». Пересчет был утвержден протоколом ГКЗ Роснедра от 28 октября 2011 г. № 2601-дсп.

В целом по месторождению в результате проведенных работ по доразведке вновь подсчитанные начальные геологические запасы нефти по сравнению с ранее утвержденными по сумме категорий В+С1+С2 уменьшились на 10 505 тыс. тонн (7,9 процента), в том числе по категории В+С1 – уменьшились на 37 841 тыс. тонн (28,5 процента), соответствующим образом произошло изменение начальных извлекаемых запасов – уменьшение по сумме категорий В+С1 – на 12 494 тыс. тонн (21,8 процента). Геологические/извлекаемые запасы нефти категории С2 вновь выделены на месторождении в количестве 27 336/8 827 тыс. тонн.

На основании пересчитанных запасов в 2012 году ОАО «ВНИИнефть» для «Тоталь РРР» был подготовлен новый проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки 2 и 3 объектов Харьягинского месторождения», согласованный протоколом ЦКР Роснедра от 13 декабря 2012 г. № 5521 (далее – техсхема Харьяга-2012).

Сравнение общих показателей ПРМ, ДПРМ-2007 и ДПРМ-2012 представлено в таблице 25. При этом в ДПРМ-2012 изначально расчеты экономических показателей представлены в долларах США 2012 года, расходы в номинальных долларах США (с учетом инфляции) не представлены.

В ходе рабочего совещания по проекту ДПРМ-2012 27 октября 2012 года представители Минэнерго России запросили у оператора пересчет экономической модели для выражения результата в текущих ценах, который был представлен оператором письмом в адрес Минэнерго России от 9 ноября 2012 г. № КНА-12-2978.

№ п/п	Наименование показателя	ПРМ	ДПРМ-2007 (без учета инфляции)	ДПРМ-2007 (с учетом инфляции)	ДПРМ-2012 (без учета инфляции)	ДПРМ-2012 (с учетом инфляции)
1.	Общий объем добычи нефти, млн. тонн	37,61	49,46	49,46	41,80	41,80
2.	Общие расходы, млн. долл. США, в т.ч.	4 598,0	9 551,1	12 953,6	11 005,0	15 079,0
2.1.	Капитальные затраты, млн. долл. США	1 396,0	3 586,1	4 310,4	5 124,0	6 593,0
2.2.	Эксплуатационные затраты, млн. долл. США	2 007,0	3 823,0	5 778,4	3 254,0	4 758,0
2.3.	Прочие затраты, млн. долл. США	1 195,0	2 142,0	2 864,8	2 627,0	3 728,0
3.	Общий фонд скважин, единиц	80	302	302	195	195
4.	Отношение затрат на 1 тонну продукции, в долл. США	122,3	193,11	261,9	263,3	360,7

Из данных таблицы видно, что накопленная добыча на конец реализации СРП (2032 год) согласно представленной версии ДПРМ-2012 меньше действующего в настоящее время ДПРМ-2007 на 7,66 млн. тонн нефти (15,5 процента), при этом отношение затрат на 1 единицу продукции (тонну) с учетом инфляции выросло на 98,8 доллара США (37,7 процента).

При этом доходы по проекту (выручка от реализации углеводородов) в ДПРМ-2012 (с учетом инфляции) составляют 32 448 млн. долларов США, что больше выручки по проекту (с учетом инфляции) ДПРМ-2007 на 6 881,4 млн. долларов США. Стоит отметить, что в ДПРМ-2012 базовая стоимость нефти (марка Urals) в 2012 году составляет 783 доллара США за 1 тонну и увеличивается до 1 379 долларов США в 2031 году, цена реализуемого газа в 2014 году установлена на уровне 2 080,6 рублей за 1 тыс. кубических метров с увеличением к 2031 году до 6 612 рублей.

Проверкой установлено, что по состоянию на начало 2012 года фонд скважин составил 45 единиц. Техсхемой Харьяга-2012 предусмотрен фонд скважин для бурения в количестве 150 единиц, который должен быть закончен бурением к 2038 году исходя из среднегодового темпа бурения 6 скважин. Таким образом, в период действия Харьягинского СРП (2031 год) оператору предстоит закончить бурением 109 скважин (с учетом ввода 2 скважин, начатых в 2011 году и законченных бурением в 1 квартале 2012 года).

Согласно протоколу ЦКР Роснедра от 26 ноября 2009 года № 4738 (утверждение авторского надзора за реализацией техсхемы) «Тоталь РРР» планировала добыть в 2012 году 1 946 тыс. тонн нефти и 276,0 млн. кубических метров газа, при этом с 2012 года предусматривалась 95 процентная утилизация попутного газа.

При рассмотрении программы развития горных работ на Харьягинском месторождении на 2012 год (далее ПРГР-2012) Усинский Ростехнадзор отметил несоответствие ПРГР-2012 проектной документации в части действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин и другим параметрам (протокол от 8 декабря 2011 г. № 11). Кроме того, в протоколе отмечено, что в результате реализации 3-ей очереди обустройства месторождения уровень использования газа в 2013 году достигнет 95 процентов.

Таблица 27

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Предусмотренные значения		
			ПРГР-2012	автор. надзор на 2012 г.	ПРИГС-2012
1.	Бурение				
1.1.	Добывающие скважины	шт.	3	21	2
1.2.	Нагнетательные скважины	шт.	1	8	2+1/2
1.3.	Разведочные скважины	шт.	-	-	-
1.4.	Прочие скважины (водозаборные)	шт.	2	-	2
1.5.	Ввод простаивающих скважин	шт.	-	-	-
2.	Добыча				
2.1.	Нефть	тыс. тонн	1 394,0	1 946,0	1 500,0
2.2.	попутный газ	млн. м3	174,0	276,0	185,3
2.3.	Закачка агентов	тыс. м3	2 140,0	4 147,0	-
3.	Нормы технологических потерь				
3.1.	Нефти	%	0,003	-	-
3.2.	Попутного газа	%	0,185	-	-

Необходимо отметить, что авторским надзором Харьяга-2009 в 2012 году установлен объем использования нефтяного попутного газа, равный 262,2 млн. кубических метров (95 процентов). При этом в Программе работ и годовой смете на 2012 год (далее - ПРИГС-2012) этот показатель установлен в объеме 61,8 млн. кубических метров (33 процента).

В рамках проведения проверки «Тоталь РРР» представила заключение экспертизы промышленной безопасности ООО «САМБ», выполненной в 2011 году в соответствии с требованиями Правил охраны недр.

В заключении отмечено текущее состояние разработки. Эксперты характеризуют ситуацию с действующим фондом скважин в 2011 году и с вводом новых скважин в 2012 году как неудовлетворительную. Экспертами отмечено форсирование отборов при отставании в разбуривании, что неизбежно приведет к неравномерному дренированию, что, в свою очередь, может привести к бурению последующих скважин на обводненных участках и к обводнению существующих скважин.

В ходе подготовки ПРИГС-2012 оператор своим письмом от 25 ноября 2011 года № DG-11-4241 информировал членов ОК о ходе буровых работ на Харьягинском месторождении. В ходе заседаний Подкомитета по финансам и нефтяным операциям (далее – ПФНО) и на 35-м заседании ОК (27 декабря 2011 года) была достигнута договоренность о рассмотрении программы буровых работ и заканчивания скважин в 2012 году с учетом представления оператором в 2012 году дополнения к технологической схеме разработки Харьягинского месторождения на согласование в ЦКР Роснедра и Минэнерго России.

С учетом изложенного оператор письмом от 16 февраля 2012 года № DG-12-0433 обратился к членам ОК с просьбой согласовать ранее предложенную программу буровых работ, а в первую очередь согласовать бурение оценочной скважины DEL-7 (после завершения буровых работ на кусте EP-2), DEL-6 и водозаборной скважины. При этом бурение оценочных скважин было обусловлено необходимостью обеспечения готовности площадки куста WP1 для начала бурения эксплуатационных скважин в 2015 году.

Кроме того, оператор также в своем письме от 16 февраля 2012 года № DG-12-0433 отмечал, что в случае если разрешение на продолжение буровых работ не будет получено, оператор должен будет либо перевести буровую установку в режим ожидания до принятия решения по программе буровых работ на 2012 год, либо расторгнуть договор аренды буровой установки, либо реализовывать иной вариант, предложенный ОК.

Суммарная суточная ставка в режиме ожидания для буровой установки и сервисных компаний составляет 75 тыс. долларов США. Расторжение контракта на аренду станка и буровые работы после завершения бурения скважины E02-10 по подсчетам оператора обошелся бы примерно в 12 млн. долларов США. При этом заключение нового договора на аренду новой буровой установки оценивалось по продолжительности в 13 - 30 месяцев, что несомненно отрицательно отразилось бы на показателях добычи и разработки в 2012 – 2013 годах. При этом прогноз добычи нефти (представленный в ДПРМ-2012) на уровне 1,53 млн. тонн в 2013 году с доведением до максимального уровня в 1,83 млн. тонн в 2022 году строится исходя из допущения, что буровая установка будет использоваться непрерывно.

Таким образом, оператор запросил ОК о согласовании бурения скважины DEL-7 в форме заочного согласования.

На заседании ПФНО 22 февраля 2012 года представители Минэнерго России заявили, что без утвержденных проектных документов обсуждение программы бурения нецелесообразно. При этом любое изменение в проектных документах должно быть отражено в экономических показателях, которые позволяют провести анализ эффективности предлагаемых оператором технических решений и оценить их влияние на экономику проекта и доходы государства.

В ПриГС-2012 (утв. решением ОК № 35 от 27 декабря 2011 года) затраты на буровые работы (бурение и заканчивание скважин) не были предусмотрены. При этом затраты на бурение и заканчивание скважин в сумме 41 585,0 тыс. долларов США и 23 008,5 тыс. долларов США соответственно были отражены отдельно для дополнительного утверждения ОК.

В соответствии с аудиторским заключением по сводному отчету о состоянии счетов нефтяных операций по расходам по состоянию на 31 декабря 2012 года фактические затраты на бурение и заканчивание скважин в 2012 году соответственно составили 26 619,469 тыс. долларов США и 9 542,421 тыс. долларов США, в том числе на заканчивание скважин I2143 и P2123 было затрачено 12 725,567 тыс. долларов США (бурение 2011 года).

В результате отсутствия согласования программы бурения на 2012 год «Тоталь РРР» была вынуждена перевести буровую установку в режим ожидания после окончания бурения последней эксплуатационной скважины на кустовой площадке EP-2 с 25 февраля 2012 года до момента принятия ОК дальнейшего решения по вопросу программы буровых работ.

Затраты на аренду буровой установки, возмещенные государством за

2012 год, составили 13 075,627 тыс. долларов США. Прочие фактические затраты 2012 года включают затраты на управление буровыми работами и надзор (6 138,333 тыс. долларов США), передвижки буровой установки (154,459 тыс. долларов США) и другие затраты.

В соответствии с отчетностью «Тоталь РРР» фактическая добыча нефти за 2012 год составила 1 537,159 тыс. тонн нефти, что на 143,2 тыс. тонн (10 процентов) больше согласованной ПРГР-2012, на 408,8 тыс. тонн (21 процент) меньше показателей проектного документа (авторского надзора Харьяга-2009), на 36,9 тыс. тонн (2,5 процента) больше показателей проектного документа (техсхемы Харьяга-2012) и на 37,159 тыс. тонн больше планового показателя ПРИГС-2012. Фактическая добыча попутного газа составила 195,5 млн. кубических метров. Сожжено на факеле 144,9 млн. кубических метров попутного газа. Уровень утилизации составил 25,9 процента.

Фактический фонд скважин по состоянию на 31 декабря 2012 года составил 52 единицы, из них 30 добывающих (5 бездействующих), 14 нагнетательных (5 бездействующих), 5 водозаборных, 2 скважины в консервации и 1 скважина ликвидирована. В целом фонд эксплуатационных скважин соответствует техсхеме Харьяга-2012.

В соответствии с протоколом от 6 декабря 2012 г. № 11 при рассмотрении программы развития горных работ по добыче углеводородного сырья на объектах 2 и 3 Харьягинского месторождения на 2013 год (далее ПРГР-2013) Усинский Ростехнадзор отметил несоответствие указанной программы по действующему фонду добывающих и нагнетательных скважин и закачке рабочего агента и другим проектным показателям авторскому надзору Харьяга-2009. Кроме того, в протоколе также отмечено, что в результате реализации 3-ей очереди обустройства месторождения уровень использования газа в 2014 году достигнет 95 процентов. При этом следует отметить, что на момент согласования программы развития горных работ на 2013 год техсхема-2012 не была согласована ЦКР Роснедра.

Таблица 28

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Предусмотренные значения		
			ПРГР-2013	автор. надзор на 2013 г.	ПРИГС-2013
1.	Бурение				
1.1.	Добывающие скважины	шт.	4	24	2
1.2.	Нагнетательные скважины	шт.	1	4	2+1/2
1.3.	Разведочные скважины	шт.	-	-	-
1.4.	Прочие скважины (водозаборные)	шт.	2	-	2
1.5.	Ввод простаивающих скважин	шт.	-	-	-
2.	Добыча				
2.1.	Нефть	тыс. тонн	1 534,0	2 658	1 534,0
2.2.	попутный газ	млн. м3	198,0	395,7	198,0
2.3.	Закачка агентов	тыс. м3	2 482,0	5 796	-
3.	Нормы технологических потерь				
3.1.	Нефти	%	0,003	-	-
3.2.	Попутного газа	%	0,185	-	-

Формирование и исполнение сметы расходов СРП по проекту

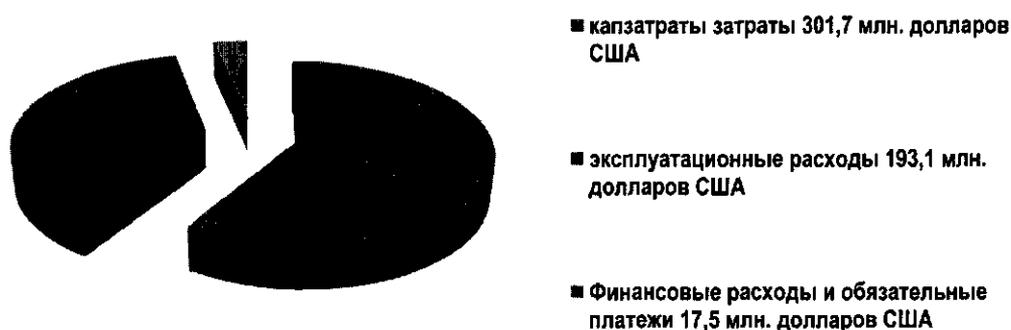
«Харьягинское месторождение» в 2012 году, финансовые результаты

В соответствии с пунктом 6.3. статьи 6 «План разработки – Программа работ и годовые сметы» СРП на 31 октября каждого календарного года «Тоталь РРР» готовит и представляет ОК проект ПРиГС, относящихся ко всем нефтяным операциям, планируемым на следующий календарный год.

Установлено, что «Тоталь РРР» направил членам ОК 3 ноября 2011 года проект ПРиГС-2012 с общим объемом расходов на 616 676,9 тыс. долларов США.

После всестороннего обсуждения ОК решением от 27 декабря 2011 г. № 35/1 утвердил ПРиГС-2012 только в сумме 483 732,7 тыс. долларов США. Утверждение дополнительной части ПРиГС-2012 в размере 28 592,2 тыс. долларов США произошло после рассмотрения российской стороной аудиторского заключения по годовому отчету за 2012 год (решение ОК от 5 июля 2013 года) – в размере фактически понесенных оператором проекта затрат на отложенные работы. Таким образом, **общая сумма утвержденной ПРиГС-2012 составила 512 324,9 тыс. долларов США (100 процентов возмещаемые затраты), в том числе капитальные – 301 690,5 тыс. долларов США, эксплуатационные – 193 146,4 тыс. долларов США, финансовые расходы и обязательные платежи – 17 488,0 тыс. долларов США.**

Диаграмма 11. Возмещаемые расходы 2012 года всего 512,3 млн. долларов США



По сравнению с 2011 годом запланированные расходы на 2012 год снижены на 79 016,0 тыс. долларов США или на 13,4 процента.

В соответствии с отчетом компании «Тоталь РРР» за 2012 год и аудиторским заключением по нему, фактические затраты составили 396 016,1 тыс. долларов США (77,3 процента от сметы), в том числе капитальные затраты – 186 907,5 тыс. долларов США (62 процента), эксплуатационные затраты – 190 699,1 тыс. долларов США (98,7 процента).

Таблица 29

Статьи сметы	Утвержденная смета	Дополнительное рассмотрение	Фактическое выполнение	% выполнения	Отклонение от сметы
	2012 год				
Бурение и капитальный ремонт скважин	0,0	41 584,9	26 619,5		26 619,5
Обустройство месторождения	272 319,1	29 359,8	139 840,1	51,4%	-132 479,0
Геология и геофизика	4 736,9	0,0	4 312,5	91,0%	-424,4
Этап заканчивания скважин	0,0	23 008,5	9 542,4		9 542,4

Статьи сметы	Утвержденная смета	Дополнительное рассмотрение	Фактическое выполнение	% выполнения	Отклонение от сметы
	2012 год				
Итого 3-я очередь	277 055,9	93 953,2	180 314,5	65,1%	-96 741,4
Движение товарно-материальных запасов	-6 419,5	0,0	5 091,2	-79,3%	11 510,7
Материальные активы	2 461,9	0,0	1 501,8	61,0%	-960,1
Прочие капитальные затраты (обустройство месторождения)	0,0	0,0	0,0		0,0
Итого Капитальные затраты	273 098,3	93 953,2	186 907,5	68,4%	-86 190,8
Эксплуатационные расходы — добыча	74 617,4	911,0	79 315,5	106,3%	4 698,1
Прочие эксплуатационные расходы	28 974,7	0,0	26 293,6	90,7%	-2 681,1
Эксплуатационные расходы транспортировка нефти	89 554,3	0,0	85 090,0	95,0%	-4 464,3
Итого Эксплуатационные расходы	193 146,4	911,0	190 699,1	98,7%	-2 447,3
Финансовые расходы и обязательные платежи по СРП	17 488,1	1 780,6	15 755,7	90,1%	-1 732,4
Прочие возмещаемые затраты*	0,0	0,0	2 653,8		2 653,8
Итого возмещаемые затраты	483 732,7	96 644,7	396 016,1	81,9%	-87 716,6

Анализ годового отчета «Тоталь РРР» за 2012 год показал, что медленное освоение средств капитальных затрат, в основном, связано с отставанием по ряду работ по строительству и обустройству месторождения, в том числе по комплексу работ № 4: проектирование, поставки и строительство объектов на территории центрального пункта сбора продукции.

По результатам рассмотрения годового отчета «Тоталь РРР» российской стороной на заседании ОК 5 июля 2013 года было принято решение № ОК/39/3 об утверждении возмещаемых затрат за 2012 год в общей сумме 396 015,7 тыс. долларов США (100 процентов).

Из заявленных расходов к дополнительному рассмотрению приняты решения: в отношении затрат, понесенных в рамках нефтяных операций по статье аналитического учета «Модернизация ЦПС – закачка воды» (765,7 тыс. долларов США), окончательное решение принять после дополнительного рассмотрения в рамках подкомитета по финансам и нефтяным операциям; затраты в сумме 5 091,2 тыс. долларов США по статье «Движение товарно-материальных запасов» будут подлежать возмещению по мере списания их в производство; затраты в сумме 4 473,0 тыс. долларов США по статье «Ремонт газотурбинных генераторов» рассмотреть и включить в состав возмещаемых расходов после подтверждения суммы компенсации, подлежащей к оплате страховой компанией.

Согласно данным «Тоталь РРР» по состоянию на 1 января 2013 года (за весь период реализации СРП) объем затрат по проекту составил 2 844 792,7 тыс. долларов США (100 процентов возмещаемые затраты).

Все возмещаемые затраты инвесторов по проекту «Харьгинское месторождение» компенсированы государством в полном объеме.

По состоянию на 1 января 2013 года не возмещенных затрат по проекту не имеется.

В 2012 году фактический объем нефти, реализованной на экспорт через порт Приморск Ленинградской области, составил 1 537,0 тыс. тонн.

Выручка от реализации составила 1 143 262,9 тыс. долларов США (без

учета роялти) при годовой средневзвешенной цене реализации 789 долларов США за тонну.

С учетом возмещения расходов, принятых ОК в соответствии с решением № ОК/39/3 в размере 396 015,7 тыс. долларов США, прибыльная нефть составила 747 247,2 тыс. долларов США.

В соответствии с положением статьи 12 СРП «Харьягинское месторождение» в отчетном году применяется ставка внутренней нормы рентабельности предыдущего периода (в 2011 году - 19,1 процента), доля прибыльной продукции государства в 2012 году составляет 52,9 процента. В денежном эквиваленте прибыльная доля продукции государства за 2012 год составила 395 293,7 тыс. долларов США, которая по состоянию на 1 сентября 2013 года в полном объеме перечислена в консолидированный бюджет Российской Федерации.

Проект ПРИГС-2013 по проекту «Харьягинское месторождение» представлен «Тоталь РРР» на сумму 600 369,8 тыс. долларов США. После всестороннего рассмотрения проекта ОК утверждена ПРИГС-2013 (решение от 27 декабря 2012 г. № 38/2) в размере 580 499,0 тыс. долларов США.

Доходы государства от реализации соглашений о разделе продукции

В соответствии с приложением 4 к Федеральному закону от 30 ноября 2011 г. № 371-ФЗ «О федеральном бюджете на 2012 год и на плановый период 2013 и 2014 годов» (далее – Федеральный закон № 371-ФЗ) и приказом Минфина России от 21 декабря 2011 г. № 180н «Об утверждении указаний о порядке применения бюджетной классификации Российской Федерации» Минэнерго России (глава 022) является главным администратором доходов бюджетной системы Российской Федерации в том числе по источникам доходов бюджетов бюджетной системы Российской Федерации, поступающих при реализации СРП.

По отчету Минэнерго России об исполнении бюджета на 1 января 2013 года (форма 0503127) исполнено доходов федерального бюджета от реализации СРП за 2012 год на сумму 25 381 474,5 тыс. рублей, что превышает прогнозные показатели на 363 258,5 тыс. рублей или на 1,5 процента.

Отклонения фактических поступлений доходов от прогнозных показателей представлены в таблице.

Таблица 30 (тыс. рублей)

КБК	Наименование доходов	прогноз	факт	отклонение	% выполнения
1 12 02040 01 6000 120	Плата за договорную акваторию и участки морского дна, полученная при пользовании недрами на территории Российской Федерации	5 596,0	5 596,0	0,0	100,0%
1 14 02019 01 6000 440	Доходы от реализации имущества, находящегося в оперативном управлении федеральных учреждений (за исключением имущества федеральных бюджетных и федеральных автономных	1 918 726,0	1 717 222,9	-201 503,1	89,5%

КБК	Наименование доходов	прогноз	факт	отклонение	% выполнения
	учреждений), в части реализации материальных запасов по указанному имуществу				
1 14 05010 01 6000 440	Доходы в виде доли прибыльной продукции государства при выполнении соглашения о разделе продукции по проекту «Сахалин-1»	7 641 592,0	7 506 745,1	-134 846,9	98,2%
1 14 05020 01 6000 440	Доходы в виде доли прибыльной продукции государства при выполнении соглашения о разделе продукции по проекту «Сахалин-2»	10 151 746,0	10 521 760,6	370 014,6	103,6%
1 14 05030 01 6000 440	Доходы в виде прибыльной продукции государства при выполнении соглашения о разделе продукции по проекту «Харьягинское месторождение»	5 300 556,0	5 630 149,9	329 593,9	106,2%
Итого:		25 018 216,0	25 381 474,5	363 258,5	101,5%

По КБК 1 12 02040 01 6000 120 «Плата за договорную акваторию и участки морского дна, полученная при пользовании недрами на территории Российской Федерации» - произведен ежегодный платеж в консолидированный бюджет Российской Федерации по выполнению СРП по проекту «Сахалин-1».

По условиям СРП ежегодно оператором проекта «Сахалин-1» компанией «Эксон НЛ» вносится фиксированный платеж в размере 460,8 тыс. долларов США. В соответствии со статьей 2 Федерального закона № 371-ФЗ указанный платеж подлежит распределению пропорционально 40 и 60 процентов между федеральным бюджетом и бюджетом Сахалинской области (эквивалент 184,32 тыс. долларов США и 276,48 тыс. долларов США соответственно).

Зачисление платежей в рублях производилось по курсу валют на момент конвертации. Фактическое поступление указанного платежа в федеральный бюджет произведено по курсу 30,36 рубля/доллар США в сумме 5 596,0 тыс. рублей, что соответствует уточненному прогнозному показателю.

По КБК 1 14 02019 01 6000 440 фактическое поступление доходов федерального бюджета «Доходы от реализации имущества, находящегося в федеральной собственности (за исключением имущества федеральных бюджетных и федеральных автономных учреждений, а также имущества федеральных государственных унитарных предприятий, в том числе казенных), в части реализации материальных запасов по указанному имуществу» составило 1 717 222,9 тыс. рублей или 89,5 процента уточненного годового прогноза в сумме 1 918 726,0 тыс. рублей. По данному КБК в Минэнерго поступают доходы от реализации природного газа потребителям Дальневосточного федерального округа (далее – ДФО) по Договору уступки прав (подробно изложено на странице 126).

По КБК 1 14 05010 01 6000 440 «Доходы в виде доли прибыльной продукции государства при выполнении соглашений о разделе продукции по проекту «Сахалин-1».

В соответствии с пунктом 16.5 статьи XVI СРП по проекту «Сахалин -1»

доля прибыльной продукции государства составила 15 процентов.

В соответствии со статьей 2 Федерального закона № 371-ФЗ указанный платеж подлежит распределению в пропорциях 50/50 процентов между федеральным бюджетом и бюджетом Сахалинской области.

Расчет доходов производился в долларах США, зачисление платежей в рублях производится по курсу валют на момент конвертации.

Прогноз доходов федерального бюджета на 2012 год составлял 7 641 592,0 тыс. рублей. Фактически указанных доходов поступило в размере 7 506 745,1 тыс. рублей или 98,2 процента к годовому прогнозу (минус 134 846,9 тыс. рублей). Причиной снижения доходов послужило изменение макроэкономических показателей: конъюнктуры цен на нефть, снижение добычи (продаж) нефти, курсовая разница валют на момент конвертации.

Проверкой достоверности расчетов доли прибыльной продукции государства за 2012 год по проекту «Сахалин-1» на объекте «компания «Эксон НЛ» (оператор проекта) нарушений положений СРП не установлено.

По КБК 1 14 05020 01 6000 440 «Доходы в виде доли прибыльной продукции государства при выполнении соглашений о разделе продукции по проекту «Сахалин-2».

В соответствии с пунктами 14 (е), 16 СРП по проекту «Сахалин-2» доля прибыльной продукции государства составила 10 процентов.

В соответствии со статьей 2 Федерального закона № 371-ФЗ указанный платеж подлежит распределению в пропорциях 50/50 процентов между федеральным бюджетом и бюджетом Сахалинской области.

Расчет доходов производился в долларах США, зачисление платежей – в рублях по курсу валют на момент конвертации.

Прогноз доходов федерального бюджета на 2012 год составлял 10 151 746,0 тыс. рублей. Фактически указанных доходов поступило в размере 10 521 760,6 тыс. рублей или 103,6 процента к годовому прогнозу (плюс 370 014,6 тыс. рублей). Рост уровня доходов от прогноза обусловлен изменением курса валют на момент конвертации, конъюнктурой цен на сжиженный газ, а также переносом расходов на более поздние периоды.

Проверкой достоверности расчетов доли прибыльной продукции государства за 2012 год по проекту «Сахалин-2» на объекте «Сахалин Энерджи» (оператор проекта) нарушений положений СРП не установлено.

По КБК 1 14 05030 01 6000 440 «Доходы в виде доли прибыльной продукции государства при выполнении соглашений о разделе продукции по проекту «Харьягинское месторождение».

В соответствии со статьей 12.4 СРП по проекту «Харьягинское месторождение» доля государства в виде доли прибыльной продукции составила 52,9 процента.

В соответствии со статьей 2 Федерального закона № 371-ФЗ указанный платеж подлежит распределению в пропорциях 50/50 процентов между федеральным бюджетом и бюджетом Ненецкого автономного округа.

Расчет доходов производился в долларах США, зачисление платежей – в

рублях, по курсу валют на момент конвертации.

Прогноз доходов федерального бюджета на 2012 год от реализации СРП составлял 5 300 556,0 тыс. рублей. Фактически поступило 5 630 149,9 тыс. рублей или 106,2 процента к годовому прогнозу (плюс 329 593,9 тыс. рублей). Рост уровня доходов от прогноза обусловлен изменением курса валют на момент конвертации, конъюнктурой цен на нефть, увеличением объема добычи нефти, а также снижением расходов.

Проверкой достоверности расчетов доли прибыльной продукции государства за 2012 год по проекту «Харьягинское месторождение» на объекте «компания «Тоталь РРР» (оператор проекта) нарушений положений СРП не установлено.

Кроме того, компании-операторы проектов перечисляют государству налоги и обязательные платежи, установленные в соответствии с СРП и российским законодательством.

Анализ организации и результатов контроля, осуществляемого налоговыми органами за своевременностью и полнотой исчисления и уплаты налогов и других обязательных платежей при выполнении соглашений о разделе продукции по проектам «Сахалин-1», «Сахалин-2», «Харьягинское месторождение» за 2012 год

Контроль за своевременностью и полнотой исчисления и уплаты налогов и других обязательных платежей при выполнении СРП по проектам «Сахалин-1», «Сахалин-2», «Харьягинское месторождение» в 2012 году и первом полугодии 2013 года осуществляли Межрайонная инспекция ФНС России № 1 по Сахалинской области и Межрайонная инспекция ФНС России № 4 по Архангельской области и Ненецкому автономному округу.

В 2012 году в ходе реализации СРП «Сахалин-1», «Сахалин-2» участниками СРП уплачено налогов, сборов и иных обязательных платежей на общую сумму 35 891,0 млн. рублей (с учетом возмещенного НДС в размере 13 569,1 млн. рублей), что в 1,2 раза меньше по сравнению с 2011 годом (43 643,4 млн. рублей (с учетом возмещенного НДС в размере 12 964,7 млн. рублей). Уплачено 43 643,4 млн. рублей (с учетом возмещенного НДС в размере 12 964,7 млн. рублей).

Снижение в 2012 году поступлений налогов, сборов и иных обязательных платежей от участников шельфовых проектов в значительной степени объясняется уплатой роялти оператором проекта СРП «Сахалин-2» не в денежной, а в натуральной форме (природный газ). Так, если в 2011 году компанией «Сахалин Энерджи» уплачено регулярных платежей за добычу полезных ископаемых (роялти) на сумму 18 622,6 млн. рублей, то в 2012 году – 2 344,7 млн. рублей.

Указанное обусловлено тем, что распоряжением Правительства Российской Федерации от 6 сентября 2011 г. № 1539-р принято предложение Минэнерго России о получении доходов от реализации СРП «Сахалин-2» в счет регулярных платежей за добычу полезных ископаемых (роялти), в натуральной

форме (природный газ) в период с сентября 2011 года по декабрь 2014 года для поставок природного газа потребителям Дальневосточного федерального округа (подробно изложено на странице 124).

Частично в денежной форме уплата роялти от реализации СРП по проекту «Сахалин-2» произведена в июне-сентябре 2012 года в сумме 2 344,7 млн. рублей.

Справочно. Поступления от реализации газа составили 89,5 процента от прогноза доходов (1 918,7 млн. рублей). На низкий уровень полученных доходов от прогноза повлияло снижение объемов реализации газа потребителям Дальневосточного федерального округа с 1 239,8 млн. кубических метров (по прогнозу) до 1 104,9 млн. кубических метров фактически, а также не проведение в полной мере индексации оптовых цен на газ.

Информация о начисленных и уплаченных налогах и сборах за 2012 год и I полугодие 2013 года по проектам СРП «Сахалин-1» и «Сахалин-2» отражена в следующей таблице.

Таблица 31 (тыс. рублей)

Вид налога	Начислено (2012)	Уплачено (2012)	Начислен (I полугодие 2013)	Уплачено (I полугодие 2013)
СРП Сахалин-1				
Налог на прибыль организаций	29 256 854	29 179 321	23 650 235	23 820 505
Налог на доходы физических лиц	587 365	587 365	235 049	245 135
Налог на добавленную стоимость на товары (работы, услуги), реализуемые на территории Российской Федерации	-7 765 446	-7 775 065	-2 395 074	-2 064 987
Транспортный налог с организаций	1 454	1 455	1 673	1 002
Регулярные платежи за добычу полезных ископаемых (роялти) при исполнении соглашений о разделе продукции	0	15 383 256	1	7 301 635
Водный налог	53	53	19	17
Итого по СРП «Сахалин-1»	22 080 280	37 376 385	21 491 903	29 303 307
СРП «Сахалин-2»				
Налог на прибыль организаций всего	69 022	107 106	18 576 462	18 653 711
в том числе:				
Налог на прибыль организаций при выполнении соглашений о разделе продукции	137	137	18 578 424	18 578 424
Налог на прибыль организаций с доходов иностранных организаций, не связанных с деятельностью в Российской Федерации через постоянное представительство	68 884	106 969	-1 962	75 287
Налог на доходы физических лиц	1 089 049	1 089 049	584 422	584 422
Налог на добавленную стоимость на товары (работы, услуги), реализуемые на территории Российской Федерации	-5 027 349	-5 027 349	-2 359 219	-2 042 024
Налог на добычу общераспространенных полезных ископаемых	173	173	491	491
Регулярные платежи за добычу полезных ископаемых (роялти) при исполнении соглашений о разделе продукции	0	2 344 725	0	0
Водный налог	900	900	60	60
Итого по СРП «Сахалин-2»	-3 868 205	-1 485 396	16 802 216	17 196 660
Всего по двум проектам	18 212 075	35 890 989	38 294 119	46 499 967

Информация о задолженности (переплате) на 1 января 2013 года и на 1 июля 2013 года характеризуется данными, представленными в следующей таблице

Таблица 32 (тыс. рублей)

Наименование показателя	Задолженность (переплата со знаком минус) 01.01.2013	Задолженно сть (переплата со знаком минус) 01.07.2013
СРП Сахалин-1		
Налог на прибыль организаций	-126 714	-296 984
Налог на доходы физических лиц	-2 535	-12 621
Единый социальный налог	-2 921	-2 921
Налог на добавленную стоимость на товары (работы, услуги), реализуемые на территории Российской Федерации	-1 585	-331 672
Транспортный налог с организаций	-1 109	-438
Регулярные платежи за добычу полезных ископаемых (роялти) при исполнении соглашений о разделе продукции	-79 523 222	-86 824 856
Водный налог	-2	0
Платежи за пользование природными ресурсами (в части погашения задолженности прошлых лет)	-33	-33
Итого по СРП «Сахалин-1»	-79 658 121	-87 469 525
СРП «Сахалин-2»		
Налог на прибыль организаций	-38 192	-115 441
в том числе:		
Налог на прибыль организаций с доходов иностранных организаций, не связанных с деятельностью в Российской Федерации через постоянное представительство	-38 192	-115 441
Единый социальный налог	-4 818	-4 818
Налог на добавленную стоимость на товары (работы, услуги), реализуемые на территории Российской Федерации	0	-317 195
Регулярные платежи за добычу полезных ископаемых (роялти) при исполнении соглашений о разделе продукции	-44 263 382	-44 263 382
Водный налог	-55	-55
Платежи за пользование природными ресурсами (в части погашения задолженности прошлых лет)	-115	-115
Регулярные платежи за пользование недрами при пользовании недрами на территории Российской Федерации	-28	-28
Итого по СРП «Сахалин-2»	-44 306 590	-44 701 034
Всего по двум проектам	-123 964 711	-132 170 559
Всего без учета переплаты по роялти по СРП «Сахалин-1» (на 01.01.2013 – 134 899, на 01.07.2013 – 644 669), по СРП «Сахалин-2» (на 01.01.2013 – 43 208, на 01.07.2013 – 437 652)	-178 107	-1 082 321

Из данных таблиц 31, 32 видно, что участники проектов СРП «Сахалин-1» и «Сахалин-2» своевременно перечисляют налоги, сборы и обязательные платежи. С учетом переходящих остатков по двум проектам (на 1 января 2012 года недоплата 17 500 807 тыс. рублей без учета роялти) на 1 января и 1 июля 2013 года числилась переплата (без учета роялти) на общую сумму 178 107 тыс. рублей и 1 082 321 тыс. рублей соответственно.

Вместе с тем, в течение последних лет отмечается нарушение расчетов в декларациях по налогу на прибыль компанией «Эксон НЛ» и занижение ставки налога на прибыль организаций.

Так, по результатам камеральных налоговых проверок, проведенных Межрайонной инспекцией ФНС России № 1 по Сахалинской области в 2012 году и первом полугодии 2013 года, выявлено нарушение «Эксон НЛ» порядка исчисления налога на прибыль организаций, установленного условиями СРП «Сахалин-1».

Согласно пункту 22.1 СРП «Сахалин-1» определено, что налог на прибыль в рамках проекта взимается согласно Закону Российской Федерации от 27 декабря 1991 г. № 2116-1 «О налоге на прибыль предприятий и организаций», то есть по ставке 35 процентов.

Однако согласно налоговой декларации за 2012 год «Эксон НЛ» при расчете налога на прибыль организаций использована ставка 20 процентов, действовавшая в отчетном периоде в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации.

По результатам камеральных налоговых проверок деклараций по налогу на прибыль организации в 2012 году и первом полугодии 2013 года доначислено 7 111,0 млн. рублей (в том числе за 2011 год – 3 873,0 млн. рублей, за 2012 год - 3 238,0 млн. рублей), которые уплачены «Эксон НЛ» в полном объеме.

Другие члены консорциума проекта «Сахалин-1» произвели уплату налога на прибыль организаций по ставке 35 процентов.

В 2012 году Межрайонной инспекцией ФНС России № 1 по Сахалинской области завершены выездные налоговые проверки, начатые в 2011 году в отношении «Сахалин Энерджи», а также ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф» и ЗАО «РН-Астра».

По результатам указанных контрольных мероприятий было выявлено нарушение законодательства Российской Федерации о налогах и сборах, а также условий СРП.

В нарушение пункта 14(с) СРП по проекту «Сахалин-2» Инспекцией установлено, что «Сахалин Энерджи» занижался суммарный объем углеводородов, замеренный с помощью установленных систем измерений у фланца на выходе ОБТК, на объем углеводородов, использованных при ведении работ после фланца на выходе ОБТК. Занижение «Сахалин Энерджи» объема добытых углеводородов повлекло недоплату роялти за период с 1 января 2008 года по 31 декабря 2010 года в размере 1 700 млн. рублей⁸.

В ходе выездной налоговой проверки ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф» (член консорциума проекта «Сахалин-1») установлено, что перечисление организацией удержанных сумм налога на доходы физических лиц в бюджет производилось с нарушением сроков, установленных статьей 226 Налогового кодекса Российской Федерации. **В результате ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф» доначислено с учетом пени и штрафов 169,0 тыс. рублей (уплачены в полном размере).**

Проверкой установлено, что до настоящего времени не решен вопрос применении согласованной методики подсчета пени за несвоевременный возврат НДС по проекту «Сахалин-1». В соответствии с актом сверки расчетов между Межрайонной ИФНС № 1 по Сахалинской области и «Эксон НЛ» по состоянию на 1 января 2013 года сумма начисленных

⁸ Подробно описано на стр. 128

процентов за несвоевременный возврат НДС составила 19 млн. долларов США.

Следует отметить, что в соответствии с пунктом 22.1.С. статьи XXII СРП по проекту «Сахлин-1» *«...через тридцать (30) дней после истечения периода возврата НДС, консорциум имеет право покрыть сумму, причитающуюся с Правительства Российской Федерации, путем уменьшения причитающейся государству доли в углеводородах для раздела на объем, достаточный для погашения невозвращенной суммы по НДС, включая процент».*

По информации налоговых органов в процессе администрирования налогов и сборов, начисленных и уплаченных организациями, участвующими в реализации проектов СРП «Сахалин-1», «Сахалин-2», возникали проблемные вопросы.

«Эксон НЛ» представила декларации по налогу на прибыль организаций по форме, утвержденной приказом Минфина России от 7 апреля 2006 г. № 55н, несмотря на то, что налоговая декларация не соответствует положениям п. 1.2. приложения «С» СРП по проекту «Сахалин-1», в частности, по «процедурам формирования налогооблагаемой базы и уплаты налога на прибыль».

Кроме того, налоговые декларации по налогу на прибыль организаций за 2012 год и отчетные периоды 2013 года представлены без заполнения строк приложения № 3 к листу 02 декларации, вследствие чего налоговые органы не располагают информацией о суммах возмещаемых затрат при выполнении работ в рамках СРП.

Условия СРП по проекту «Сахалин-2» не предусматривают обязанности оператора предоставлять налоговым органам декларации (расчеты) по роялти. В рамках указанного проекта не утверждена форма отчетности по прогнозам распределения углеводородов, выручки от реализации углеводородов, что также исключает обязанность оператора представлять налоговую отчетность по роялти.

Уплата «Сахалин Энерджи» роялти при отсутствии обязанности представлять соответствующую налоговую отчетность приводит к формированию значительных сумм переплат данного платежа в карточке расчетов с бюджетом указанного налогоплательщика.

Сведения о начисленных и уплаченных налогах и сборах в 2012 году и первом полугодии 2013 года по проекту «Харьгинское месторождение» отражены в следующей таблице.

Таблица 33 (тыс. рублей)

Наименование показателя	начислено за 2012	уплачено за 2012	начислено на 1.07.2013	уплачено на 1.07.2013
По проекту «Харьгинское СРП»				
Налог на прибыль организаций	3 674 079	3 678 237	1 745 067	1 745 067
Налог на добавленную стоимость на товары (работы, услуги), реализуемые на территории РФ	-1 532 758	-1 532 758	-852 175	-852 175
Налоги на имущество, всего	196	203	201	106
Регулярные платежи за добычу полезных	2 372 073	2 372 073	1 217 517	1 217 517

ископаемых (роялти) при исполнении соглашений о разделе продукции				
Водный налог	503	503	295	295
Всего по проекту «Харьягинское СРП»	4 514 093	4 518 258	2 110 905	2 110 810

С учетом приведенных выше сведений в 2012 году участниками проекта «Харьягинское месторождение» уплачено 4 518,2 млн. рублей налогов, сборов и обязательных платежей, что в 4,3 раза больше по сравнению с 2011 годом – 1 047,4 млн. рублей (с учетом возмещенного НДС в размере 3 717,6 млн. рублей).

В проверяемом периоде за участниками проекта «Харьягинское месторождение» задолженность по уплате налогов, сборов и обязательных платежей не числилась. Информация о задолженности характеризуется следующими показателями.

Таблица 34 (тыс. рублей)

Наименование показателя	Задолженность на 1.01.2012 (переплата со знаком минус)	Задолженность на 1.01.2013 (переплата со знаком минус)	Задолженность на 1.07.2013 (переплата со знаком минус)
По проекту «Харьягинское СРП»			
Налог на прибыль организаций	-7 125	-13 273	-13 273
Налог на доходы физических лиц	0	0	0
Единый социальный налог	-60	-60	-60
Налог на добавленную стоимость на товары (работы, услуги), реализуемые на территории РФ	290	290	0
Налоги на имущество, всего	-158	-165	-69
Регулярные платежи за добычу полезных ископаемых (роялти) при исполнении соглашений о разделе продукции	-5 160	-5 160	-5 160
Водный налог	0	0	0
Всего по проекту «Харьягинское СРП»	-12 213	-18 368	-18 562

По данным Управления ФНС России по Архангельской области и Ненецкому автономному округу в 2012 году и первом полугодии 2013 года проведены камеральные налоговые проверки 40 налоговых деклараций «Тоталь РРР», в том числе за 2012 год – 25 деклараций. Выездные налоговые проверки указанного налогоплательщика в данном периоде не проводились.

В процессе администрирования оператора проекта «Харьягинское месторождение» в результате неопределенности отдельных условий СРП по проекту «Харьягинское месторождение» у налоговых органов возникают проблемы нормативно-правового характера.

Так, на основании пункта 16.6 статьи 16 СРП по проекту «Харьягинское месторождение» «Тоталь РРР» не является плательщиком НДС на территории Российской Федерации.

Однако «Тоталь РРР» предъявляла к возмещению из федерального бюджета НДС, уплаченный российским поставщикам при приобретении товаров (работ, услуг) на территории Российской Федерации, в результате чего возникали спорные ситуации, решаемые в судебном порядке.

В настоящее время возмещение НДС «Тоталь РРР» осуществляется в соответствии со сложившейся арбитражной практикой (постановление ВАС по

делу № А 05-7314/2008). По мнению судебных органов «..отсутствие в Соглашении специальной регламентации порядка возмещения налога на добавленную стоимость не исключает применение общего порядка возмещения налога на добавленную стоимость, установленного статьей 176 Налогового кодекса Российской Федерации, поскольку воля сторон при подписании Соглашения о разделе продукции свидетельствует о понимании пункта 16.6 статьи 16 как предполагающего особый статус инвестора путем признания за ним права на освобождение от уплаты налога на добавленную стоимость, в том числе путем возмещения соответствующих сумм из бюджета в случае фактической уплаты налога контрагентам. Иное противоречило бы цели и смыслу Соглашения, которое направлено на замену обычного режима налогообложения для инвестора разделом добытого минерального сырья...».

С учетом изложенного в интересах увеличения эффективности налогового администрирования иностранного инвестора целесообразно урегулировать вопрос возмещения НДС при выполнении СРП, путем отражения порядка возмещения НДС при реализации СРП в главе 21 Налогового кодекса Российской Федерации.

В настоящее время возмещение НДС производится по факту оплаты счетов-фактур «Тоталь РРР» поставщикам и постановки на учет товарно-материальных ценностей (работ, услуг), что затрудняет администрирование данного налога.

В соответствии со статьями 346.35, 346.37 Налогового кодекса Российской Федерации при выполнении СРП, в соответствии с пунктом 2 статьи 8 Федерального закона «О Соглашениях о разделе продукции» инвестор является плательщиком налога на добычу полезных ископаемых (далее – НДСПИ), но учитывая, что действующие СРП подписаны до вступления в силу указанного Федерального закона, то они подлежат исполнению в соответствии с определенными в них условиями.

Согласно статье 16 СРП по проекту «Харьягинское месторождение» установлено, что инвестор освобожден от всех других, кроме предусмотренных соглашением налогов.

По данным Минэнерго России по всем действующим СРП в доход Российской Федерации за 2012 год поступило доходов в соответствии с положениями СРП (без учета налогов с доходов физических лиц, НДС, водного, транспортного и иных обязательных отчислений в соответствии с российским законодательством) в размере 4 931,8 млн. долларов США, в том числе в федеральный бюджет 2 958,8 млн. долларов США (60 процентов).

За весь период реализации действующих СРП по состоянию на 1 января 2013 года – в размере 16 344,7 млн. долларов США, в том числе в федеральный бюджет 10 401,7 млн. долларов США (63,6 процента). Из них по проектам:

«Сахалин-1» - 8 832,1 млн. долларов США, в том числе в

федеральный бюджет - 5 150,9 млн. долларов США;

«Сахалин-2» - 5 389,7 млн. долларов США, в том числе в федеральный бюджет - 4 183,4 млн. долларов США;

«Харьягинское месторождение» - 2 122,9 млн. долларов США, в том числе в федеральный бюджет - 1 067,4 млн. долларов США.

Соблюдение интересов Российской Федерации при реализации действующих СРП

Согласно Положению о Минэнерго России, утвержденному постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400, в 2012 году и текущем периоде 2013 года Минэнерго России осуществляло функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в том числе по вопросам электроэнергетики, нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой отраслям, освоения месторождений углеводородов на основе СРП.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2005 г. № 679 «О порядке разработки и утверждения административных регламентов исполнения государственных функций (предоставления государственных услуг)» приказом Минэнерго России от 11 ноября 2009 г. № 480 утвержден Административный регламент исполнения Минэнерго России государственной функции по осуществлению мероприятий, связанных с подготовкой и реализацией соглашений о разделе продукции.

Исполнение государственных функций, связанных с исполнением СРП, Минэнерго России осуществляло в соответствии с Федеральным законом от 30 декабря 1995 г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции», постановлением Правительства Российской Федерации от 14 марта 2006 г. № 133 «О порядке назначения и деятельности представителей государства в управляющих комитетах, создаваемых в соответствии с условиями соглашений о разделе продукции», СРП по проектам «Сахалин-1», «Сахалин-2», «Харьягинское месторождение».

В целях стимулирования реализации новых инвестиционных проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, по предложению Минэнерго России издано распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 мая 2012 г. № 700-р «О классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, определенных на основе показателей проницаемости коллекторов и вязкости нефти».

В проверяемом периоде работа велась в соответствии с Планом работы Минэнерго России по подготовке и реализации СРП на 2012 год, утвержденным приказом от 24 января 2012 г. № 23/1.

В проверяемом периоде Минэнерго России выпустило 7 приказов, касающихся текущей работы представителей государства в структурах уполномоченных комитетов по проектам СРП.

С целью максимального обеспечения предоставления интересов российской стороны при реализации СРП Минэнерго России заключало государственные контракты на оказание юридических услуг и консультационных услуг по проблемным вопросам, возникающим в ходе реализации СРП. На эти цели в 2012 году использованы средства федерального бюджета в сумме 110,4 млн. рублей.

Выборочная проверка государственных контрактов, заключенных Минэнерго России

с ЗАО «ТрансИнвестПроект» от 2 октября 2012 г. № 12/0402.0010400.244/05/156 на оказание юридических услуг «Подготовка предложений по проекту договора с администратором Ликвидационного фонда Российской стороны, включая анализ законодательства, регулирующего указанные отношения»;

с ООО «Аудиторская и Консалтинговая фирма «Топ-Аудит» от 2 октября 2012 г. № 12/0402.0010400.244/05/155 на подготовку проекта концепции деятельности представителей государства в управляющих комитетах;

с консультационной фирмой «ЭКАП» от 29 января 2013 г. № 13/0402.0010400.244/05/9 на оказание юридических услуг «по подготовке предложений в части упорядочения нормативной базы в сфере таможенно-тарифного регулирования, направленных на максимальное обеспечение представления интересов российской стороны при реализации СРП»

показала, что работы выполнены в соответствии с техническими заданиями в полном объеме (38,8 млн. рублей).

Выводы и предложения, полученные по результатам работ по указанным государственным контрактам, в полной мере могут быть использованы:

при выборе администратора ликвидационного счета российских участников по проекту «Сахалин-1»;

в ходе деятельности представителей государства в управляющих комитетах, направленной на повышение уровня доходов от реализации СРП;

при реализации государственной политики, направленной на максимальное обеспечение интересов российской стороны при реализации СРП в сфере таможенно-тарифного регулирования.

Минэнерго России в проверяемом периоде продолжало работу по согласованию проекта СРП по месторождению «Хвалынское».

Вместе с тем Минэнерго России по поручению Правительства Российской Федерации о выработке позиции целесообразности заключения новых СРП (протокол заседания Правительства российской Федерации от 11 октября 2012 г. № ДМ-Р16-40пр) сообщило следующее (письмо от 9 ноября 2012 г. № А71-10258/05):

«В соответствии с главой 26.4 Налогового кодекса участники СРП полностью освобождаются от уплаты таможенных платежей, налога на имущество и уплачивают НДС с коэффициентом 0,5 от действующей ставки на день подписания соглашения, что отрицательно сказывается на доходах государства в случае положительного изменения рыночной конъюнктуры.

В связи с этим и с учетом имеющихся механизмов повышения инвестиционной привлекательности разработки месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Дальнего Востока (посредством корректировок ставок НДС и экспортной пошлины) применение режима СРП для новых проектов считаем нецелесообразным».

Результаты деятельности управляющих комитетов, действующих в рамках СРП

В рамках действующих СРП созданы управляющие комитеты, которые осуществляют координацию деятельности по выполнению работ, предусмотренных СРП.

В состав уполномоченных комитетов входят представители Минэнерго России, Минфина России, Минприроды России и соответственно правительства Сахалинской области и администрации Ненецкого автономного округа.

В проверяемом периоде Правительством Российской Федерации были изданы 4 распоряжения по внесению изменений в распоряжение Правительства Российской Федерации от 24 марта 2007 г. № 353-р в части замены представителей государства в управляющих комитетах СРП.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 14 марта 2006 г. № 133 «О порядке назначения и деятельности представителей государства в управляющих комитетах, создаваемых в соответствии с условиями соглашений о разделе продукции» Минэнерго России выполняет функции уполномоченного органа по СРП в отношении участков недр и месторождений всех видов полезных ископаемых, формирует директивы представителям государства в управляющих комитетах.

Приказами Минэнерго России сформированы составы представителей федеральных органов исполнительной власти в рабочих органах управляющих комитетов (совместная рабочая группа УГО и членов консорциума проекта «Сахалин-1», рабочая группа наблюдательного совета проекта «Сахалин-2», подкомитет по финансам и нефтяным операциям объединенного комитета проекта «Харьягинское месторождение») из представителей Минэнерго России, Минфина России, Минприроды России.

Деятельность управляющих комитетов, созданных в соответствии с СРП, осуществляется в соответствии с положениями, установленными условиями каждого соглашения.

Уполномоченный государственный орган по проекту «Сахалин-1»

В соответствии с условиями СРП по проекту «Сахалин-1» УГО является ответственным и уполномоченным давать любые согласия или выносить любые одобрения в отношении следующих предложений: продления периода геологического изучения недр, всех продлений периода обустройства и добычи, уведомлений и отчетов о рентабельном месторождении, всех ПРиСР, предложенных консорциумом, совместных работ с владельцами прав на прилегающие участки, прекращения работ по освоению месторождений по

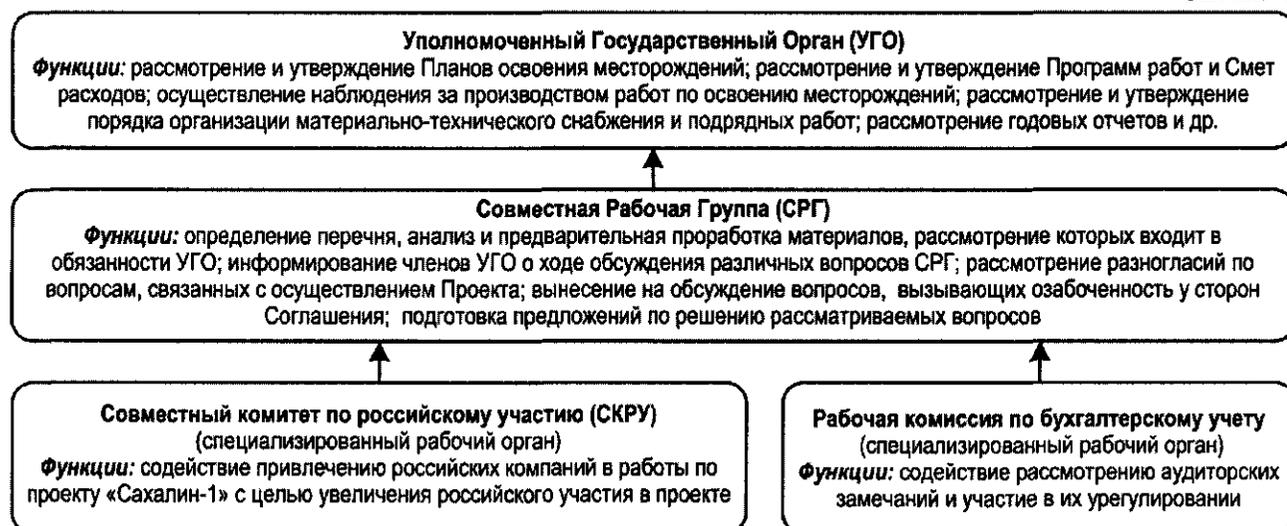
прекращении действия СРП, распоряжения активами, любых согласий, лицензий, одобрений, решений или согласований, требуемых в соответствии с применимым законодательством, любых других вопросов, которые консорциум по своему усмотрению сочтет необходимым или целесообразным предложить или представить УГО.

Совет представителей УГО состоит из 7 человек, в том числе 4 представителя Правительства Российской Федерации (Минэнерго России – 2, Минприроды России – 1, Минфин России – 1) и 3 представителя Правительства Сахалинской области.

Персональный состав УГО в проверяемом периоде определен распоряжением Правительства Российской Федерации от 24 марта 2007 г. № 353-р (с изменениями от 15 апреля 2011 г. № 667-р, от 5 декабря 2011 г. № 2177-р, от 1 сентября 2012 г. № 1600-р, от 31 января 2013 г. № 105-р, от 2 мая 2013 г. № 793-р).

Функции УГО и специальных органов СРП по проекту «Сахалин-1» представлены на схеме.

Схема 4



Параграфом 4.5. статьи IV СРП по проекту «Сахалин-1» предусмотрено, что УГО и уполномоченный представитель консорциума в Российской Федерации по делам, относящимся к СРП, проводят встречи не менее двух раз в год.

В течение 2012 года по проекту «Сахалин-1» было проведено 2 заседания УГО, 5 заседаний СРГ УГО и 4 заседания Совместных комитетов по российскому участию в проекте (далее – СКРУ, Совместный комитет). В истекшем периоде (9 месяцев) 2013 года состоялось одно заседание УГО и 2 заседания СРГ УГО.

В заседаниях УГО и его рабочих группах принимали участие представители Минэнерго России, Минприроды России, Минфина России, Правительства Сахалинской области, компания-оператор – «ЭксонНЛ» и представители компаний – членов Консорциума («ЭксонМобил», «СОДЕКО», «ОНГК Видеш Лтд.», «РН-Астра», «Сахалинморнефтегаз-Шельф»), а также привлеченные эксперты из ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-

исследовательский институт им. Академика А.П.Крылова (далее – ОАО «ВНИИнефть»). В качестве экспертов по проведению финансово-экономической экспертизы программно-сметных и отчетных материалов действующих СРП по проекту «Сахалин-1» и подготовке предложений по их оптимизации выступало ЗАО Аудиторская компания «ЭКФИ-АУДИТ» (далее – «ЭКФИ»).

Проверкой установлено, что в проверяемом периоде работа УГО проводилась в соответствии с условиями Соглашения. Принятие решений осуществлялось на основании директив Минэнерго России.

В 2012 году по проекту «Сахалин-1» Минэнерго России были утверждены 3 директивы представителям государства в УГО от 7 декабря 2012 года, в соответствии с которыми на заседании 10 декабря 2012 года представителями УГО были приняты решения по трем вопросам:

об утверждении ППриСР-2013 в сумме 3 023 718,0 тыс. долларов США;

об исключении из возмещаемых затрат по итогам ревизии бухгалтерских документов за период 2008 – 2011 годов 3 836,0 тыс. долларов США; о продолжении работы по согласованию затрат на общую сумму 60 548,0 тыс. долларов США;

об одобрении дополнения к ППриСР-2011 в отношении фактических ликвидационных затрат в размере 257 964,6 тыс. долларов США и дополнение к ППриСР-2012 в отношении оценки ликвидационных затрат 2012 года в размере 190 619,9 тыс. долларов США, рассчитанных по методологии, предложенной в СРП по проекту «Сахалин-1».

Привлечение российских подрядных организаций, населения Сахалинской области к реализации проекта «Сахалин-1»

С целью содействия достижению максимально возможного уровня участия российских организаций в работах по проекту, а также использованию российских материалов, оборудования и рабочей силы 14 февраля 2003 года создан Совместный комитет УГО, включающий представителей государства и членов консорциума.

Следует отметить, что в соответствии со статьей VI СРП по проекту «Сахалин-1» консорциум предоставляет УГО ежегодные отчеты, содержащие прогноз объема, характера работ и материалов, оценку их стоимости на следующий финансовый год исключительно с целью информирования.

Мнение Совместного комитета УГО носит рекомендательный характер.

В 2012 году состоялось 4 заседания Совместного комитета, в прошедшем периоде 2013 года – 2 заседания.

В 2012 году членами СКРУ от Правительства Сахалинской области по различным тендерам, проводимым «Эксон НЛ», в качестве участников по 24 тендерам российской стороной было рекомендовано 65 российских предприятий.

Из заявленных 24 тендеров на 2012 год оператором 1 тендер отменен, по 11 тендерам процесс до настоящего времени не завершен (победитель не

определен), по 12 тендерам объявлены победители, в том числе 8 российский и 4 иностранные организации.

Ни одно российское предприятие, предложенное СКРУ, не стало победителем, так как по мнению оператора, не обладало необходимым ресурсами для удовлетворения конкурсным требованиям, предусмотренным в Руководстве отдела материально-технического обеспечения по закупкам.

По данным СКРУ за весь период реализации проекта «Сахалин-1» только 2 компании из числа рекомендованных представителями государства стали победителями тендеров.

Установлено также, что в 2012 году по проекту «Сахалин-1» 87 процентов контрактов заключены на бесконкурсной основе, по которым информация в СКРУ не предоставляется.

Пунктом «D» статьи VI СРП по проекту «Сахалин-1» предусмотрено: «консорциум будет выставлять на конкурс все контракты, сумма которых превышает 5 млн. долларов США, при условии, что технические и эксплуатационные требования консорциума и требования к контрактам наилучшим образом могут быть удовлетворены на такой конкурсной основе» (то есть по усмотрению консорциума).

Проверкой установлено, что из 31 контракта стоимостью более 5 млн. долларов США, заключенных в 2012 году, 18 (58 процентов) заключены без конкурса.

Вопрос улучшения информированности потенциальных российских компаний-подрядчиков о планируемых тендерах на выполнение работ и оказание услуг обсуждался в ходе заседания СРГ УГО 15 ноября 2012 года. По итогам обсуждения «Эксон НЛ» было рекомендовано рассмотреть возможность размещения на своем официальном сайте перечня предстоящих тендеров на 2013 год.

Основные итоги работы по развитию российского участия в 2012 году были подведены на заседании СРГ УГО 3 апреля 2013 года.

Доля российского участия в контрактах, размещенных в 2012 году, составила 75,2 процента (939,15 млн. долларов США), что выше показателя 2011 года на 20,2 процента. Договоры генерального подряда заключены со 114 российскими организациями, в перечень договоров субподряда включен 421 российский субподрядчик.

За весь период реализации проекта (1996 - 2012 годы) были заключены контракты на общую сумму 14 565,6 млн. долларов США, в том числе с российскими подрядчиками – на 9 826,7 млн. долларов США или 67,5 процента (в том числе без проведения конкурсов).

Однако даже при заключении контрактов с российскими подрядными организациями фактически работы (часть работ) выполнялись иностранными компаниями (лицами) на условиях субподряда.

На заседании СРГ УГО 3 апреля 2013 года российская сторона предложила «Эксон НЛ» расширить перечень контрактов с представлением

поясняющей по их сути информации, планируемых к заключению, стоимостью от 1 млн. долларов США; обеспечить изучение деятельности совместных предприятий с участием российских компаний; расширить информированность российской стороны о работе подрядчика по увеличению российского участия; заблаговременно уведомлять о графиках размещения контрактов для удобства подрядчиков.

Однако на момент окончания контрольного мероприятия официальный сайт проекта «Сахалин-1» (www.sakhalin-1.ru) информацию о запланированных подрядных работах не содержал.

Подготовка российских кадров в рамках СРП по проекту «Сахалин-1»

Согласно параграфу 5.1. статьи V СРП при подборе персонала консорциум отдает предпочтение российским гражданам при условии, что они обладают подходящей квалификацией.

В соответствии с параграфом 5.3 СРП консорциум разрабатывает и представляет на рассмотрение УГО программу обучения и вовлечения российских граждан в состав персонала Консорциума (далее – Программа).

Согласно статье XI СРП Программа является неотъемлемой частью ПРисР на очередной календарный год.

В ходе контрольного мероприятия установлено, что Программа на 2012 год (как и на предыдущие годы) на рассмотрение не представлялась и на заседаниях УГО не утверждалась. Вместо нее к ПРисР-2012 прилагался «Обзор программы подготовки и повышения квалификации российских кадров на Сахалине» за период январь – июнь 2011 года. Однако указанный материал не является официально утвержденным документом.

По состоянию на 1 января 2013 года общая численность персонала компании «Эксон НЛ» составила 734 человека, что на 5 человек меньше показателя 2011 года. При этом численность российской части персонала увеличилась по сравнению с 2011 годом на 16 человек, составив 636 единиц. По состоянию на 1 января 2013 года удельный вес российского персонала в «Эксон НЛ» составил 86,6 процента (в 2011 году – 84,0 процента).

К ПРисР-2013 «Эксон НЛ» по настоятельной рекомендации УГО представила программу, в соответствии с которой в 2013 году планируется увеличение численности российского персонала на 52 человека. Кроме того, планируется заменить 7 иностранных специалистов российскими работниками.

Проверкой установлено, что в «Эксон НЛ» предусмотрены две формы профессиональной подготовки российских кадров. Первая – наставничество на рабочем месте: предоставление новым сотрудникам возможности проходить обучение непосредственно в процессе работы рядом с опытными профессионалами. Вторая форма – аудиторные занятия. Предполагается аудиторное обучение по 4 различным направлениям, в зависимости от специализации вида работ: профподготовка технического персонала на объектах; обучение производственного персонала по конкретным

специальностям; программа инженерно-технической подготовки; программа нетехнической подготовки офисного персонала.

Установлено, что в 2012 году проведено около 12,5 тыс. курсовых занятий, в том числе технических курсов – 23 процента, нетехнических курсов – 77 процентов. В среднем на одного российского сотрудника пришлось 17 различных курсов общей продолжительностью 126 часов (16 рабочих дней).

Общая стоимость обучения российского персонала в 2012 год составила 8 млн. долларов США, что на 2 млн. долларов США меньше по сравнению с 2011 годом. Затраты на обучение одного российского сотрудника в 2012 году составили 11 тыс. долларов США, снизившись на 5,1 тыс. долларов США по сравнению с 2011 годом.

Тенденция к снижению затрат на обучение по сравнению с прошлыми периодами связана с завершением программы обучения техников – стажеров (приступили к работе), с переносом курсов в г. Южно-Сахалинск (экономия командировочных расходов) и с заменой иностранных специалистов для проведения тренингов российскими.

Наблюдательный совет по проекту «Сахалин-2»

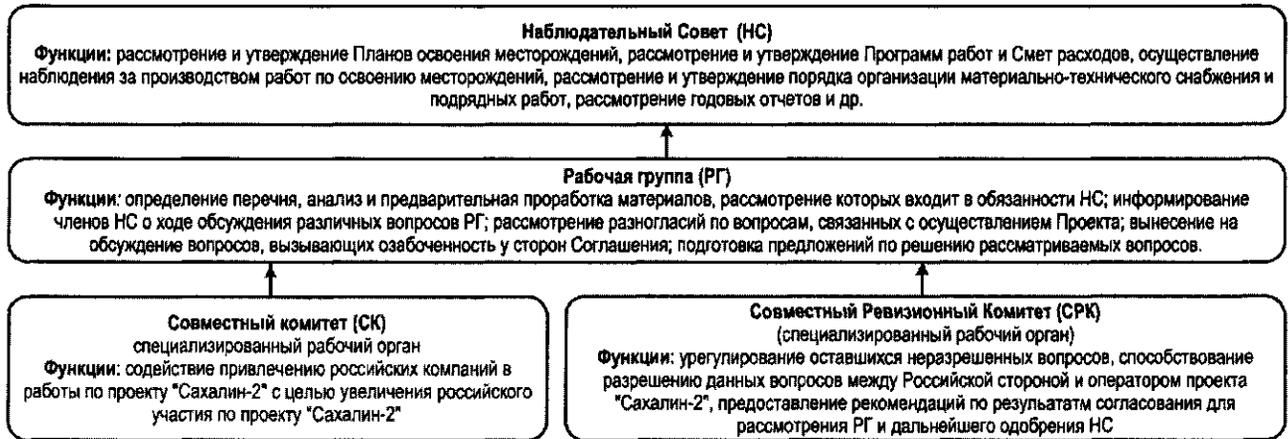
В соответствии с условиями СРП по проекту «Сахалин-2» в обязанности НС входит:

рассмотрение и утверждение планов освоения и смет расходов на освоение, годовых программ работ и годовых смет, соглашений о поставках СПГ и о продаже природного газа, порядка организации материально-технического снабжения и подрядных работ, программ использования и подготовки российских кадров, рассмотрение годовых отчетов, финансовых документов; утверждение дополнительных сумм и видов затрат, организаций по оказанию финансовых, маркетинговых или инженерно-технических услуг, не являющихся для компании родственными; назначение независимой аудиторской фирмы.

В состав НС от российской стороны входят 6 представителей федеральных и региональных органов исполнительной власти (Минэнерго России - 2, Минфин России - 1, Минприроды России - 1, Правительство Сахалинской области – 2) и от «Сахалин Энерджи» - 6 человек, общее количество 12 человек.

Персональный состав НС в проверяемом периоде определен распоряжением Правительства Российской Федерации от 24 марта 2007 г. № 353-р (с изменениями от 15 апреля 2011 г. № 667-р, от 5 декабря 2011 г. № 2177-р, от 1 сентября 2012 г. № 1600-р, от 31 января 2013 г. № 105-р, от 2 мая 2013 г. № 793-р).

Функции НС и специальных органов СРП по проекту «Сахалин-2» представлены на схеме 5.



В течение 2012 года было проведено 5 заседаний НС и 13 заседаний РГ НС и 3 заседания СРК. В истекшем периоде 2013 года проведены 3 заседания НС и 3 заседания РГ НС.

В заседаниях НС и рабочих групп принимали участие представители Минэнерго России, Минприроды России, Минфина России, Правительства Сахалинской области, компании-оператора «Сахалин Энерджи», ее акционеров («Шелл», «Мицуи», «Мицубиси», «Газпром») а также привлеченные эксперты из ОАО «ВНИИнефть» и «ЭКФИ».

Работа НС по проекту «Сахалин-2» в проверяемый период проводилась в соответствии с условиями СРП. Принятие решений осуществлялось на основании директив, утвержденных Минэнерго России.

В 2012 году представителям государства в НС по проекту «Сахалин-2» Минэнерго России направило 5 директив, в соответствии с которыми приняты решения: о подписании дополнений к договорам купли-продажи СПГ; об утверждении протоколов предыдущих заседаний НС; о согласовании присуждения договоров; о продлении и увеличении утвержденной стоимости контрактов; об утверждении аудитора на период 2012 – 2014 годов; об утверждении ПРисР-2013; об утверждении результатов ревизии учетной документации по оспариваемым расходам за 2010 год; об утверждении изменений к ПриСР-2010; о продлении контрактов; об утверждении изменений к программе набора и обучения российского персонала.

Привлечение российских подрядных организаций, населения Сахалинской области к реализации проекта «Сахалин-2»

В соответствии со статьей 12 СРП каждая годовая программа работ включает список основных контрактов (подрядов), которые компания планирует заключить в данном финансовом году на выполнение работ по соответствующему проекту, с указанием суммы под каждый контракт, перечня потенциальных подрядчиков и план-график заключения контрактов. Все контракты на общую сумму свыше 15 млн. долларов США распределяются на конкурсной основе среди потенциальных подрядчиков, располагающими соответствующими финансовыми и техническими ресурсами для выполнения необходимых услуг (работ).

С целью содействия привлечению российских организаций и предприятий к подрядным работам по проекту «Сахалин-2» в рамках РГ НС создан Совместный комитет (далее - СК). В 2012 году он провел 10 заседаний, в истекшем периоде 2013 года – 5.

В 2012 году членами СК от Правительства Сахалинской области по различным тендерам, проводимым «Сахалин Энерджи», в качестве участников по 77 тендерам российской стороной было рекомендовано 114 российских предприятий и организаций.

Из заявленных 77 тендеров 12 тендеров отменены, по 27 тендерам процесс до настоящего времени не завершен (победитель не определен), по 38 тендерам (45 контрактов) объявлены победители, в том числе 37 российских и 8 иностранные организации.

Ни одно российское предприятие, предложенное СК, не стало победителем, так как не обладало необходимым ресурсами для удовлетворения конкурсным требованиям, предусмотренным «Порядком организации материально-технического снабжения и подрядных работ».

Всего в течение периода реализации проекта «Сахалин-2» 18 российских компаний из числа рекомендованных СК стали победителями тендеров.

На заседании РГ НС (26 сентября 2012 года и 2 июля 2013 года) рассмотрены отчеты об участии российских предприятий в работах по проекту за 1, 2 и 3 кварталы 2012 года. Сводная информация по контрактной деятельности и использованию предприятий российской промышленности и российскому участию за 2012 год по проекту «Сахалин-2» в НС не представлена.

В 2012 году «Сахалин Энерджи» было заключено 4 526 контрактов на поставку товаров, выполнение работ оказание услуг на сумму 667,7 млн. долларов США, дополнения к действующим контрактам подписаны на сумму 645,3 млн. долларов США. Общая стоимость работ (услуг) по контрактам составила 1 313 млн. долларов США.

Доля российского участия в 2012 году, составила 61,3 процента (804,4 млн. долларов США), что меньше 2011 года на 18,7 процента.

К работам по проекту «Сахалин-2» было привлечено 6 464 сотрудников подрядных и субподрядных организаций, в том числе российского персонала – 5 958 человек (92,2 процента).

За весь период реализации СРП по проекту «Сахалин-2» компанией «Сахалин Энерджи» заключено контрактов на сумму 30 067,0 млн. долларов США, в том числе с российскими подрядчиками на сумму 16 760,0 млн. долларов США или 55,7 процента.

Подготовка российских кадров в рамках СРП по проекту «Сахалин-2»

Согласно положению статьи 13 СРП компания «Сахалин Энерджи» должна обеспечить максимальное участие российских граждан в работах на территории России, связанных с проектами, включая как работы, выполняемые

непосредственно компанией, так и работы операторов и субподрядчиков. Во исполнение этого обязательства компания «Сахалин Энерджи» представляет программу использования российских кадров на территории России.

В ходе контрольного мероприятия установлено, что по состоянию на 1 января 2013 года общая численность персонала компании «Сахалин Энерджи» составляет 2 052 единицы, что на 120 единиц (6,2 процента) больше показателя 2011 года. При этом численность российского персонала составила 1 806 единиц (88 процента), что на 117 единиц (6,9 процента) больше показателя 2011 года больше.

В 2012 году были обучены 1 481 российский сотрудник, что на 43 единицы меньше уровня 2011 года. Проведено 5 423 человеко-курсов в сфере техники безопасности, повышения деловых и личностных навыков, повышения квалификации и профессиональной подготовки.

Фактические затраты на обучение составили 8 933 тыс. долларов США, что на 133 тыс. долларов США меньше по сравнению с 2011 годом.

Снижение расходов на обучение связано с переносом курсов в г. Южно-Сахалинск (экономия командировочных расходов) и с заменой иностранных специалистов для проведения тренингов на российских.

Объединенный комитет по проекту «Харьягинское месторождение»

В соответствии с условиями статьи 10 СРП по проекту «Харьягинское месторождение» ОК является органом, через который стороны осуществляют свои права и принимают решения по нефтяным операциям и по исполнению Соглашения.

ОК полномочен принимать решения по следующим вопросам: утверждение или внесение изменений в План Разработки, в ПРиГС; осуществляет выбор организации для проведения аудита; утверждает годовые бухгалтерские отчеты.

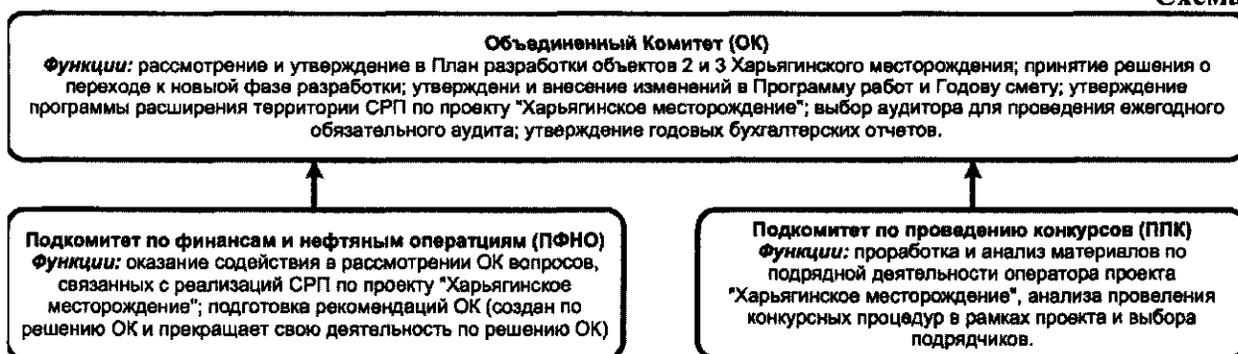
ОК состоит из 6 членов, причем каждая сторона (государство и инвесторы) назначает трех членов и трех заместителей (на случай отсутствия первых).

В состав ОК от российской стороны входят 3 представителя (Минэнерго России - 1, Минфин России - 1, Губернатор Ненецкого автономного округа - 1), кроме того на случай их отсутствия назначены также заместители представителей (3 человека).

Со стороны инвесторов входят 2 представителя «Тоталь РРР» и 1 представитель компании «Статойл», также на случай замены назначены 3 заместителя представителей.

Персональный состав российских представителей ОК в проверяемом периоде определен распоряжением Правительства Российской Федерации от 24 марта 2007 г. № 353-р (с изменениями от 15 апреля 2011 г. № 667-р, от 5 декабря 2011 г. № 2177-р, от 1 сентября 2012 г. № 1600-р, от 31 января 2013 г. № 105-р, от 2 мая 2013 г. № 793-р).

Функции ОК и специальных органов СРП по проекту «Харьягинское месторождение» представлены на схеме 6.



В течение 2012 года было проведено 3 заседания ОК, 10 заседаний подкомитета по финансам и нефтяным операциям (ПФНО) и 4 заседания подкомитета по проведению конкурсов (ППК). В истекшем периоде 2013 года проведено 1 заседание ОК, 6 заседаний ПФНО и 4 заседания ППК.

Работа ОК по проекту «Харьягинское месторождение» в проверяемый период проводилась в соответствии с условиями СРП. Принятие решений осуществлялось на основании директив, утвержденных Минэнерго России.

В 2012 году представителям государства в ОК по проекту «Харьягинское месторождение» Минэнерго России направило 4 директивы, в соответствии с которыми приняты решения: об утверждении протокола предыдущих заседаний ОК; об утверждении возмещаемых затрат за 2011 год; об утверждении аудиторов на 2012 год; об утверждении ПРиГС-2013; об утверждении экспортный пункт нефти на 2013 год; об утверждении формы получения Государством роялти и прибыльной продукции; об утверждении выбытия основных средств и материалов; об утверждении затрат, понесенных по видам работ, отложенных до принятия дополнения к технологической схеме работ; об утверждении возмещаемых затрат за 2012 год.

В заседаниях ОК и ПФНО принимали участие представители Минэнерго России, Минприроды России, Минфина России, Администрации Ненецкого автономного округа, компания-оператор «Тоталь РРР», а также привлеченные эксперты из ОАО «ВНИИнефть» и «ЭКФИ».

В заседаниях ППК принимали участие представители Минэнерго России, Администрации Ненецкого автономного округа, компания-оператор «Тоталь РРР».

Привлечение российских подрядных организаций, населения Ненецкого автономного округа к реализации проекта «Харьягинское месторождение»

На заседаниях ППК рассматривались условия участия российских компаний в конкурсах, проведенных компанией «Тоталь РРР», а также утверждалось присуждение победителям конкурсов договоров на поставку товаров, выполнение работ и оказание услуг.

В 2012 году компания «Тоталь РРР» заключила контракты на поставку товаров, выполнение работ и оказание услуг общей суммой 400 212,6 тыс. долларов США, в том числе с российскими подрядчиками на 382 142,9 тыс. долларов США. Доля российского участия в контрактах,

размещенных в 2012 году, составила 95,5 процента.

Вместе с тем, участие предприятий Ненецкого автономного округа в реализации проекта «Харьягинское месторождение» минимально (менее 2 процентов). Причиной является недостаточный уровень профессиональной подготовки сотрудников местных компаний, либо на рынке труда такие компании вообще отсутствуют: на 10 (десять) уведомлений компании «Тоталь РРР» о проведении конкурсов Администрация Ненецкого автономного округа только 4 раза направила свои предложения, в которых рекомендовала к участию в конкурсах 5 местных компаний, однако по результатам оценки их технических возможностей и они не прошли по конкурсу.

Подготовка российских кадров в рамках СРП по проекту «Харьягинское месторождение»

В соответствии с условиями статьи 2.4 СРП по проекту «Харьягинское месторождение» целью соглашения является возможность профессиональной подготовки российских граждан на месте.

Статьей 19 СРП определено, что оператор комплектует по количеству и должностям свой персонал, участвующий в нефтяных операциях. Нефтяные операции преимущественно выполняются бригадами и подрядами, состоящими из российского персонала. Стороны согласуют определение годовой программы мероприятий по обучению персонала, привлекаемого к нефтяным операциям, во всех областях нефтегазовой промышленности, охраны окружающей среды, менеджмента, хозяйственного управления и изучения иностранных языков. Расходы, понесенные инвестором по учебным мероприятиям, представляют возмещаемые затраты.

По данным «Тоталь РРР» по состоянию на 31 декабря 2012 года среднесписочная численность штатных сотрудников компании составляла 193 единицы, из которых 149 заняты гражданами Российской Федерации и 44 – иностранными гражданами. Кроме того персонал, работающий по контрактам, составил 122 человека.

Среднесписочная численность персонала «Тоталь РРР» за 2012 год увеличилась на 6 человек (на 1 января 2012 года – 187 человек), в том числе численность российского персонала увеличилась на 2 человека (на 1 января 2012 года - 147 человек).

В 2012 году профессиональную подготовку прошло 62 иностранных сотрудника и 160 российских сотрудников, стажировку у оператора прошли 24 студента.

Обучение персонала компании подразделяется на 5 основных направлений: охрана труда, промышленная безопасность и охрана окружающей среды (ОТ, ПБ и ООС); повышение технической/профессиональной квалификации; развитие управленческих навыков и навыков межличностных коммуникаций; языковая подготовка; программа вводного инструктажа для интеграции новых сотрудников (Total Together).

В 2012 году расходы, понесенные инвестором на подбор, обучение

персонала, составили 1 011,5 тыс. долларов США при плане 1 182,4 тыс. долларов США (85,5 процентов).

В 2012 году оператор, как и в предыдущие годы, продолжал оптимизацию затрат на обучение за счёт привлечения российских провайдеров тренинговых услуг, коллективного обучения в группах, организуемого в «Тоталь РРР», и электронной формы обучения.

Результаты деятельности российских инвесторов проектов по соблюдению интересов Российской Федерации

СРП по проекту «Сахалин-1»

В соответствии с СРП по проекту «Сахалин-1» в консорциум входят российские инвесторы – дочерние общества ОАО «НК «Роснефть» ЗАО «РН-Астра» с долей участия 8,5 процента и ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф» с долей 11,5 процента.

В соответствии со статьей IV СРП в управлении соглашением участвуют УГО и уполномоченный представитель консорциума (далее – УПК).

УПК назначается консорциумом и выступает как официальный представитель консорциума в Российской Федерации по делам, относящимся к СРП. УПК является ответственным за предоставление УГО предложений по вопросам, требующим согласия, одобрения, решения или согласования государства.

Установлено, что российские участники консорциума представлены в УПК и участвуют в управлении проектом.

ОАО «НК «Роснефть» с самого начала реализации проекта «Сахалин-1» вела активную работу по увеличению доли участия российских предприятий в подрядных работах по проекту. Несмотря на то, что СРП «Сахалин-1» не содержит прямого требования о процентном уровне российского участия, в настоящее время показатель российского подрядного участия достиг уровня в 67,5 процента.

Также ОАО «НК «Роснефть» стремится к продвижению вопроса по реализации газовой составляющей проекта «Сахалин-1» (стадия-2). Руководство ОАО «НК «Роснефть» в 2011 году рассматривало два варианта реализации газа: долгосрочный договор с ОАО «Газпром» по продаже газа в его газотранспортную систему или строительство завода СПГ и реализация сжиженного газа.

Учитывая, что до настоящего времени договоренности между консорциумом и ОАО «Газпром» о реализации газа не достигнуты, ОАО «НК «Роснефть» и «ЭксонМобил» 13 февраля 2013 года подписали меморандум о взаимопонимании с целью совместной оценки экономической целесообразности реализации газа проекта СПГ на российском Дальнем Востоке, включая строительство завода СПГ.

27 сентября 2013 года ОАО «НК «Роснефть» и «ЭксонМобил» подвели итоги по выбору подрядчиков на выполнение проектных работ по

проекту строительства завода СПГ в Сахалинской области. Победителями стали CB&I и Foster Wheeler Energy. Проектная мощность завода планируется на уровне 5 млн. тонн в год СПГ.

СРП по проекту «Сахалин-2»

В соответствии с СРП по проекту «Сахалин-2» учредителем «Сахалин Энерджи» с российской стороны является компания «Газпром Сахалин Холдингз Б. В.» (дочерняя компания ОАО «Газпром») с долей участия 50 процентов плюс одна обыкновенная акция.

В НС 6 (из 12) – представители учредителей «Сахалин Энерджи».

По информации ОАО «Газпром» в рамках НС общество проводит работу по увеличению количества предприятий российской промышленности на проекте «Сахалин-2, привлекая как дочерние и зависимые общества, так и другие предприятия промышленности. За весь период реализации проекта уровень участия российских подрядчиков составил 56 процентов.

В ходе контрольного мероприятия установлено, что к заседанию НС 25 сентября 2013 года ОАО «Газпром» был подготовлен вопрос о дополнительном финансировании «Сахалин Энерджи». Был предложен выпуск облигаций компании «Сахалин Энерджи». Однако при утверждении повестки дня заседания НС указанный вопрос был снят ввиду не полной подготовки материалов по нему.

Вместе с тем следует особо отметить, что по состоянию на 1 октября 2013 года на балансе «Сахалин Энерджи» числится не погашенный остаток кредитов на общую сумму 5,8 млрд. долларов США.

В 2008 - 2009 годах «Сахалин Энерджи» получила кредит от «JBIC» и международного консорциума коммерческих банков на общую сумму 6,7 млрд. долларов США со сроком погашения в 2021 году. В качестве залогового обеспечения ограничение права оформлено практически на все имущество проекта «Сахалин-2». Целью получения кредита являлось финансирование 2 фазы проекта «Сахалин-2».

Учитывая, что начиная с 1 апреля 2012 года все затраты по проекту полностью возмещены государством, кредитные средства в размере 5,8 млрд. долларов США являются свободными оборотными средствами «Сахалин Энерджи» и могли бы быть использованы на дальнейшую реализацию проекта «Сахалин-2».

Однако проверка показала, что указанные средства не аккумулированы на каком-либо счете компании, а направлены учредителям «Сахалин Энерджи» и используются ими по своему усмотрению. При этом компания изыскивает источники инвестиций, в том числе, посредством дополнительной эмиссии.

Также следует отметить, что в связи с реализацией ОАО «Газпром» распоряжения Правительства Российской Федерации от 6 сентября 2011 г. № 1539-р по проекту «Сахалин-2» произведены дополнительные расходы (около 12 млн. долларов США) на строительство Северного узла отбора и

учета газа. Реализация опережающей подачи пуско-наладочного газа в газопровод «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» привела к удорожанию проекта «Сахалин-2» в целом.

Также после установки (в январе 2012 года) временной системы измерения строительная площадка стала опасным производственным объектом (через нее подавался газ на смежные объекты компании ОАО «Газпром»), поэтому работы производились под контролем интегрированной системы обеспечения безопасности работ, что значительно снизило производительность строительных работ и увеличило затраты.

СРП «Харьягинское месторождение»

В соответствии СРП по проекту «Харьягинское месторождение» российскими участниками соглашения являются ОАО «Зарубежнефть» с долей 20 процентов и открытое акционерное общество Ненецкая нефтяная компания (далее – ОАО «ННК») с долей 10 процентов.

В 2012 году и прошедшем периоде 2013 года представители ОАО «Зарубежнефть» и ОАО «ННК» принимали участие в заседаниях ПФНО, Подкомитета по проведению конкурсов и Технических комитетов. При этом часть рабочих встреч и заседаний Технических комитетов по наиболее острым вопросам реализации СРП были инициированы ОАО «Зарубежнефть».

Наиболее проблемными направлениями развития СРП по проекту «Харьягинское месторождение» российские участники СРП считают обустройство месторождения и тендерные процедуры.

По мнению российских участников основные проблемы обустройства месторождения связаны со слабым управлением строительными проектами со стороны «Тоталь РРР», низкой исполнительской дисциплиной, серьезным отставанием по вводу объектов в согласованные сроки со стороны привлекаемых строительных подрядчиков, отставанием от графиков по подготовке и выпуску строительной документации и недостаточно эффективными проектными техническими решениями.

Принимая необоснованные технические решения, «Тоталь РРР» увеличивает капиталоемкость проекта и эксплуатационные затраты, используя оборудование и материалы импортного производства. Подобный подход приводит к практике привлечения инжиниринговых компаний мирового уровня для выполнения, в том числе, несложных работ по обустройству месторождений.

Подготовка проектной документации с низкоэффективными техническими решениями, по мнению ОАО «Зарубежнефть», приводит к увеличению сметной стоимости объектов обустройства (в том числе за счет импортного оборудования), длительному периоду строительства объектов инфраструктуры месторождения, уменьшению доходной части проекта и, соответственно, к уменьшению прибыльной доли государства.

В этой связи ОАО «Зарубежнефть» направило в Минэнерго России (письмо от 21 марта 2012 г. № НБ-37-1062) предложения о введении

обязательной процедуры инспекции и подготовки заключений Минэнерго России в отношении проектных документов по обустройству месторождений на условиях СРП до согласования технологической схемы по разработке месторождения в ЦКР Роснедр и получения заключения проектных решений в Главгосэкспертизе России.

Такое решение, по мнению ОАО «Зарубежнефть», позволило бы существенным образом влиять на экономическую составляющую проектов, разрабатываемых на условиях СРП, а также способствовало бы продвижению закупок нефтепромыслового оборудования российского производства.

Однако Минэнерго России направило свое положительное заключение на новую техсхему по разработке Харьягинского месторождения (письмо от 22 ноября 2012 г. № 05-1238/05) без проведения инспекции с привлечением экспертов, предложенной ОАО «Зарубежнефть».

В проверяемом периоде ОАО «Зарубежнефть» принимало участие в формировании перечня потенциальных участников конкурсов, проводимых «Тоталь РРР», предлагая в качестве потенциальных поставщиков оборудования и услуг российские компании. При этом в 2012 году ОАО «Зарубежнефть» не согласовало ряд проведенных «Тоталь РРР» конкурсов для заключения договоров с учетом наличия рисков по их исполнению, недостаточному использованию нефтепромыслового оборудования российского производства и услуг российских компаний.

В 2012 году – истекшем периоде 2013 года ОАО «Зарубежнефть» и ОАО «ННК» принимали участие в реализации благотворительных и социальных проектов на территории Ненецкого автономного округа и Республики Коми. Объем помощи ОАО «Зарубежнефть» составил 535 тыс. долларов США, ОАО «ННК» - около 1,5 млн. долларов США.

В соответствии со статьей 10 СРП «Харьягинское месторождение» ОК формируется из представителей государства (3 члена) и инвесторов (3 члена). Следует отметить, что порядок формирования ОК со стороны инвесторов, в том числе зависимость членства от объема участия в проекте, в СРП не определены.

В соответствии с договором о совместной деятельности по разработке Харьягинского месторождения, подписанным инвесторами СРП 17 марта 2000 года, установлено, что представителя в ОК может иметь только инвестор с долей участия не менее 30 процентов.

В результате в настоящее время в ОК имеют членство 2 представителя «Тоталь РРР» и 1 – «Статойл». Российские участники ОАО «Зарубежнефть» и ОАО «ННК» такого представителя в ОК не имеют, что приводит к серьезным трудностям при отстаивании интересов Российской Федерации и компаний в рамках СРП «Харьягинское месторождение».

По информации ОАО «Зарубежнефть» компания «Статойл» занимает лояльную позицию к предложениям «Тоталь РРР» и пассивную

позицию при обсуждении вопросов производственно-хозяйственной деятельности СРП «Харьягинское месторождение», голосуя на всех заседаниях в пользу предложений «Тоталь РРР», тем самым не оставляя возможности российским участникам повлиять на решения компании – оператора «Тоталь РРР».

С целью усиления позиции российских участников Харьягинского СРП и обеспечения соблюдения интересов Российской Федерации, ОАО «Зарубежнефть» обратилось к ОАО «ННК» с предложением провести переговоры о возможности выдачи ОАО «Зарубежнефть» доверенности с правом голоса от имени ОАО «ННК» для доведения доли участия в проекте до 30 процентов. В случае получения 30 процентов голосов ОАО «Зарубежнефть» планирует обратиться в ОК для получения в нем представительства с одним решающим голосом.

Проблемные вопросы реализации СРП

Снижение добычи углеводородов

В ходе контрольного мероприятия установлено, что совокупная добыча углеводородов от реализации трех СРП оказалась меньше прогнозных показателей.

Таблица 35 (показана чистая добыча газа проекта «Сахалин-1», без учета фракции С5 с завода СПГ проекта «Сахалин-2»)

	Прогноз	Факт	% выполнения
Нефть, тыс. тонн	14 480,3	11 735,6	81,0%
Конденсат тыс. тонн	2 222,2	2 400,5	108,0%
Нефть и конденсат, тыс. тонн	16 702,5	14 136,1	84,6%
Газ, млрд. м3	19 800,7	19 799,1	100,0%

Из данных таблицы видно, что в 2012 году совокупная добыча жидких углеводородов оказалась меньше прогнозных значений на 15 процентов.

Проверкой установлено, что в 2012 году по всем проектам, реализуемым по условиям СРП, была согласована новая проектная документация разработки месторождений, снизившая проектные уровни добычи 2012 года. В 2012 году только по проекту «Харьягинское месторождение» фактическая добыча жидких углеводородов превысила проектные значения.

В целом добыча газа в 2012 году находилась на уровне проектных показателей, однако, по проекту «Харьягинское месторождение» по прежнему уровень утилизации попутного нефтяного газа значительно меньше установлено в Российской Федерации уровня в 95 процентов. Это связано с задержками в создании инфраструктуры подготовки газа к реализации потребителям. Сжигание большого количества попутного газа снижает общую экономическую эффективность проекта, так как сжигаемый газ согласно Плану разработки объектов 2 и 3 Харьягинского месторождения и дополнениям к нему должен был реализовываться потребителю.

Как показала проверка по проекту «Сахалин-2» оператором допущено невыполнение проектных показателей (действующих на тот момент) в части бурения новых скважин, проведения ремонта скважин и резки боковых стволов. При этом показатели проектной документации по проекту «Сахалин-2» не выполняются на протяжении последних нескольких лет, в связи с чем, они постоянно корректируются, принимаются новые дополнения к проектной документации. Вместе с тем, на технологическое сопровождение проекта ежегодно затрачиваются значительные средства. Так за весь период реализации проекта родственными компаниями своего учредителя компании «Шелл Сахалин Холдингз Б.В.» на эти цели оплачено около 1,5 млрд. долларов США.

При реализации проекта «Сахалин-1» оператор пытался компенсировать падение добычи на основном месторождении (Чайво) интенсивной добычей на втором месторождении (Одопту), что привело к увеличенному сжиганию попутного нефтяного газа из-за ограничений производительности инфраструктуры транспортировки и переработки попутного нефтяного газа.

Перспективы реализации газа стадии 2 месторождения Чайво

До настоящего времени сторонами СРП по проекту «Сахалин-1» не решен вопрос о реализации газа на экспорт. Сроки реализации стадии 2 Чайво ежегодно сдвигаются. В результате недополучение предусмотренных ДПОД-2011 доходов (выручки от реализации газа на экспорт) в сумме более 170 млрд. долларов США (за весь период проекта) отрицательно влияют на общие доходы государства и участников консорциума по проекту «Сахалин-1».

Переговоры о цене поставки газа на экспорт между «Эксон НЛ» и ОАО «Газпром» длятся с 2007 года.

На совещании в Минэнерго России по вопросам коммерческих поставок газа проекта «Сахалин-1» (протокол от 5 декабря 2012 г. № 05-78пр) ОАО «Газпром» и «Эксон НЛ» обменялись очередными предложениями по ценам реализации газа стадии 2 Чайво в «портфель» ОАО «Газпром».

Во исполнение поручения заместителя Министра энергетики Российской Федерации П.С. Федорова, данного на указанном совещании, ОАО «Газпром» и компания «ЕххонMobil Gas & Power Marketing» (родственная компания оператора проекта «Эксон НЛ») представили свои последние ценовые предложения соответственно по выкупу и продаже газа проекта «Сахалин-1».

15 января 2013 года переговоры между ОАО «Газпром» и «Эксон НЛ» были возобновлены. На данном совещании представители ОАО «Газпром» еще раз изложили свою позицию, что единственным вариантом экспортных поставок газа проекта «Сахалин-1» являются поставки на завод СПГ в г. Владивосток и еще раз подтвердили свою позицию в незаинтересованности трубопроводных поставок в Китай.

15 февраля 2013 года «Эксон НЛ» проинформировала ОАО «Газпром» о

решении компании «ЭксонМобил» и ОАО «НК «Роснефть» о проведении исследования в соответствии с подписанным Меморандумом о взаимопонимании в отношении изучения экономической целесообразности строительства завода СПГ на Дальнем Востоке России (14 февраля 2013 года). Рассмотрение «Эксон НЛ» ценового предложения ОАО «Газпром» будет возможно после завершения такого исследования.

21 августа 2013 года ОАО «НК «Роснефть» выпустила пресс-релиз, в котором сообщила о том, что «ЭксонМобил» и ОАО «НК «Роснефть» приступили к выбору подрядчиков для завершения предварительного проектирования завода СПГ в 2013 – 2014 годах.

Следует отметить, что в апреле 2013 года Счетной палатой Российской Федерации было проведено контрольное мероприятие «Проверка результативности деятельности ОАО «Газпром» в 2011 – 2012 годах в части реализации целей и задач, поставленных в бюджетных посланиях Президента Российской Федерации и общегосударственных программных документах по проблемам модернизации, инновационного развития и инвестиционной политики». По результатам проверки в Правительство Российской Федерации было направлено информационное письмо, в котором предлагалось поручить Минэнерго России создать совместную рабочую группу с заинтересованными органами государственной власти и ОАО «Газпром» по вопросам коммерциализации газа проекта «Сахалин-1» в объемах 8 млрд. кубических метров дополнительно к существующим поставкам газа на внутренний рынок.

Однако в связи с тем, что компании «ЭксонМобил» и ОАО «НК «Роснефть» приступили к предварительному проектированию завода СПГ на о. Сахалин, ресурсным обеспечением (полностью или частично) которого может быть газ проекта «Сахалин-1», переговоры с ОАО «Газпром» временно приостановлены.

При этом согласно материалам СРГ УГО за 2012 и истекший период 2013 года концепция совмещенных трубопроводных поставок газа в Китай через магистральный газопровод Сахалин-Хабаровск-Владивосток (ОАО «Газпром») в объеме 8 млрд. кубических метров является наиболее коммерчески выгодной как для государства, так и для членов консорциума проекта «Сахалин-1». Срок договоренностей о купле-продаже с китайским потребителем газа продлен до 18 апреля 2014 года.

Утилизация газа на Харьягинском месторождении

В соответствии со статьей 6 СРП по проекту «Харьягинское месторождение» освоение объектов территории соглашения осуществляется на основе плана разработки месторождения и принимаемых для реализации указанного плана ПриГС.

План разработки был утвержден 30 мая 2005 года на 15-ом заседании ОК. Инвесторы предложили осуществлять разработку II и III объектов месторождения отдельными фазами (очередями), утверждаемыми решениями ОК. С целью снижения выбросов диоксида углерода и диоксида серы согласно

этому документу избыточный попутный газ (не используемый в качестве топлива в газовых огневых подогревателях и газотурбинных электростанциях) планировалось закачивать обратно в подходящий участок коллектора. С этой целью «Тоталь РРР» предложил использовать ранее пробуренную оценочную скважину DEL-1, и было приобретено и смонтировано специальное оборудование (узел осушки газа и блок компрессоров на кусте 108, нагнетательный газопровод, наземное оборудование в районе скважины DEL-1). Затраты на строительство этих объектов составили 8,3 млн. долларов США, они были утверждены ОК и возмещены государством.

Однако Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору 20 сентября 2005 года отказалась согласовывать проект обратной закачки газа в пласт по причине опасности утечки на поверхность сернистого газа через затрубное пространство в другие пласты и через скважины ОАО «Лукойл» (недропользователя, осуществляющего разработку I, IV, V и VI объектов Харьгинского месторождения). Таким образом, проект закачки попутного газа в пласт оказался технически несостоятельным. Оператору начал проработку альтернативного варианта его утилизации газа.

Проектный документ – Технологическая схема разработки II и III объектов Харьгинского месторождения согласован Роснедра 12 сентября 2007 года (протокол заседания от 9 августа 2007 г. № 4051). ЦКР Роснедра постановила компании «Тоталь РРР» довести уровень использования попутного газа в 2009 году до 95 процентов.

Проектные показатели указанной Техсхемы были учтены при разработке Дополнения № 1 к Плану разработки (утвержден ОК на 22-м заседании 20 декабря 2007 года), в котором был предусмотрен наиболее приемлемый вариант утилизации попутного газа путем его коммерческой реализации. 19 сентября 2007 года между «Тоталь РРР» и ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» был подписан договор купли-продажи газа (№ 074/928).

Для возможности реализации газа необходима его предварительная подготовка – доведение до товарных кондиций (осушка, демеркаптанализация, обессеривание и др.), а также модернизация существующего центрального пункта сбора продукции (ЦПС) и строительство газопровода внешней перекачки газа до пункта сдачи в систему ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». В Дополнении № 1 к Плану разработки содержится описание программы работ оператора на период с 2008 по 2010 год (реализация 3-й очереди разработки). Одна из основных целей 3-ей очереди – достижение 95 – процентного уровня утилизации газа.

Сооружение объектов обустройства 3-ей очереди Харьгинского месторождения разделено на несколько блоков, работы по утилизации газа входят в блок № 4: проектирование, поставки и строительство объектов на территории ЦПС. В рамках реализации мероприятий по прекращению факельного сжигания газа Проект обустройства месторождения на 3-ей

очереди⁹ предусматривает строительство и ввод в эксплуатацию: установок очистки нефти от меркаптанов, очистки газа от сероводорода, установки Клауса и складирования серы, подготовки топливного газа; газопровода товарного газа; объектов доукомплектования и расширения действующего центрального пункта сбора.

Дата ожидаемого прекращения факельного сжигания попутного газа (выход на 95 – процентную утилизацию) неоднократно переносилась, в настоящее время отнесена на 2 квартал 2014 года.

Действующим проектным документом по разработке объектов СРП является «Дополнение к Технологической схеме разработки II, III объектов Харьягинского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра № 5521 от 28 декабря 2012 года), по которому показатель 95–процентной утилизации газа установлен с 2014 года.

Объемы добычи, использования и сжигания на факелах попутного нефтяного газа по компании «Тоталь РРР» по годам, представлены в таблице.

Таблица 36

Объем ПНГ, млн. м3	2005 год	2006 год	2007 год	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год
добыча	105,100	124,600	128,100	132,600	134,530	158,000	175,012	185,500
использование	38,900	39,800	39,000	40,100	45,990	51,000	48,853	50,600
сжигание	66,200	84,800	89,100	92,500	88,580	107,000	126,159	144,900
% сжигания	62,99	68,06	69,56	69,76	65,84	67,72	72,09	78,11
% утилизации	37,01	31,94	30,44	30,24	34,16	32,28	27,91	21,89

Контракт на выполнение работ по модернизации ЦПС был присужден тандему компаний ОАО «ГлобалСтройИнжиниринг» (российский строительный подрядчик) и SNC Lavalin (зарубежный подрядчик по проектированию) в 2010 году.

Работы по комплексу № 4 производились с существенными задержками, вследствие чего выполнен объем, меньший запланированного ПриГС на 2010 - 2012 годы. Фактическое выполнение работ по данному комплексу на 1 января 2013 года составило:

проектирование - 65 процентов (от запланированных на тот период 100 процентов),

закупки - 67 процентов (80 процентов),

строительство - 11 процентов (30 процентов).

По итогам 2012 года причиной существенного недоосвоения в рамках комплекса работ № 4 являются задержки в выполнении проектных работ, которые привели к отсрочке закупок и строительных работ.

По данным «Тоталь РРР» в конце 2012 года ОАО «Глобал СтройИнжиниринг» было принято решение об изменении договорной

⁹ Проектная документация обустройства Харьягинского месторождения на 3-ей очереди разработки «ТЭО. Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 3» выполнена ОАО «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть» по заказу Тимано-Печорского филиала компании ТРРР в 2008 году.

стратегии по проектированию, уменьшению объема по проектированию субподрядным компаниям «СНС-Лавалин» и ОАО «ВНИПИнефть» и передаче данного объема проектному институту ОАО «Гипрокаучук». Руководитель проекта был заменен, представлен обновленный план ликвидации отставания по комплексу работ № 4 и уточненный график работ, демонстрирующий готовность к пуску в 2014 году.

В период с 1 июля 2013 года по настоящее время проведено 2 заседания ПФНО (30 июля и 17 сентября), на которых обсуждались, в том числе, и вопросы хода выполнения работ на комплексе № 4.

Однако до настоящего времени полной уверенности, что работы, направленные на 95-процентную утилизацию газа, будут выполнены в установленный срок (2014 год) у членов ОК нет.

Также следует отметить, что «Тоталь РРР» не предъявляла претензии ОАО «ГлобалСтройИнжиниринг» за срыв сроков строительства комплекса работ № 4, как это предусмотрено договором от 1 марта 2011 г. №.460000991.

Формирование ликвидационных фондов

В соответствии с п. 2 ст. 7 Федерального закона № 225-ФЗ СРП предусматриваются обязательства инвестора по ликвидации всех сооружений, установок и иного имущества по завершении работ по соглашению, а также по очистке от загрязнения территории, на которой проводились работы по соглашению.

Условиями пункта 1 Положения о формировании и использовании ликвидационного фонда при реализации СРП, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 8 июля 1999 г. № 741, определено, что при реализации СРП с целью финансирования работ по консервации и ликвидации горных выработок и всех видов скважин, по демонтажу оборудования и иных сооружений (платформ, металлоконструкций, объектов обустройства и других объектов), по рекультивации использованной территории создается ликвидационный фонд при уполномоченном федеральном органе исполнительной власти, на который возложено осуществление прав и обязательств Российской Федерации по СРП.

Работы по ликвидации выполняются до истечения срока действия соглашения при отказе инвестора от части территории, предусмотренной соглашением, по истечении срока действия соглашения или при досрочном прекращении его действия.

В соглашении должны быть предусмотрены обязательства инвестора по формированию ликвидационного фонда и порядок выполнения работ по ликвидации.

В ходе контрольного мероприятия установлено следующее.

Проект «Сахалин-1»

Условиями параграфа 20.1. статьи XX СРП по проекту «Сахалин-1»

установлено, что в соответствии с Планом ликвидации, одобренным УГО, предусмотрено удаление сооружений и оборудования, использованных при производстве работ по освоению месторождений, или их ликвидация непосредственно на участке обустройства и добычи, возвращение использованных участков в состояние до начала работ по освоению месторождений.

В соответствии с условиями параграфа 20.3 статьи XX СРП по проекту «Сахалин-1» каждая сторона консорциума несет ответственность за накопление средств для финансирования своей, соответствующей ее доле участия, части сметных затрат по плану ликвидации, одобренному в ПРиСР по обустройству и добыче, по каждому участку обустройства и добычи. Эти средства накапливаются каждой стороной консорциума за счет выручки от реализации расходных углеводородов из расчета ежемесячного полученного дохода, умноженного на процентную ставку ЛИБОР, с периода реализации СРП после возмещения всех затрат.

Консорциум открывает для каждого участка обустройства и добычи «Ликвидационный счет» и начинает осуществлять ежемесячную запись на указанный счет после первоначальной реализации углеводородов.

По состоянию на 1 января 2013 года «Эксон НЛ» рассчитан ликвидационный фонд в сумме 459 млн. долларов США, в том числе доля иностранных участников составляет 80 процентов или 367 млн. долларов США и доля российских участников составляет 20 процентов или 92 млн. долларов США.

Однако средства на «Ликвидационный счет», открытый у администратора - банка «JPMorgan», направлены только иностранными членами консорциума в сумме 367 млн. долларов США.

Администратор для российских компаний – членов консорциума до настоящего времени не определен, и средства в сумме 92 млн. долларов США на цели ликвидации последствий деятельности СРП на «Ликвидационный счет» до настоящего времени не перечислены.

Проверкой установлено, что банк – администратор ликвидационного фонда российских участников консорциума до настоящего времени не согласован.

Проект «Сахалин-2»

В ходе контрольного мероприятия установлено, что СРП по проекту «Сахалин-2» не предусматривает порядка (механизма) формирования и использования средств ликвидационного фонда для финансирования мероприятий по выводу объектов из эксплуатации и проведения ликвидационных работ.

Вопрос о создании ликвидационного фонда на НС в проверяемом периоде не обсуждался.

До настоящего времени вопрос по созданию ликвидационного фонда остается открытым.

По информации Минприроды России в условиях падающей добычи по проекту «Сахалин – 2» по окончании лицензионного срока недропользования затраты на вывод объектов проекта из эксплуатации могут в одностороннем порядке перейти на расходы федерального бюджета, существенно минимизируя все выгоды, полученные от проекта.

Проект «Харьягинское месторождение»

В соответствии с СРП по проекту «Харьягинское месторождение» в состав возмещаемых эксплуатационных расходов ежегодно входят расходы на восстановление рабочих мест. В 2012 году на эти цели ОК начислено за счет возмещаемых расходов 8,1 млн. долларов США. При этом по итогам работы за каждый календарный год средства ликвидационного фонда пропорционально участию в проекте направлялись инвесторам проекта. По состоянию на 1 января 2013 года средства ликвидационного фонда (накопленным итогом) в размере 56,7 млн. долларов США направлены:

«Тоталь РРР» - в сумме 22,68 млн. долларов США;

«Статойл АСА» - 17,01 млн. долларов США;

ОАО «Зарубежнефть» - 11,34 млн. долларов США;

ОАО «ННК» - 5,67 млн. долларов США.

Проверкой установлено, что в нарушение пункта 65 приказа Минфина России от 29 июля 1998 г. № 34н «Об утверждении положения по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации» у российских инвесторов СРП по проекту «Харьягинское месторождение» средства ликвидационного фонда на отдельном счете бухгалтерского учета накопленным итогом как расходы будущего периода (резерв) не отражены.

Имущество, созданное в ходе реализации СРП. Проблемные вопросы, связанные с передачей прав собственности на объекты инфраструктуры, построенные в целях развития регионов

В соответствии со статьей 11 Федерального закона № 225-ФЗ имущество, вновь созданное или приобретенное инвестором и используемое им для выполнения работ по соглашению, является собственностью инвестора.

Право собственности на указанное имущество может перейти от инвестора к государству со дня, когда стоимость указанного имущества полностью возмещена, или со дня прекращения соглашения, или с иного согласованного сторонами дня на условиях и в порядке, которые предусмотрены соглашением. При этом в течение срока действия соглашения инвестору предоставляется исключительное право на пользование таким имуществом на безвозмездной основе для проведения работ по соглашению, и инвестор несет бремя содержания находящегося в его пользовании имущества и риск его случайной гибели или случайного повреждения.

В случае перехода к государству права собственности на указанное имущество это имущество относится к федеральной собственности. Порядок

дальнейшего использования указанного имущества определяется Правительством Российской Федерации.

Проект «Сахалин-1»

В соответствии с положениями статьи XIX СРП по проекту «Сахалин-1» права собственности консорциума на все имущество, приобретенное или созданное для использования в ходе работ по освоению месторождений, передается государству в конце календарного года, в котором консорциум полностью возместит свои затраты на такое имущество.

По состоянию на 1 января 2012 года все возмещаемые затраты, понесенные консорциумом по проекту «Сахалин-1», возмещены государством полностью. Однако имущество государству не передано.

По данным годового отчета «Эксон НЛ» по состоянию на 1 января 2013 года на балансе числились внеоборотные активы на общую сумму 16 956,7 млн. долларов США, в том числе основные средства – 11 109,8 млн. долларов США, незавершенное строительство – 5 614,2 млн. долларов США, нематериальные активы – 232,7 млн. долларов США.

Анализ движения основных средств показал, что балансовая стоимость имущества за 2012 год увеличилась на 1 948,9 млн. долларов США за счет ввода в эксплуатацию объектов незавершенного строительства, приобретения основных средств.

Объекты недвижимого имущества: 159 единиц общей стоимостью 10 486,8 млн. долларов США, числящиеся в учете «Эксон НЛ», зарегистрированы в Едином Государственном реестре прав на недвижимое имущество и сделок с ним на «Эксон НЛ».

Следует отметить, что система учета «Эксон НЛ» не позволяет учитывать основные средства пообъектно (учет ведется укрупненно), тем самым увеличивает риски утраты имущества, стоимость которого уже возмещена Российской Федерацией.

В результате на основные производственные объекты относится стоимость не только самого объекта, но и инфраструктуры, такой как «модернизация морского порта Холмский», «расширение аэропорта Ноглики», реконструкция автодорог, мостов, поликлиник и иных объектов.

В случае передачи имущества от «Эксон НЛ» государству существует риск, что объекты инфраструктуры, построенные (модернизированные) в счет возмещаемых расходов и расположенные вне производственных объектов, не войдут в реестр передаваемого имущества, в результате чего право собственности на них Российской Федерацией может быть утеряно.

По данным Оператора за весь период реализации проекта по состоянию на 1 января 2013 года на инвестирование в объекты социального значения, созданные в интересах развития региона, им потрачено 54 315,7 тыс. долларов США (без учета «модернизации Морского порта Холмский» и «расширение аэропорта Ноглики»). В настоящее время продолжается осуществление проекта по модернизации и использованию полигона для захоронения отходов в

поселке Ноглики (договор от 26 января 2007 г. № У-01758).

Также из переписки оператора с Правительством Сахалинской области (письмо Губернатора Сахалинской области А.В. Хорошавина от 3 октября 2010 г. № 1-6086) следует, что Правительство Сахалинской области подтверждает расходы оператора в период 2002 - 2011 годов в размере 3,1 млрд. рублей, направленные на ремонт (реконструкцию) автомобильных дорог Сахалинской области. Затраты (возмещаемые) на создание таких объектов также отнесены на стоимость производственных объектов на месторождениях.

В ходе выборочной проверки выполнения договоров по проекту «Сахалин-1» установлено, что при заключении договоров на фрахтование морских судов в стоимость услуг было включено возмещение капитальных затрат. В результате стоимость долгосрочной аренды (10 лет) сопоставима со стоимостью создания (строительства) судов¹⁰. Однако при заключении договора фрахтования полностью оплаченное государством имущество никогда не перейдет в его собственность. При этом затраты на капитализацию отнесены на возмещаемые эксплуатационные расходы.

Так, по договору от 16 декабря 2010 г. № А2227163 на фрахтование судна снабжения «Витус Беринг», заключенного «Эксон НЛ» с компанией-судовладельцем «Дафне Лайн Шиппинг Кампани Лимитед» (Кипр), стоимость суточной аренды судна в течение первого срока (10 лет) составляет 44,5 тыс. долларов США, в том числе 35,7 тыс. долларов США – компонент капитализации, 3,5 тыс. долларов США – операционный компонент и 5,3 тыс. долларов США – компонент укомплектования экипажем.

Кроме того, дополнительное оборудование на судно, топливо, пресную воду, погрузку-разгрузку груза, очистку грузовых трюмов и пространств, все швартовы, стропы и специальные ходовые канаты, используемые при погрузке и для работ в море, проживание и питание каждого назначенного сотрудника фрахтователя обеспечивает фрахтователь дополнительно.

В результате за первый срок (10 лет) фрахта судна «Эксон НЛ» возмещение капитальных затрат владельцу составят около 130 млн. долларов США. А при досрочном расторжении договора по инициативе «Эксон НЛ» фрахтователь обязан выплатить полную стоимость фрахта за весь первый срок (220 млн. долларов США), за минусом уже оплаченных средств за фактическое время фрахтования судна.

Судно снабжения «Витус Беринг» построено 21 декабря 2012 года в Финляндии по заказу «Эксон НЛ», флаг – Россия, порт приписки – Санкт Петербург, собственник – «Дафне Лайн Шиппинг Кампани Лимитед» (Кипр), добавлен в Регистрационную книгу судов 21 декабря 2012 года под номером

¹⁰ По данным СМИ, www.korabli.eu от 21 декабря 2012 года: ОАО «Совкомфлот» привлекло 160 млн. долларов США на 12 лет от Finnvera plc, Finnish Export Credit Ltd. и ING BANK N.V. на строительство новых ледокольных судов снабжения «Витус Беринг» и «Алексей Чирков».

111097.

Аналогичные договоры фрахтования, заключенные «Эксон НЛ», действуют в настоящее время:

договор от 30 ноября 2010 г. № А2273481 с ООО «СКФ Шельф» со сроком действия до 1 июня 2023 года на фрахт судна снабжения «Алексей Чириков». Условия фрахтования идентичны условиям по договору на фрахт судна снабжения «Витус Беринг». В результате за первый срок фрахта судна (10 лет) «Эксон НЛ» возмещение капитальных затрат владельцу составят около 130 млн. долларов США.

Судно снабжения «Алексей Чириков» построено 19 апреля 2013 года в Финляндии по заказу «Эксон НЛ», флаг – Россия, порт приписки – Санкт - Петербург, собственник – «Глобал Челенге Шиппинг Кампани Лимитед» (Кипр), добавлен в Регистрационную книгу судов с 19 апреля 2013 года под номером 111107;

договор от 1 сентября 2006 года, без номера, заключенного с «Де-Кастри Тагз» на фрахт буксира ледокольного типа Р-116 «Полар Певек», со сроком действия до 1 сентября 2020 года. На момент проверки расходы по аренде уже составили 200,6 млн. долларов США.

Судно буксир ледокольного типа Р-116 «Поллар Певек» построено 27 июня 2006 года в Румынии по заказу «Эксон НЛ», флаг – Россия, порт приписки – Холмск, собственник – компания «Полар Певек Лтд.» (Кипр), добавлен в Регистрационную книгу судов с 2006 года под номером 050601;

договор от 22 июля 2003 г. № А138612 с «Естерн Шиппинг Кампани» (Кипр), со сроком действия до 30 августа 2020 года на фрахт ледокольного судна. Стоимость суточной аренды судна первые пять лет составляет 45,08 тыс. долларов США, последующие пять лет – 38,5 тыс. долларов США. На момент проверки по указанному договору затраты уже составили 257,6 млн. долларов США.

Таким образом, проверкой установлено, что вопросы, связанные с передачей имущества Российской Федерации, на заседания УГО в проверяемом периоде не выносились и не рассматривались.

Проект «Сахалин-2»

Проверкой установлено, что по состоянию на 1 января 2013 года на балансе «Сахалин-Энерджи» числится активов, созданных за счет возмещаемых капитальных затрат, на общую сумму 23 825,6 млн. долларов США.

По состоянию на 1 января 2013 года зарегистрировано на «Сахалин Энерджи» недвижимое имущество в Едином Государственном реестре прав на

недвижимое имущество и сделок с ним 937 объектов с общей первоначальной стоимостью 19 303, 2 млн. долларов США. В стадии регистрации находился 91 объект.

Система учета «Сахалин Энерджи» не позволяет учитывать основные

средства пообъектно (учет ведется укрупненно), тем самым увеличивает риски утраты имущества, стоимость которого уже возмещена Российской Федерацией.

В результате на основные производственные объекты относится стоимость не только самого объекта, но и инфраструктуры, таких как «Расширение аэропорта Ноглики» и «Модернизация морского порта Холмский», реконструкция автодорог и иных объектов.

Установлено, что в 2012 году была проведена инвентаризация основных средств, в результате которой выявлена недостача в размере 365,0 тыс. долларов США, которая по итогам 2012 года исключена из возмещаемых расходов.

Следует также отметить, что в ходе инвентаризации было выявлено большое количество излишков основных средств (1 132 единицы). Стоимость выявленных излишков «Сахалин-Энерджи» не определялась, они приходовались в учете по наименованиям с нулевой стоимостью.

Позиция компании заключается в том, что стоимость излишков уже была включена в состав затрат в прошлом в составе крупных капитальных объектов. Таким образом, бухгалтерский учет компании не обеспечивает объективную оценку по каждому объекту основных средств.

В ходе выборочной проверки выполнения договоров по проекту «Сахалин-2» установлено, что при заключении договоров на фрахтование морских судов стоимость долгосрочной аренды (10 лет) сопоставима со стоимостью создания (строительства) судов (аналогично проекту «Сахалин-1»). Однако при заключении договоров фрахтования практически полностью оплаченное государством имущество никогда не перейдет в его собственность.

Такая же позиция «Сахалин Энерджи» сложилась и в отношении обеспечения сотрудников помещениями. В соответствии с долгосрочными договорами аренды жилых и нежилых помещений в г. Южно-Сахалинске затраты оператора на аренду сопоставимы со стоимостью этих помещений. Но практически оплаченные помещения государством (за счет возмещаемых расходов) никогда не перейдут в его собственность.

В 2012 году действовало 146 договоров аренды помещений в г. Южно-Сахалинске (14,7 тыс. квадратных метров), возмещаемые расходы по ним за год составили 5,6 млн. долларов США.

Наиболее крупным договором аренды помещений является договор субаренды от 1 августа 2010 г. № У05851, заключенный «Сахалин Энерджи» с ООО «Твой Дом». По указанному договору «Сахалин Энерджи» на длительный

срок арендует жилые (88 квартир) и нежилые помещения общей площадью 7,5 тыс. квадратных метров.

Ежемесячная арендная плата по указанному договору составляет 5,9 млн. рублей (без НДС). По состоянию на 1 сентября 2013 года оплата по договору (с 1 августа 2010 года) составила 231,2 млн. рублей или 38 тыс. рублей за

один квадратный метр. Кроме того, за этот же период дополнительно оплачены коммунальные платежи (договор Y058516) по указанным помещениям в размере 15,4 млн. рублей. Общая стоимость аренды с коммунальными платежами составили 246,6 млн. рублей (с НДС – 291 млн. рублей), которые отнесены на возмещаемые расходы в соответствующих периодах.

При этом следует отметить, что в соответствии с приказом Минрегиона России от 27 декабря 2012 г. № 554 «О стоимости одного квадратного метра общей площади жилого помещения, предназначенной для определения в 2013 году размера предельной стоимости одного квадратного метра общей площади жилых помещений, используемой при приобретении жилых помещений в рамках реализации Федерального закона от 21 июля 2007 г. № 185-ФЗ «О фонде содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства», жилье в Сахалинской области приобреталось по цене 34,6 тыс. рублей за 1 кв. метр.

До конца срока аренды (2015 год) по указанному договору стоимость одного метра составит более 60 тыс. рублей.

Также следует отметить, что пунктом 3.2. договора № Y05851 стороны подтвердили, что собственники помещений (физические лица) на момент заключения указанного договора имели задолженность перед «Сахалин Энерджи» в размере 11 млн. рублей, которая была погашена в соответствии с графиком (приложение к договору № 2) в течение полутора лет путем зачета части арендной платы.

Фактически собственники помещений, заняв средства у «Сахалин Энерджи» в июле 2009 года, приобрели с помощью ипотеки помещения, которые впоследствии ему же сдали в аренду.

Следует отметить, что по данным «Сахалин Энерджи» по состоянию на 1 сентября 2013 года потребность в служебном жилье для обеспечения сотрудников и прикомандированных специалистов составляла 556 квартир, которые в соответствии с утвержденным компанией «компенсационным пакетом» им обязаны предоставить.

При согласовании ПРСР-2013 на заседании технического комитета РГ НС 22 ноября 2012 года «Сахалин Энерджи» предложило российской стороне варианты обеспечения жильем сотрудников компании, в том числе путем строительства дополнительного жилья на имеющихся земельных участках. Однако до настоящего времени данный вопрос на НС не выносился.

Для Российской Федерации вариант получения по результатам реализации СРП жилья в собственность более предпочтителен варианту аренды при условии равнозначного объема затрат.

В соответствии с пунктом 19 (Б) СРП по проекту «Сахалин-2» переход права собственности на имущество, созданное в рамках проекта, российской стороне происходит после полного возмещения компании капитальных затрат, понесенных в связи с таким имуществом, и выполнения всех обязательств по соответствующим финансовым документам. При этом термин в соответствии с

СРП «Финансовые документы означают любые соглашения о предоставлении кредитов, залоге, обеспечении, о залоговом счете, о ссудном счете по строительству и иные соглашения, регулирующие вопросы финансирования (или рефинансирования) и обеспечения кредитов в связи с освоением и разработкой лицензионного участка, реализацией и использованием одного или нескольких проектов и их частей».

По состоянию на 1 апреля 2012 года все затраты по проекту возмещены государством. Однако при оформлении кредитов в 2008 – 2009 годах у «JBIC» и международного консорциума коммерческих банков «Сахалин Энерджи» в качестве залогового обеспечения оформил ограничение права собственности практически на все имущество по проекту «Сахалин-2».

Учитывая, что срок погашения кредитов – 2021 год, имущество, созданное в рамках проекта «Сахалин-2», не может быть передано Российской Федерации до 2021 года.

Проект «Харьягинское месторождение»

В соответствии со статьей 15 СРП по проекту «Харьягинское месторождение» все имущество, приобретенное оператором в рамках реализации проекта, перейдет в собственность государства, после того как ему будут возмещены затраты, связанные с приобретением этого имущества. По состоянию на 1 января 2007 года все затраты на капитальные вложения возмещены государством.

Согласно отчету «Тоталь PPP» по состоянию на 1 января 2013 года на учете компании числится внеоборотных активов, созданных за счет возмещаемых капитальных затрат, на общую сумму 1 308,6 млн. долларов США, в том числе:

798 объектов в эксплуатации общей стоимостью 691,5 млн. долларов США;

150 объектов незавершенного строительства общей стоимостью 617,1 млн. долларов США.

Учет основных средств ведется в соответствии с положением по бухгалтерскому учету, предусмотренному СРП, по каждому объекту основных средств.

Установлено, что вопросы, связанные с передачей имущества Российской Федерации на заседания ОК в проверяемом периоде не вносились и не рассматривались.

В целом по действующим СРП имущество, созданное за счет возмещаемых расходов, компенсированных углеводородами Российской Федерацией в полном объеме, в собственность Российской Федерации не передано.

В проверяемом периоде Минэнерго России, как уполномоченным органом по реализации СРП, велась переписка по вопросу передачи в собственность Российской Федерации имущества с Росимуществом, Минэкономразвития России.

Согласно пункту 1 постановления Правительства Российской Федерации от 5 июня 2008 г. № 432 «О Федеральном агентстве по управлению государственным имуществом» Росимущество является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по управлению федеральным имуществом, к которому в соответствии со статьей 11 Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции» должно быть отнесено имущество, созданное в ходе реализации СРП. Пунктом 5.13 указанного постановления определено, что Росимущество осуществляет приобретение имущества в федеральную собственность. Учитывая, что возмещаемые расходы являются затратами Российской Федерации, то имущество, созданное в ходе выполнения СРП, уже приобретено государством.

Право собственности на имущество, приобретенного Российской Федерацией, регламентируется статьей 218 Гражданского кодекса Российской Федерации.

Также в соответствии с положениями СРП переданное Российской Федерации имущество продолжает эксплуатироваться до окончания срока реализации проекта операторами, средства на содержание этого имущества включаются в возмещаемые расходы.

Минэнерго России письмом от 26 марта 2013 г. № МК-2621/05 в адрес Минэкономразвития России и Росимущества изложило вышеперечисленные аргументы.

Однако Росимущество (письмо от 14 марта 2013 г. № ДП-08/10680) и Минэкономразвития России (письмо от 31 мая 2013 г. № 10768-СБ/ДО74) в своих ответах указали, что считают невозможным поддержать принятие имущества, созданного и приобретенного в ходе реализации СРП, в казну Российской Федерации без определения его дальнейшего правообладателя.

В результате не согласованных действий федеральных органов исполнительной власти оплаченное государством имущество, не обремененное кредитными обязательствами, стоимостью свыше 11,8 млрд. долларов США в собственность Российской Федерации не принято.

Так, например, построенный для целей реализации проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» имущественный комплекс «расширение аэропорта «Ноглики», состоящий из 28 объектов инфраструктуры, включая взлетно-посадочную полосу, здание аэровокзала, ангары для самолетов, пожарное депо, иные объекты и оборудование, общей стоимостью около 38 млн. долларов США используется ОАО «Аэропорт «Ноглики» без правоустанавливающих документов. В Едином государственном реестре прав на недвижимое имущество и сделок с ним указанный имущественный комплекс «расширение аэропорта «Ноглики» не зарегистрирован.

Уставный капитал ОАО «Аэропорт Ноглики» (100 процентов акций Российской Федерации) на момент проверки составлял 6 млн. рублей.

Следует отметить, что в отчете по результатам аналогичного контрольного мероприятия за 2011 год Счетная палата Российской

Федерации высказала беспокойство относительно включения ОАО «Аэропорт «Ноглики» в «Перечень открытых акционерных обществ, находящиеся в федеральной собственности, акции которых планируются к приватизации в 2011 – 2013 годах» (распоряжение Правительства Российской Федерации от 27 ноября 2010 г. № 2102-р).

В настоящее время ОАО «Аэропорт «Ноглики» исключен из указанного перечня распоряжением Правительства Российской Федерации от 29 августа 2013 г. № 1529-р.

Реализация распоряжения Правительства Российской Федерации от 6 сентября 2011 г. № 1539-р

В ходе контрольного мероприятия установлено следующее:

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 6 сентября 2011 г. № 1539-р Минэнерго России заключило договор с ОАО «Газпром» от 19 сентября 2011 г. № 11/1 об уступке прав на получение доходов в натуральной форме (природный газ), причитающихся Российской Федерации в счет регулярных платежей за добычу полезных ископаемых (роялти) и в виде доли (части доли) прибыльной продукции от реализации соглашения о разработке Пильтун-Астохского и Лунского месторождений нефти и газа на условиях раздела продукции (далее – Договор об уступке прав). Срок действия договора - до 31 декабря 2014 года.

«Сахалин-Энерджи» погасила обязательства по оплате роялти за 2012 год в сумме 702 656,4 тыс. долларов США, в том числе:

в денежном выражении путем перечислений в консолидированный бюджет Российской Федерации – 154 702,3 тыс. долларов США;

в натуральном выражении 547 954,0 тыс. долларов США, в том числе за фактическое количество природного газа, переданного в 2012 году ОАО «Газпром» для поставок потребителям ДФО (1 105,0 млн. кубических метров или 42 965 030 млн. БТЕ) – 495 487,0 тыс. долларов США (по средней цене 449,3 долларов за 1 тыс. кубических метров) и объем не принятого газа в период с августа по сентябрь 2012 года, который считается «условно принятым» (4 703 616 млн. БТЕ) – 52 476 тыс. долларов США.

ОАО «Газпром» (его дочерняя компания ООО «Газпром межрегионгаз Новосибирск») в свою очередь отгрузил потребителям 1 115,9 млн. кубических метров газа (с учетом переходящего остатка на 1 января 2012 года), что на 123,9 млн. кубических метров ниже прогнозных объемов (1 239,8 млн. кубических метров).

Перечисление доходов от реализации природного газа потребителям ДФО осуществлялся ОАО «Газпром» в соответствии с утвержденными Минэнерго России ежемесячными отчетами.

Следует отметить, что в 2011 - 2012 годах при перекачке газа по газотранспортной системе «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» имели место факты аварий и гидратных пробок в газопроводе.

Начало реализации Договора об уступке прав пришлось на период, когда объект капитального строительства «Магистральный газопровод Сахалин-

Хабаровск-Владивосток. I пусковой комплекс» находился в стадии незавершенного строительства. Итоговые проверки не проводились, заключение на ввод объекта в эксплуатацию не выдавалось. Однако поставки газа начались.

Установлено, что разрешение на ввод в эксплуатацию объекта строительства «Магистральный газопровод Сахалин-Хабаровск-Владивосток. I пусковой комплекс» выдано Минрегионразвития России только через 15 месяцев после начала эксплуатации 25 декабря 2012 г. № RU-35-MPP-ATЭС.

В нарушение пункта 5 постановления Правительства Российской Федерации от 24 ноября 1998 г. № 1371 «О регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов» документы ОАО «Газпром» для регистрации указанного объекта в Государственном реестре опасных производственных объектов в Дальневосточное управление Ростехнадзора не представлены.

Следует отметить, что газ, получаемый ОАО «Газпром» по Договору об уступке прав, в проверяемом периоде направлялся как потребителям ДФО, так и был использован на собственные нужды при пуско-наладочных работах и при аварийных ситуациях в газотранспортной системе. Всего за период с октября 2011 года по май 2013 года на собственные нужды ОАО «Газпром трансгаз Томск» было потрачено около 95 млн. кубических метров природного газа. При этом разница в ценах на природный газ, реализуемый по проекту «Сахалин-2» на внешний рынок (около 449 долларов США) и на внутренний рынок для потребителей ДФО (около 125 долларов США), в 2012 году составляла около 326 долларов США за 1 тыс. кубический метр.

Также в ходе анализа материалов судебной практики установлено, что в арбитражных судах рассматривались дела о возмещении ущерба ОАО «Газпром», причиненного получателю ДФО (ОАО «Дальневосточная генерирующая компания») в результате срыва поставки газа, на общую сумму 215 млн. рублей.

Указанные факты свидетельствуют о проблемах, возникающих в ходе исполнения ОАО «Газпром» Договора об уступке прав.

В соответствии с пунктом 3 г) Договора об уступке прав Минэнерго России (цедент) обязан проводить документарные и выездные проверки исполнения договора, в том числе с привлечением аудиторских и иных экспертных организаций, не реже 1 раза в год.

Проверкой установлено, что в 2012 году Минэнерго России проверку исполнения Договора об уступке прав не проводило. В сентябре 2013 года проверка проведена, однако на момент завершения контрольного мероприятия ее итоги не подведены.

На заседании НС 25 сентября 2013 года акционерами «Сахалин Энерджи» (ОАО «Газпром») был поднят вопрос о подготовке документов в адрес Правительства Российской Федерации по продлению срока распоряжения Правительства Российской Федерации № 1539-р до 2041 года (до конца срока реализации проекта).

2 октября 2013 года в Минэнерго России проведена рабочая встреча с представителями заинтересованных органов исполнительной власти (Минэнерго России, Минфин России, Минэкономразвития России, ФСТ России, Правительство Сахалинской области) и ОАО «Газпром» по вопросу продления действия указанного распоряжения.

По результатам встречи решение не принято, проработка вопроса продолжается.

Следует особо отметить, что указанное распоряжение издавалось исключительно с целью ускорения поставок газа потребителям Сахалинской области и Приморского края, в том числе на объекты саммита АТЭС. Согласно распоряжению доходы, причитающиеся Российской Федерации, в счет роялти и в виде доли прибыльной продукции выплачиваются только до декабря 2014 года (включительно).

Указанные выплаты в натуральной форме приводят к снижению доходов государства. Так федеральный бюджет в 2012 году недополучил доходов около 18 млрд. рублей. При формировании проекта федерального закона «О федеральном бюджете на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов» Минфином России учтены доходы в виде платежей за добычу полезных ископаемых от реализации проекта «Сахалин-2» на 2015 и 2016 годы в объеме, рассчитанном исходя из цен газа на внешнем рынке.

В случае продления срока действия распоряжения Правительства Российской Федерации № 1539-р до 2041 года консолидированный бюджет Российской Федерации не дополучит доходов в размере 12 млрд. долларов США.

Следует также отметить, что в соответствии с Восточной газовой программой, утвержденной приказом Минпромэнерго России от 3 сентября 2007 г. № 340, в сырьевой ресурс газификации ДФО, начиная с 2015 года, включен природный газ Киринского месторождения (проект «Сахалин-3»).

Расчет роялти по проекту «Сахалин-2»

Анализ вопросов, обсуждаемых представителями государства в НС по проекту «Сахалин-2», показал, что на протяжении ряда лет имеет место проблема по расчету платы за пользование недрами (роялти).

Следует отметить, что на протяжении 2011 – 2013 годов между Межрайонной ИФНС России № 1 по Сахалинской области (далее – Налоговая инспекция) и «Сахалин Энерджи» ведутся судебные разбирательства на предмет правомерности проверки исчисления платы за пользование недрами (роялти).

В нарушение пункта 14(с) СРП по проекту «Сахалин-2» (акт Налоговой инспекции от 27 июня 2012 г. № 12-12/153) при расчете платы за пользование недрами в 2008 – 2010 годах «Сахалин Энерджи» неправомерно уменьшила объем УГВ, замеренный с помощью установленных систем измерений у фланца на выходе ОБТК, на объем УГВ, использованных для собственных нужд после фланца на выходе ОБТК по нефти - на 1 992,5 тыс. баррелей и по газу - на 2 608,6 млн. кубических метров. Это привело к занижению базы для расчета

платы за пользование недрами на такие же объемы. В результате роялти (6 процентов от объема УГВ) в период 2008 – 2010 годы, занижена на 57 254,4 тыс. долларов США, что в рублевом эквиваленте составило 1 700,1 млн. рублей.

Не согласившись с решением Налоговой инспекции и результатами рассмотрения апелляционной жалобы Управлением ФНС России по Сахалинской области, компания обратилась с заявлением в Арбитражный суд Сахалинской области. В настоящее время по арбитражному делу № А59-5311/2012 состоялось несколько судебных заседаний. Решением Арбитражного суда Сахалинской области (от 15 августа 2013 года) в удовлетворении требований «Сахалин Энерджи» к Налоговой инспекции было отказано в полном объеме. Однако дело не закрыто. «Сахалин Энерджи» в сентябре 2013 года обратилась в Пятый арбитражный апелляционный суд об отмене вышеуказанного решения Арбитражного суда Сахалинской области.

По расчетам «Сахалин Энерджи» роялти за 2012 год составляет 702 656,4 тыс. долларов США. При этом из объемов УГВ, замеренных на выходном фланце ОБТК, исключены объемы УГВ, используемые на ведение работ компанией, в размере по газу - 1 323 874,1 тыс. кубических метров, по нефти - 4 200 баррелей.

В случае включения объема УГВ, используемого на ведение работ компанией, в базу для расчета роялти, сумма роялти за 2012 год составит 737 954,7 тыс. долларов США. Разница составляет 35 298,3 тыс. долларов США.

Взаимодействие Управления ФНС России по Сахалинской области с государственными органами исполнительной власти в связи с выработкой единой позиции по защите интересов Российской Федерации при реализации условий СРП осуществляется через Федеральную налоговую службу.

В целях выработки единой позиции Управление ФНС России по Сахалинской области за 2012 - 2013 годы обращалось через Федеральную налоговую службу по различным методологическим вопросам в Минэнерго России, Минфин России, Минприроды России.

Минэнерго России, как уполномоченный государственный орган по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере освоения компаниями-операторами проектов месторождений углеводородного сырья на основе СРП, провело юридическую экспертизу по вопросу расчета роялти по проекту «Сахалин-2».

По результатам экспертизы, выполненной уполномоченной организацией ООО «ЭКАП» по государственному контракту от 11 июня 2013 г. № 13/04020010400.244/03/73, установлено, что «Сахалин Энерджи» в нарушение СРП по проекту «Сахалин-2» необоснованно занижает объем УГВ, замеренных на выходном фланце ОБТК, путем исключения УГВ, используемых на ведение работ для собственных нужд.

Кроме того, сделан вывод о том, что ставка роялти, установленная в СРП (6 процентов), является низкой. Более низкие ставки применяются в

международной практике только в определенные периоды времени до начала полномасштабной добычи, после чего они устанавливаются на уровне 10 – 15 процентов.

Выбранный в СРП по проекту «Сахалин-2» пункт замера – ОБТК – соответствует международной практике определения роялти.

Создание полигонов захоронения твердых бытовых отходов

По итогам выполнения СРП по проектам «Сахалин-1» и «Сахалин-2» за 2011 год было отмечено, что задержка строительства полигонов захоронения, необходимых для утилизации твердых бытовых отходов (далее – ТБО), получаемых в результате деятельности по проектам, может привести к негативным последствиям и загрязнению окружающей среды.

ПРиСР по проектам «Сахалин-2» и «Сахалин-1» на 2013 год, утвержденные НС и УГО, предусматривают расходы на строительство полигонов ТБО, при этом фактическое использование этих средств возможно лишь после согласования механизма финансирования данных проектов с Минфином России.

Компании «Эксон НЛ» и «Сахалин Энерджи» совместно с представителями Правительства Сахалинской области рассмотрели механизмы финансирования проектов создания полигонов захоронения ТБО и пришли к выводу, что наиболее оптимальным является инвестиционный договор. Данная форма финансирования, по их мнению, позволит учесть интересы как операторов проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», так и муниципальных образований Сахалинской области.

В ближайшей перспективе операторы проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» планируют осуществлять на территории Сахалинской области разработку и освоение ряда крупных нефтегазовых проектов, таких как Месторождение Аркутун-Даги и Северное Чайво по проекту «Сахалин-1», Южный Пильтун по проекту «Сахалин-2», что приведет к увеличению объемов ТБО.

В связи с этим большую актуальность для Сахалинской области приобретает вопрос строительства полигонов ТБО в г. Корсакове, где расположен завод СПГ, в г. Холмске, через порт которого осуществляется доставка и хранение всех необходимых грузов для проектов, в Ноглинском районе, где располагаются и реализуются проекты.

По информации Минприроды Сахалинской области, полученной в ходе контрольного мероприятия, существующие полигоны ТБО в г. Корсакове, г. Холмске, пос. Ноглики и пос. Смирных переполнены (остаточный срок эксплуатации рассчитан менее, чем на три года).

Срочность принятия положительного решения также обусловлена тем, что в г. Холмске, пос. Ноглики строительство полигонов ТБО возможно только на землях лесного фонда, процесс перевода которых в земли промышленности или иного специального назначения занимает порядка 1 – 1,5 лет.

13 апреля 2012 года распоряжением Министерства лесного и охотничьего

хозяйства Сахалинской области от 13 апреля 2012 г. № 137-р утверждены материалы по изменению границ лесов зеленой зоны, расположенной в границах Холмского лесничества Сахалинской области, сменив назначение земель с «лесов зеленой зоны» на «эксплуатационные леса» площадью 600 га.

Минприроды Сахалинской области дважды обращалось в Минфин России (26 апреля, 1 июля 2013 года) с вопросом о согласовании применения инвестиционного договора в качестве инструмента финансирования работ по строительству полигонов ТБО в Холмском и Корсаковском районах, при этом затраты на строительство признать возмещаемыми.

До настоящего времени ответ из Минфина России не получен.

Уполномоченными представителями государства (Минэнерго России, Минфин России, Минприроды России, Администрации Сахалинской области) на заседаниях УГО и НС вопрос о строительстве полигонов ТБО в проверяемом периоде не рассматривался.

Однако без активной, слаженной работы представителей государства (Минэнерго России, Минфин России, Минприроды России, Правительства Сахалинской области) в уполномоченных комитетах по СРП проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» вопрос о строительстве полигонов ТБО будет оставаться не решенным на неопределенное время, что может привести к негативным последствиям и загрязнению окружающей среды.

Анализ соблюдения законодательства Российской Федерации, установленного в отношении таможенного оформления товаров, перемещаемых в рамках действующих СРП

Основные таможенные операции, связанные с помещением под таможенную процедуру товаров, перемещаемых в рамках реализации СРП «Сахалин-1», производились в Сахалинской, Центральной энергетической и Находкинской таможнях. В рамках реализации СРП «Сахалин-2» – в Сахалинской и Центральной энергетической таможнях.

В Сахалинской таможне таможенное оформление и таможенный контроль перемещаемых товаров в рамках СРП осуществляли Корсаковский, Южно-Сахалинский, Холмский таможенные посты.

Таможенные операции в рамках реализации «Харьгинского СРП» производились в Сыктывкарской (Санкт-Петербургской), Московской областной, Шереметьевской и Центральной энергетической таможнях.

Таможенное оформление вывоза углеводородного сырья в рамках СРП «Сахалин-1», «Сахалин-2» и в рамках проекта «Харьгинское месторождение» осуществлялось в основном в 2012 году и 1 полугодии 2013 года в Центральной энергетической таможне.

При таможенном оформлении и контроле перемещаемых в рамках СРП товаров с применением льгот таможенные органы руководствовались Таможенным кодексом Таможенного союза, Налоговым кодексом Российской Федерации, Федеральным законом «О соглашениях о разделе продукции», постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января

2004 г. № 25 «Об утверждении перечня документов, представляемых инвестором по соглашению о разделе продукции в таможенные органы Российской Федерации для освобождения от уплаты таможенной пошлины на товары, ввозимые на таможенную территорию Российской Федерации для целей соглашения, а также на вывозимую с таможенной территории Российской Федерации продукцию, произведенную в соответствии с условиями соглашения» (далее - постановление Правительства Российской Федерации № 25), положениями самих СРП и другими нормативными актами.

В соответствии с пунктом 15 статьи 346.35 Налогового кодекса Российской Федерации при выполнении СРП, заключенных до вступления в силу Федерального закона № 225-ФЗ, в случае несоответствия положений Налогового кодекса Российской Федерации и (или) иных актов законодательства Российской Федерации о налогах и сборах, актов законодательства субъектов Российской Федерации о налогах и сборах, нормативных правовых актов представительных органов местного самоуправления о налогах и сборах условиям соглашений («Сахалин – 1», «Сахалин – 2», «Харьягинское месторождение»), применяются условия таких соглашений.

Проверка показала, что имеются отдельные проблемы с осуществлением таможенного оформления и контроля товаров, перемещаемых при реализации СРП, наличие которых обусловлено как положениями самих соглашений, так и отсутствием в нормативных правовых актах Российской Федерации необходимых норм, обеспечивающих возможность осуществлять такой контроль в полной мере.

Одной из основных проблем осуществления таможенного контроля при ввозе товаров в рамках СРП остается недостаточность документального подтверждения обоснованности и правомерности предоставления льгот по уплате таможенных пошлин и налогов.

Постановлением Правительства Российской Федерации № 25 (пункт 2) предусмотрено, что инвестором представляются в таможенные органы программа работ и смета расходов на соответствующий год, подтверждающая использование ввозимых на таможенную территорию Российской Федерации товаров для целей СРП. При этом требования по оформлению и заполнению программ работ и смет расходов в нормативном порядке не определены.

Представляемые ежегодно в таможенные органы ПРиСР (ПРиГС) формируются инвесторами в разрезе проектов и видов деятельности по укрупненным статьям расходов (затрат) и включают в себя все затраты для выполнения работ по проекту, производимые операторами соглашений как на территории Российской Федерации, так и при ввозе товаров, что не позволяет в полной мере подтвердить в ходе таможенного оформления предназначение ввозимых товаров для целей выполнения работ по СРП и определить соответствие ввозимых товаров программе работ.

Отсутствие в смете расходов выделенных затрат по импортной составляющей, то есть суммы необходимых расходов по импорту

оборудования и других товаров, делает невозможным осуществление контроля исполнения сметы расходов в части, касающейся стоимостных объемов ввозимых товаров, по которым предоставлены льготы.

Счетная палата Российской Федерации, начиная с 2006 года, неоднократно обращала внимание Правительства Российской Федерации на имеющуюся проблему оформления и заполнения ПРиСР и необходимость внесения соответствующих изменений в нормативные правовые акты в части определения формы ПРиСР, но данный вопрос не решен.

При этом отсутствие утвержденной номенклатуры товаров в ПРиСР позволяет участникам проектов на льготных основаниях ввозить различные вспомогательные материалы и товары. Например, в 2012 году с освобождением от уплаты таможенных пошлин были оформлены симулятор игры в гольф с необходимыми принадлежностями (сетка для ловли мячей, искусственный газон, спортивный инвентарь), сувениры, информационные печатные учебные материалы, боксерские перчатки и пр.

Стоимость товаров, перемещаемых через таможенную границу Российской Федерации, по конкретным товарам не расшифрована в смете расходов, что не позволяет контролировать расходы по статьям сметы.

Согласно информации Сахалинской таможни при формировании сметы расходов на год инвесторы закладывают в статьи затрат стоимость предполагаемых к ввозу товаров по величине, определяемой непосредственно ими самими, и в дальнейшем эта стоимость указывается в коммерческих документах. При этом таможней отмечается регулярный ввоз и оформление оборудования и расходных материалов по стоимости, превышающей сложившийся ценовой уровень по однородным товарам, ввозимым и оформляемым в Дальневосточном регионе, и на внутреннем российском рынке.

Такое завышение стоимости ввозимых в рамках СРП товаров во многом является следствием того, что условиями СРП предусмотрено включение расходов, понесенных инвестором при реализации соглашений, в возмещаемые затраты.

В связи с указанным целесообразно внести изменения в постановление Правительства Российской Федерации № 25, определив форму программы работ и сметы расходов, в том числе обязательность приложения к программам работ номенклатуры товаров, ввозимых в Российскую Федерацию для реализации проектов.

В соответствии со статьей 183 Таможенного кодекса Таможенного союза подача таможенной декларации должна сопровождаться представлением таможенному органу документов, на основании которых заполнена таможенная декларация, в том числе документов, подтверждающих право на льготы по уплате таможенных платежей, на применение полного или частичного освобождения от уплаты таможенных пошлин, налогов в соответствии с таможенными процедурами, установленными кодексом, либо на уменьшение базы (налоговой базы) для исчисления таможенных пошлин, налогов.

В то же время проблемным вопросом при таможенном

декларировании вывозимых углеводородов, добытых в рамках СРП, является отсутствие нормативного правового акта, регламентирующего порядок выдачи уполномоченным федеральным органом исполнительной власти подтверждения объемов продукции, экспортируемой в рамках реализации СРП с освобождением от уплаты вывозной таможенной пошлины, предусматривающую форму такого подтверждения.

Информация о расчетных объемах добычи и вывоза углеводородов в рамках каждого СРП в проверяемом периоде доводилась письмами Минэнерго России до ФТС России, которая, в свою очередь, направлялась подчиненным таможенным органам.

В связи с указанным целесообразно внести дополнения в постановление Правительства Российской Федерации № 25, закрепив применяемую на практике форму взаимодействия между Минэнерго России и ФТС России в нормативном порядке.

Согласно информации Сахалинской таможни имеют место недостатки в формировании таможенной статистики в разрезе СРП «Сахалин-1», «Сахалин-2»: отсутствует возможность в автоматическом режиме разделить декларации, оформленные по СРП «Сахалин-1», от деклараций, оформленных по СРП «Сахалин-2».

Используемые с 1 января 2011 года классификаторы (в соответствии с Решением Комиссии Таможенного союза от 20 сентября 2010 г. № 378 «О классификаторах, используемых для заполнения таможенных деклараций»), предусматривающие особенность перемещения товаров – «063» - «Товары, поставляемые по соглашениям о разделе продукции», не предусматривают особенность перемещения товаров отдельно по СРП «Сахалин-1», «Сахалин-2».

Указанное вызывает определенные трудности в обработке информации отдельно по проектам «Сахалин-1», «Сахалин-2» и не обеспечивает возможность оперативного сбора сведений и их идентификации, а также оперативного точного учета по каждому из СРП.

Возможность неоднозначного толкования действующих нормативных правовых актов таможенными органами и инвесторами проектов СРП «Сахалин-1» и «Сахалин-2» приводит к судебным спорам при решении вопросов применения льгот.

По мнению таможенных органов установление особого режима налогообложения при заключении СРП допускается в отношении инвестора и не может регулировать отношения лиц, не являющихся его сторонами, ни по вопросам исполнения обязательств, ни по вопросам налогообложения. Сахалинской таможней было принято решение о помещении под таможенные процедуры товаров, ввозимых в рамках исполнения СРП «Сахалин-1» и «Сахалин-2», с предоставлением льгот по уплате таможенных пошлин, налогов в отношении товаров, ввозимых только инвесторами проектов.

Однако при обжаловании «Сахалин Энерджи» решения Сахалинской таможни от марта 2012 года об отказе в освобождении от уплаты таможенных

пошлин, налогов в отношении товаров, ввозимых поставщиками, подрядчиками на территорию Российской Федерации в рамках исполнения СРП, решение Сахалинской таможни признано судебными органами незаконным¹¹. Арбитражный суд Сахалинской области согласился с доводом «Сахалин Энерджи», что в соответствии с законодательством льготы по уплате таможенных пошлин и налогов устанавливаются в отношении товаров, а не лиц, которые их перемещают через таможенную границу.

При этом ссылка Сахалинской таможни на правовую позицию Президиума Высшего Арбитражного Суда Российской Федерации (постановление от 29 сентября 2010 г. № 1674/10) в части установления лишь в отношении инвестора специального налогового режима, предусматривающего освобождение от уплаты ряда налогов, и отсутствия его у лиц, привлекаемых инвестором для реализации СРП, судом не принята.

Решения судов мотивированы тем, что применение освобождения от уплаты таможенных пошлин, налогов не поставлено в зависимость от статуса лица (инвестор, подрядчик, субподрядчик), осуществляющего ввоз товара на территорию Российской Федерации в рамках исполнения СРП, а обязательным условием применения такого освобождения является цель ввоза товара и ее подтверждение установленными законодательством Российской Федерации документами.

В 2013 году Сахалинской таможней направлена надзорная жалоба на рассмотрение в Высший Арбитражный Суд Российской Федерации, о рассмотрении которой было отказано¹². Во избежание формирования негативной и неоднозначной судебной практики ФТС России проводится работа по подготовке запроса в Президиум Высшего Арбитражного суда Российской Федерации о распространении вывода, изложенного в постановлении от 29 сентября 2010 г. № 1674/10 на правоотношения, связанные с ввозом товаров для реализации СРП.

Таможенные органы при проведении последующего контроля устанавливали факты нецелевого использования условно выпущенных товаров.

Так, в отношении товаров, ввезенных в рамках СРП «Сахалин-1 и «Сахалин-2», в 2012 году в Дальневосточном регионе проведено 14 таможенных проверок (1 выездная и 13 камеральных), по результатам которых доначислено и взыскано таможенных платежей на сумму 30,1 млн. рублей, возбуждено 4 дела об административных правонарушениях по статье 16.12 - КоАП РФ, повлекших наложение и взыскание штрафов на сумму 230 тыс.

¹¹ Арбитражный суд Сахалинской области - Решение от 13 августа 2012г. №А59-2503/2012, Пятый арбитражный апелляционный суд - Постановление арбитражного суда апелляционной инстанции от 15 ноября 2012 г. № А59-2503/2012, а также Федеральный Арбитражный суд Дальневосточного округа - Постановление от 6 февраля 2013 г. № ФО3-6586/2012.

¹² Определение об отказе в передаче дела в Президиум Высшего Арбитражного Суда Российской Федерации от 6 июня 2013 г. № ВАС – 6994/13.

рублей.

В 2013 году в Дальневосточном регионе проведено 4 таможенные проверки (2 - выездные и 2 камеральные), по результатам которых доначислено и взыскано таможенных платежей на сумму 6,5 млн. рублей, возбуждено 1 дело об административном правонарушении по статье 16.12 КоАП РФ.

Проверки в отношении оператора и участников Соглашения о разделе продукции «Харьягинское месторождение» в Северо-Западном регионе за указанный период не проводились.

При проведении проверок в отношении целевого использования товаров, Сахалинская таможня устанавливала факты их утраты участниками проектов, связанные с отсутствием организации должного контроля за иностранными товарами со стороны их владельцев. Например, как показали таможенные проверки по соблюдению ограничений по пользованию и распоряжению товарами, отсутствуют ввезенные пневматические лебедки, посудомоечные машины для пищеблоков, пневматические и гидравлические насосы, электрогенераторная установка.

Имеют место проблемы при контроле целевого использования расходных материалов, а также малоценных, быстроизнашиваемых товаров, которые, как правило, либо полностью расходуются и включаются в объекты, создаваемые в соответствии с СРП, либо полностью теряют свои потребительские свойства после выполнения работ по СРП.

Нормативными правовыми документами Таможенного союза не урегулирован вопрос изменения статуса для таможенных целей материалов, оборудования (иного имущества), включенных в объекты при строительстве, и являющихся частью этих объектов.

Так, товары, ввезенные для строительства объекта в рамках СРП, выпускаются условно с предоставлением льгот по уплате таможенных платежей, потребляются при строительстве, видоизменяются, приобретают новые свойства, что ведет к необходимости смены кода ТН ВЭД. В процессе работ образуются отходы. Однако в таможенном органе под таможенным контролем находится товар под тем наименованием и с тем кодом ТН ВЭД, который был у товара на момент ввоза.

Нормативными правовыми документами Таможенного союза не урегулирован вопрос, связанный с завершением таможенного контроля за условно выпущенными товарами, оформленными операторами СРП «Сахалин-1», «Сахалин-2», подрядчиками, субподрядчиками и иными лицами, импортировавшими товары для цели выполнения работ по СРП.

Статья 96 Таможенного кодекса Таможенного союза не оговаривает момента завершения таможенного контроля в случае полного потребления товаров в целях, в связи с которыми представлены льготы. Кроме того, нормативными актами не предусмотрен перечень документов, на основании которых можно завершить таможенный контроль.

По мнению Сахалинской таможни при завершении таможенного контроля в отношении товаров, использованных при СРП, целесообразно

различать следующие категории товаров:

расходные материалы, потребленные в ходе работ (к ним можно отнести различные быстроизнашивающиеся предметы, например, гвозди, болты, электроды и т.п.);

материалы, оборудование (иное имущество), включенные в объекты при строительстве и являющиеся частью этих объектов;

объекты строительства – законченные объекты, используемые для реализации соглашений;

отходы, образовавшиеся при выполнении работ по соглашению.

Отсутствуют нормативные акты, определяющие необходимость предоставления в таможенные органы отчетности для целей надлежащего контроля за товарами, оформленными с предоставлением льгот, находящимися в распоряжении у лиц, используемых указанные товары в рамках СРП.

Анализ нормативной базы ФТС России и представленных материалов показал, что соответствующая отчетность была утверждена приказом ФТС России от 1 марта 2012 г. № 378 «Об утверждении формы отчетности о хранящихся, перевозимых, реализуемых, перерабатываемых и (или) используемых товарах и о совершенных таможенных операциях лица, пользующегося и (или) владеющего иностранными товарами, помещенными под таможенную процедуру выпуска для внутреннего потребления с предоставлением льгот по уплате таможенных пошлин, налогов, сопряженных с ограничениями по пользованию и (или) распоряжению этими товарами, а также порядка ее представления в таможенные органы».

Вместе с тем, приказом ФТС России от 30 июля 2012 г. № 1534 вступившим в силу 23 октября 2012 года, приказ ФТС России от 1 марта 2012 г. № 378 признан утратившим силу.

Отсутствие нормативного правового акта, определяющего необходимость предоставления в таможенные органы соответствующей отчетности, затрудняет проведение последующего таможенного контроля за товарами, оформленными с предоставлением льгот.

В настоящее время ФТС России подготовлен проект приказа «Об утверждении формы отчетности об иностранных товарах, помещенных под таможенную процедуру для внутреннего потребления с предоставлением льгот по уплате таможенных пошлин, налогов, сопряженных с ограничениями по пользованию и (или) распоряжению этими товарами, а также порядка ее представления в таможенные органы».

ФТС России инициировала в 2010 году перед федеральными органами исполнительной власти рассмотрение вопросов, связанных с необходимостью рассмотрения внесения в нормативные правовые акты Таможенного союза вопросов, связанных с освобождением от уплаты таможенных платежей товаров, перемещаемых в рамках СРП.

Письмом Евразийской экономической комиссии (далее - ЕЭК) от 5 июня 2012 г. № ЕЭК/Б-1418 российская сторона была проинформирована о решении подкомитета по таможенно-тарифному, нетарифному регулированию и

защитным мерам Консультативного комитета ЕЭК о нецелесообразности внесения предложенных российской стороной изменений в Решение Комиссии Таможенного союза от 27 ноября 2009 г. № 130 в целях предоставления льгот в отношении товаров, ввозимых для выполнения работ по СРП «Сахалин-1», СРП «Сахалин-2», «Харьгинское месторождение», с учетом мнения белорусской и казахстанской сторон. Указанное решение аргументировано положениями статьи 372 Таможенного кодекса Таможенного союза, в соответствии с которой к правоотношениям, возникшим в сфере недропользования (топливно-энергетического сектора) в Республике Казахстан и Российской Федерации до вступления в силу Таможенного кодекса Таможенного союза и возникающим после его вступления в силу, применяется соответственно таможенное законодательство Республики Казахстан и таможенное законодательство Российской Федерации, в соответствии с которыми действуют соответствующие контракты.

При подготовке проекта доклада Правительства Российской Федерации об итогах реализации соглашений о разделе продукции за 2012 год Федеральной таможенной службой перечислены, требующие решения наиболее острые проблемы, связанные с осуществлением таможенного оформления и контроля товаров, перемещаемых в рамках реализации СРП, в том числе по необходимости внесения изменений в постановление Правительства Российской Федерации № 25 в части дополнений по представляемым в таможенные органы документам, позволяющим идентифицировать ввозимые товары как товары для реализации СРП, а также по отражению закрепления применяемого в настоящее время порядка подтверждения соответствующим уполномоченным органом объема углеводородов, произведенных в рамках СРП.

Анализ обоснованности предоставления льгот по уплате таможенных пошлин, налогов и иных платежей в отношении товаров, перемещаемых в рамках действующих СРП

При таможенном оформлении перемещаемых в рамках СРП товаров с применением льгот таможенные органы руководствовались Таможенным кодексом Таможенного союза, Налоговым кодексом Российской Федерации, Федеральным законом № 225-ФЗ, постановлением Правительства Российской Федерации № 25, положениями самих СРП и другими нормативными актами.

В федеральный бюджет при ввозе и вывозе товаров в рамках СРП перечислялись сборы за таможенные операции.

Всего сумма таможенных сборов за таможенные операции, уплаченных в федеральный бюджет в отношении товаров, перемещенных при реализации СРП по трем проектам, составила в 2012 году 70,26 млн. рублей.

В 2012 году сумма предоставленных льгот по уплате таможенных платежей по товарам, перемещаемым в рамках СРП, составила 182 174,8 млн. рублей, в том числе при экспорте нефти и других углеводородов – 173 607,8 млн. рублей, при импорте товаров – 8 567 млн. рублей.

При экспорте товаров в 2012 году сумма льгот составила по проектам «Сахалин -1» 87 159,7 млн. рублей, «Сахалин-2» – 66 784,9 млн. рублей, «Харьгинское месторождение» - 19 672,1 млн. рублей.

При импорте товаров в 2012 году сумма льгот составила по проектам «Сахалин -1» 3 324,4 млн. рублей, «Сахалин-2» – 5 129,4 млн. рублей, «Харьгинское месторождение» - 113,2 млн. рублей.

В 1 полугодии 2013 года сумма предоставленных льгот по уплате таможенных платежей по товарам, перемещаемым в рамках СРП, составила 82 265,2 млн. рублей, в том числе при экспорте нефти и других углеводородов – 79 524,6 млн. рублей, при импорте товаров – 2 740,6 млн. рублей.

Сумма льгот при экспорте товаров за 1 полугодии 2013 года составила по проектам «Сахалин -1» 41 331,1 млн. рублей, «Сахалин-2» – 28 725,8 млн. рублей, «Харьгинское месторождение» - 9 467,60 млн. рублей.

При импорте товаров сумма льгот составила по проектам «Сахалин -1» 1 697 млн. рублей, «Сахалин-2» – 994,3 млн. рублей, «Харьгинское месторождение» - 49,3 млн. рублей.

Основной удельный вес (свыше 90 процентов) в общей суммы льгот по СРП занимали льготы по уплате вывозной таможенной пошлины при экспорте сырой нефти, которая преимущественно оформлялась в Центральной энергетической таможне.

Проблемы, возникающие у таможенных органов при таможенном оформлении и контроле товаров с применением льгот, перемещаемых в рамках СРП, отражены на странице 131.

Природоохранные мероприятия и экологическая обстановка при реализации СРП

Действующие СРП предусматривают, что деятельность компаний – операторов проектов «Эксон НЛ» («Сахалин – 1»), «Сахалин Энерджи» («Сахалин – 2») и «Тоталь РРР» («Харьгинское месторождение») должна осуществляться с учетом баланса экологических и экономических нужд населения районов, где ведутся работы по проектам.

С учетом этих требований компании инвестируют средства на реализацию программ улучшения экологической обстановки в регионах; программ комплексного мониторинга мероприятий по охране природы; мероприятий по проведению инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ и ликвидации аварийных разливов, утилизации отходов; на проведение производственного контроля и мониторинга состояния окружающей среды и другие мероприятия.

Кроме того, компании-операторы проектов «Сахалин – 1» и «Сахалин – 2» продолжают реализацию долгосрочных программ по сохранению биоразнообразия: мониторинга охотско - корейской популяции серых китов, по сохранению дикого лосося, белоплечего орлана и другие орнитологические и иные исследования.

По проекту «Сахалин – 1» согласно ПРисР-2012 были запланированы

затраты в объеме 938 396 тыс. рублей, или порядка 30,8 млн. долларов США. Фактические затраты по данным Минприроды России составили 944 341,8 тыс. рублей, или порядка 31 млн. долларов США и соответствуют данным компании «Эксон НЛ». Из них расходы на мероприятия на охрану водного бассейна – 218 102 тыс. рублей, или 23,1 процента от общего объема затрат; на мероприятия по охране воздушного бассейна – 7 913 тыс. рублей, или 0,8 процента; обращение с отходами – 180 789 тыс. рублей, или 19,1 процента; экологический мониторинг и исследования – 181 186 тыс. рублей, или 19,2 процента; мероприятия по ликвидации разлива нефти с учетом капитальных затрат – 242 427 тыс. рублей, или 25,7 процента; рекультивацию нарушенных территорий – 113 924,8 тыс. рублей, или 12,1 процента.

По проекту «Сахалин – 2» согласно ПРисР-2012 на природоохранную деятельность были запланированы затраты в размере 946 547,0 тыс. рублей, или порядка 31,0 млн. долларов США. По данным Минприроды России и Минэнерго России фактически компанией израсходовано 858 325,0 тыс. рублей, или порядка 28,7 млн. долларов США, что на 88 222,0 тыс. рублей, или на 9,3 процента меньше объемов, предусмотренных программой работ.

По проекту СРП «Харьягинское месторождение» на реализацию мероприятий в области охраны окружающей среды в 2012 году планировалось израсходовать 6,4 млн. долларов США. Фактические затраты по данным Минприроды России и компании – оператора составили 115 млн. рублей, или порядка 3,9 млн. долларов США, или 61 процент плана. При этом более 80 процентов средств были направлены на расходы по обезвреживанию буровых отходов.

В целом по компаниям – операторам в 2012 году при плановом объеме средств на реализацию мероприятий в области охраны окружающей среды порядка 68,2 млн. долларов США, фактически направлено 63,6 млн. долларов США, что на 4,6 млн. долларов США, или на 6,7 процента меньше запланированного.

Основными расходами на природоохранную деятельность у компаний-операторов СРП являются расходы на охрану окружающей среды от отходов производства и потребления.

В соответствии с пунктом 7 статьи 2 Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции» соглашения, заключенные до вступления в силу закона, подлежат исполнению в соответствии с определенными в них условиями. При этом положения закона применяются к указанным соглашениям в той мере, в какой его применение не противоречит условиям таких соглашений и не ограничивает права, приобретенные и осуществляемые инвесторами в соответствии с этими соглашениями.

Согласно информации Минприроды России, условиями СРП по проекту «Сахалин – 1» плата за негативное воздействие на окружающую среду не предусмотрена, так как СРП по этому проекту было заключено 30 июня 1995 года, то есть до вступления в силу Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции».

В то же время на заседании межведомственной Комиссии по вопросам подготовки и реализации СРП (создана приказом Минэнерго от 22 июня 2009 г. № 274) в отношении месторождений углеводородов, состоявшемся 28 августа 2013 года, было решено продолжить работу по вопросу формирования обоснованной позиции государства о возможности взыскания платежей за негативное воздействие на окружающую среду с компании «Эксон НЛ». Однако до настоящего времени указанный вопрос не решен.

Компании-операторы по проектам «Сахалин – 2» и «Харьягинское месторождение» осуществляют платежи за негативное воздействие на окружающую природную среду.

Сумма платежей за негативное воздействие на окружающую среду, осуществляемых «Сахалин Энерджи» по проекту «Сахалин – 2» за 2012 год составила 5 757 тыс. рублей, в том числе:

плата за допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ, размещение отходов производства и потребления – 2 341 тыс. рублей;

плата за сверхнормативные выбросы (сбросы) загрязняющих веществ, размещение отходов производства и потребления – 3 416 тыс. рублей.

Сумма платежей за негативное воздействие на окружающую среду компании «Тоталь РРР» за 2012 год составила 1 512,3 тыс. рублей, в том числе:

плата за допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ, размещение отходов производства и потребления – 116,6 тыс. рублей;

плата за сверхнормативные выбросы (сбросы) загрязняющих веществ, размещение отходов производства и потребления – 1 395,7 тыс. рублей.

Согласно информации Росприроднадзора компании-операторы по проекту «Сахалин – 1» (в частности месторождение Одоптинское) и Харьягинское месторождение в 2012 году сжигали 82 и 74 процента добываемого попутного нефтяного газа соответственно, тогда как пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» установлен предельно допустимый объем не более 5 процентов.

Кроме того, по СРП «Харьягинское месторождение» выполнение работ по реализации 3-й очереди разработки месторождения, в том числе Комплекс работ № 4 «Модернизация центрального пункта сбора продукта», для достижения соответствующего уровня утилизации попутного нефтяного газа идет с отставанием установленных сроков на один год. Подробная информация по данному вопросу на стр. 112.

Организация и осуществление контроля выполнения условий, предусмотренных лицензионными соглашениями на пользование недрами

Государственный контроль за исполнением условий пользования недрами на условиях СРП осуществляют федеральные органы государственной власти в соответствии с их компетенцией совместно с органами государственной власти

соответствующего субъекта Российской Федерации.

Вопросы охраны окружающей среды, природопользования, экологической безопасности и рационального использования природных ресурсов, в том числе в части реализации проектов на основе СРП, регламентируются Водным и Лесным кодексами Российской Федерации, Федеральными законами «Об охране окружающей природной среды», «Об экологической экспертизе», «Об охране атмосферного воздуха», «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации», «О плате за пользование водными объектами» и иными нормативными правовыми актами.

Полномочия федеральных органов государственной власти Российской Федерации в сфере отношений, связанных с охраной окружающей среды и в сфере регулирования отношений недропользования определяются статьей 5 Федерального закона от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», статьей 3 Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» и статьей 5 Федерального закона Российской Федерации от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

Функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в том числе по вопросам освоения месторождений углеводородов на основе СРП возложены на Минэнерго России. Минприроды России принимает участие в данной работе в порядке, установленном регламентом деятельности федеральных органов исполнительной власти, а также Положением о Минприроды России.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29 мая 2008 г. № 404 Минприроды России является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере изучения, использования, воспроизводства и охраны природных ресурсов.

В рамках нормотворческой работы в проверяемом периоде Минприроды России совместно с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти участвовало в подготовке 18 законодательных и нормативных правовых актов.

Ростехнадзор является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции в сфере безопасного ведения работ, связанных с использованием недрами.

Росприроднадзор, как федеральный орган исполнительной власти, осуществляет функции по контролю и надзору в сфере природопользования, а также в пределах своей компетенции в области охраны окружающей среды, в том числе в части, касающейся ограничения негативного техногенного воздействия, в области обращения с отходами (за исключением радиоактивных отходов) и государственной экологической экспертизы.

В 2012 году и истекшем периоде 2013 года Ростехнадзором были проведены 7 проверок компаний-операторов, из них 3 плановые и

4 внеплановые.

По итогам проверки компаний – операторов проектов «Сахалин – 1» и «Сахалин – 2» Ростехнадзором выявлено 289 нарушений, из них: 252 – нарушения требований промышленной безопасности, или 87,2 процента, 19 – нарушения требований безопасности в электроэнергетике, или 6,6 процента, 18 – нарушения требований безопасности в строительстве, или 6,2 процента.

Привлечено к административной ответственности 2 юридических лица, общая сумма штрафных санкций составила 852,0 тыс. рублей.

В 2012 году проведено 4 внеплановых проверки компаний «Эксон НЛ» и «Сахалин Энерджи». По результатам внеплановых контрольных мероприятий к повторному исполнению предписано 27 нарушений, возбуждено 2 административных дела по части 11 статьи 19.5 КоАП РФ (невыполнение в срок законного предписания органа, осуществляющего государственный надзор). Сумма наложенного штрафа составила 800 тыс. рублей. Все штрафы по проверкам уплачены в установленные сроки.

Сахалинским управлением Ростехнадзора проводились контрольные проверки по устранению выявленных нарушений. «Сахалин Энерджи» и «Эксон НЛ» устранили все нарушения со сроком исполнения в 2012 году, принимаются меры по устранению 205 нарушений со сроком исполнения в 2013 году.

В результате проверки объектов «Тоталь РРР» выявлены 11 нарушений требований промышленной безопасности, оформлено и вручено предписание по устранению выявленных нарушений. Привлечены к административной ответственности одно юридическое лицо (сумма штрафа составила 200 тыс. рублей) и одно должностное лицо по статье 9.1 КоАП РФ (нарушение требований промышленной безопасности или условий лицензий на осуществление видов деятельности в области промышленной безопасности опасных производственных объектов) на сумму 20 тыс. рублей.

К основным нарушениям относятся нарушения требований Правил безопасности при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе, Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением и Положения об организации обучения и проверки знаний работников организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Во исполнение поручения Правительства Российской Федерации от 9 января 2013 г. № АД-П9-482 Ростехнадзором в рамках своей компетенции в первом полугодии 2013 года проведены внеплановые проверки деятельности компаний операторов по проекту «Сахалин – 2» на Астохском и Пильгунском участках и по проекту «Харьягинское месторождение» в части выявленных Счетной палатой Российской Федерации недостатков при реализации СРП. В ходе проверки по проекту «Харьягинское месторождение» установлено, что

работы компанией осуществляются с нарушением графика выполнения работ, выявлены 6 нарушений требований промышленной безопасности и другие.

Росприроднадзором и его территориальными органами проведено 8 проверок компаний-операторов проектов по СРП, из них 2 плановые и 7 внеплановых.

Управлением Росприроднадзора по Сахалинской области вынесены в отношении юридического и должностных лиц компании «Эксон НЛ» 2 постановления о привлечении их к административной ответственности в виде штрафа за нерациональное использование недр при разработке месторождения Одопту на общую сумму 841,0 тыс. рублей.

Сахалинской межрайонной природоохранной прокуратурой совместно с Управлением Росприроднадзора по Сахалинской области были вынесены 4 постановления компании «Сахалин Энерджи» о назначении административного наказания в отношении юридического и должностного лица на общую сумму 1 690,0 тыс. рублей.

В 2012 году проверки в отношении «Тоталь РРР» не проводились, штрафные санкции не налагались.

По информации Управления Росприроднадзора по Ненецкому автономному округу «Тоталь РРР» в нарушение статьи 14 Федерального закона от 4 мая 1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» в 2012 году и по настоящее время разрешений на выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду не получала. При этом срок действия разрешения на выброс вредных веществ в атмосферный воздух от стационарных источников производственных площадок Харьягинского нефтяного месторождения истек 31 декабря 2011 года.

В рамках деятельности по осуществлению контроля за возмещаемыми затратами и в соответствии с условиями СРП по проектам «Сахалин – 1» и «Сахалин – 2» Минэнерго России ежегодно проводит ревизии учетной документации операторов проектов, выполняемые независимыми аудиторскими организациями.

Суммы оплаченных штрафов за нарушение природоохранного законодательства и платежей за сверхлимитные выбросы (при их наличии), как не относящиеся к понесенным в связи с освоением месторождений, ежегодно оспариваются аудиторами Минэнерго России к возмещению.

Решениями УГО по проекту «Сахалин – 1» от 23 декабря 2011 г. № 2011/2-3 и 10 декабря 2012 г. № 2012/2-2 одобрены согласованные результаты ревизии бухгалтерских документов за прошлые годы. Из возмещаемых за счет федерального бюджета затрат исключены расходы на оплату штрафов за нарушение природоохранного законодательства.

Резолюциями НС по проекту «Сахалин – 2» затраты в части платежей за сверхлимитные выбросы вплоть до 2010 года включительно исключены из состава возмещаемых расходов.

По решению ОК от 5 июля 2013 года по проекту «Харьягинское месторождение» платежи за сверхлимитные выбросы за 2012 год в сумме

425,2 тыс. рублей исключены из состава возмещаемых затрат.

Условиями СРП по проектам «Сахалин-1» и «Харьгагинское месторождение» предусмотрен план восстановления состояния мест работ, учитывающий экологический аспект (в т.ч. восстановление почвы, насаждение растительности, ликвидацию возможного загрязнения почвы сырой нефтью, химическими веществами).

СРП по проекту «Сахалин – 2» не содержит положений о ликвидационном фонде. Подробно состояние дел и проблемные вопросы по формированию ликвидационных фондов СРП освещены на стр.114.

Влияние реализации СРП на развитие регионов

Реализация СРП проводится в двух субъектах Российской Федерации – в Сахалинской области (проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2») и в Ненецком автономном округе.

Крупные нефтегазовые проекты оказали стимулирующее воздействие на развитие многих отраслей региональной экономики Сахалинской области и Ненецкого автономного округа – от модернизации строительной сферы до активного роста сервисных компаний и потребительского рынка. Достигнутые этими регионами в последние годы отдельные положительные результаты рассматриваются как основа для формирования условий, способствующих дальнейшим позитивным изменениям.

Сахалинская область

Основными драйверами модернизации экономики Сахалинской области сейчас и в ближайшие годы будут являться нефтегазовый, топливно-энергетический и рыбопромышленный комплексы.

Постановлением Правительства Сахалинской области от 28 марта 2011 г. № 99 принята Стратегия социально-экономического развития Сахалинской области до 2025 года (далее - Стратегия), которая определяет основные направления, механизмы и инструменты достижения стратегических целей развития Сахалинской области на период до 2025 года.

Цель разработки Стратегии - определение путей и способов обеспечения устойчивого повышения благосостояния жителей Сахалинской области и динамичного развития экономики в долгосрочной перспективе.

Численность населения области на 1 января 2013 года составляла 494,4 тыс. человек. В экономике области занято около 290 тыс. человек, или около 87 процентов трудоспособного населения.

Уровень безработицы в среднем за 2012 год составил 7,665 процента, что ниже аналогичного показателя за 2011 года 7,93 процента на 0,265 процента.

Показатели ВРП представлены в таблице.

Таблица 37 Динамика производства валового регионального продукта

Показатели	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
						оценка	
Валовой региональный продукт, млрд.руб.	166,1	286,3	333,6	392,4	495,7	643,4	706,6
Индекс физического объема, в % к предыдущему году		172,4	116,5	117,6	126,3	129,8	109,8

Из таблицы видно, что на протяжении семи лет удается удерживать высокие темпы роста валового регионального продукта (ВРП).

В текущих ценах объем ВРП увеличился с 116,1 млрд. рублей в 2006 году до 706,6 млрд. рублей в 2012 году (более чем в 6 раз).

Основой указанного роста ВРП стали реализация нефтегазовых проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» и их мультипликативный эффект, выразившийся в повышении деловой активности практически во всех секторах региональной экономики.

В настоящее время в структуре валового регионального продукта сохраняется тенденция превышения доли производства товаров над производством услуг, что объясняется большим удельным весом в объеме ВРП промышленного производства (более 70 процентов).

Законом Сахалинской области от 9 декабря 2011 г. № 139-ЗО «Об областном бюджете Сахалинской области на 2012 год и на плановый период 2013 и 2014 годов» был утвержден доход от выполнения СРП по проектам «Сахалин-1» и «Сахалин-2» - в размере 17 227,5 млн. рублей.

По данным Министерства финансов Сахалинской области объем платежей от реализации СРП, поступивших в бюджет Сахалинской области в 2012 году, составил 18 885,5 млн. рублей, что на 1 658,0 млн. рублей или на 9,6 процента больше утвержденных показателей.

Кроме того, доходы от реализации СРП поступали на коды бюджетной классификации Российской Федерации в рамках традиционной системы налогообложения (налог на прибыль, налог на доходы физических лиц, транспортный налог, водный налог, государственные пошлины).

По данным Министерства экономического развития Сахалинской области, в общем объеме доходов бюджета Сахалинской области доходы от реализации проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» составляют 59,1 процента.

Не урегулированный вопрос о возврате процента, начисленного в результате несвоевременного возврата по налогу на добавленную стоимость «Эксон НЛ», может негативно сказаться на доходной части бюджета Сахалинской области в будущем.

По состоянию на 1 января 2013 года задолженность государства по невозвращенной сумме НДС по проекту «Сахалин-1» составляла 2 880,4 тыс. долларов США. Также задолженность государства по процентам за несвоевременный возврат НДС составляла - 19 015,3 тыс. долларов США.

В случае удержания УГВ для раздела и роялти, причитающейся государству, в счет уменьшения невозмещенной суммы НДС, бюджет Сахалинской области понесет ущерб в виде недополученных доходов.

Так, НДС является налогом, зачисляемым в полном объеме в доход федерального бюджета, тогда как роялти и доля прибыльной продукции государства подлежит зачислению в бюджет субъекта Российской Федерации по нормативу, соответственно, 5 и 50 процентов.

Данный вопрос на заседание УГО в проверяемом периоде не выносился.

Одними из основных целей СРП в части социального и экономического развития региона являются повышение уровня жизни населения.

Одной из областных целевых программ, реализуемых в 2012 году, являлась областная целевая программа «Газификация Сахалинской области до 2010 года и на перспективу до 2020 года». Общий объем финансирования программы составляет 17 169 519 тыс. рублей, из них областной бюджет – 9 711 600 тыс. рублей (56,6 процента).

Мероприятия программы направлены на обеспечение природным газом потребителей Сахалинской области, улучшение структуры топливно-энергетического баланса, повышение надежности электроснабжения, улучшение экологической ситуации на территории области.

В 2012 году на реализацию программы в областном бюджете было предусмотрено 445 882,5 тыс. рублей, фактически направлено 432 697,8 тыс. рублей (97 процентов).

За 2012 год показатели газификации в Сахалинской области составили:
уровень газификации – 10,1 процентов;
объем потребления газа – 0,76 млрд. кубических метров;
охват населения газификацией – 71,2 тыс. человек;
количество новых рабочих мест – 46 единиц.

Кроме доходов, предусмотренных условиями СРП, поступающих в бюджет Сахалинской области, компании – операторы проектов «Сахалин-1», «Сахалин-2» активно участвуют в благотворительных программах области по следующим направлениям: образование, здравоохранение, культура и детский спорт, экология и сохранение культурного наследия коренных малочисленных народов Севера. На мероприятия по указанным направлениям в 2012 году перечислено от «Эксон НЛ» - 5,7 млн. долларов США, «Сахалин Энерджи» - 1,24 млн. долларов США.

В рамках реализации благотворительных программ в сфере образования в 2012 году был открыт новый Технический нефтегазовый институт при Сахалинском государственном университете (СахГУ), на оснащение которого «Эксон НЛ» выделил 5 млн. долларов США. Оборудовано 15 учебных лабораторий и аудиторий, в том числе: лаборатория бурения и ремонта скважин, лаборатория физики нефтяного и газового пласта, кабинет инженерной графики и др.

В 2013 году на дооснащение нового Технического нефтегазового института (ТНИ) «Эксон НЛ» предоставил грант на сумму 81 млн. рублей.

Ежегодно с 2011 года около 100 тыс. долларов США (3 млн. рублей) направляются на программу «Эврика – путь к успеху», в рамках которой проводится оснащение учебных ресурсных центров естественно-математического цикла цифровыми лабораториями «Архимед». Так, в 2012 году школы г. Охи и п. Ноглики получили комплект нового оборудования.

Также традиционно «Эксон НЛ» поддерживает областной этап конкурса «Учитель года», студенческую конференцию «Иннова» при Сахалинском государственном университете и муниципальный этап Всероссийской

олимпиады школьников в г. Южно-Сахалинске.

В рамках поддержки коренных малочисленных народов Севера Сахалина в 2012 году было подписано 3-х стороннее соглашение между Правительством Сахалинской области, «Эксон НЛ» и региональным Советом уполномоченных представителей коренных малочисленных народов Севера Сахалина (КМНС). В рамках этого сотрудничества, а также в продолжение многолетней программы сохранения культурного наследия коренных малочисленных народов Севера Сахалина и Ульчского района Хабаровского края, Оператор предоставил более 5 млн. рублей общественным организациям КМНС на реализацию грантовых проектов. За истекший период 2013 года на поддержку проектов КМНС было направлено почти 7 млн. рублей.

В области культуры «Эксон НЛ» традиционно поддерживает несколько проектов, среди которых фестиваль детского творчества «Звезды северной столицы» в г. Оха, «Звезды над проливом» в п. Де-Кастри Ульчского района Хабаровского края. В 2012-2013 гг. продолжилось сотрудничество с Южно-Сахалинским камерным оркестром в области музыкальной образовательной программы для школьников г. Южно-Сахалинска и социальных учреждений юга Сахалина. В 2012 и 2013 годах «Эксон НЛ» поддержала областной отборочный этап всероссийских соревнований на призы клуба «Кожаный мяч» совместно с общественной организацией «Сахалинская областная федерация футбола», а также областные соревнования по эстафетному бегу среди школьников совместно с сахалинской региональной общественной организацией «Федерация легкой атлетики». В дополнение к проекту 2011 года, когда школа в с. Вал получила грант на хоккейный корт, в 2012 году «Эксон НЛ» выделила средства на приобретение 12 комплектов хоккейной формы для школьной команды.

В 2012 - 2013 годах «Сахалин Энерджи» осуществляла финансирование различных социальных программ и проектов на территории Сахалинской области за счет собственных средств (спонсорская помощь).

Основной акцент деятельности компании в области социальных инвестиций в 2012 году был направлен на реализацию в общей сложности 6 стратегических долгосрочных партнерских программ с участием внешних заинтересованных сторон.

1. Программа «Что делать в чрезвычайных ситуациях» - партнерская программа, реализуемая с 2005 года совместно с Главным управлением МЧС России по Сахалинской области и Министерством образования Сахалинской области. Традиционными направлениями программы являются создание мультипликационных образовательных роликов по вопросам безопасного поведения в чрезвычайных ситуациях, ежегодный областной детский «Праздник безопасности» (состоялся 12 октября 2012 года) и другие специальные проекты: «Сеня предупреждает», в рамках которого были размещены информационные аншлаги в цунамиопасных населенных пунктах и на лавиноопасных участках Сахалинской области, а также сборник лучших методических разработок «Основы безопасности жизнедеятельности».

В конце 2012 года была проведена оценка деятельности ресурсно-методических классов ОБЖ, созданных ранее, по результатам которой были модернизированы классы в ряде районов Сахалинской области, а также создан новый ресурсный класс ОБЖ в г. Южно-Сахалинске.

2. Конкурсная программа «Малые гранты – большие дела» реализуется «Сахалин Энерджи» с 2003 года. В 2012 году были профинансированы 43 общественно значимых проекта некоммерческих организаций в различных населенных пунктах области. Всего за время реализации программы с 2003 года было профинансировано 350 проектов в 60 населенных пунктах о.Сахалин, в реализацию которых «Сахалин Энерджи» инвестировала около 23 млн. рублей.

3. Корсаковский Партнерский совет по устойчивому развитию был создан в 2004 году с целью координации программы социальных инвестиций и устойчивого развития «Сахалин Энерджи» в Корсаковском городском округе, в его состав входят представители власти, бизнеса и общественности.

В 2012 году финансовую поддержку получили 22 проекта, включая 18 проектов в рамках конкурсной программы социальных проектов «Инициативы Корсакова». За прошедший период 2013 года к финансированию утверждены 2 проекта.

В 2013 году администрация Корсаковского городского округа и «Сахалин Энерджи» подписали соглашение о сотрудничестве для реализации программы программы социальных инвестиций сроком до 2015 года.

Поддержка проектов осуществляется на конкурсной основе по следующим направлениям: безопасность, охрана окружающей среды и биоразнообразие, культура и искусство, охрана здоровья.

4. Программа поддержки благотворительных инициатив сотрудников компании «Сахалин Энерджи» «Спешите делать добро» реализуется с 2003 года. В 2012 году получателями помощи в рамках данной программы стал Александровск-Сахалинский дом ребенка. Во время двух акций – приуроченной ко дню рождения «Сахалин Энерджи» и дню работников нефтяной и газовой промышленности – сотрудниками компании было собрано более 900 тыс. рублей, которые были удвоены компанией.

5. Деятельность Сахалинского Совета по вопросам дорожной безопасности – это продолжение работы Сахалинского партнерства по вопросам дорожной безопасности, созданного в 2005 году и реорганизованного в 2011 году. Партнерами инициативы выступили Правительство Сахалинской области и УМВД России по Сахалинской области. Приоритетным направлением деятельности в 2012 году было выбрано образование и просвещение в вопросах безопасности дорожного движения, в рамках которого реализовывался проект «Безопасный путь в школу», созданы интерактивные классы безопасности дорожного движения в 2 школах Сахалинской области.

В 2013 году продолжилась деятельность по информационно-просветительскому направлению: в январе 2013 года стартовала акция «Будь ярким! Будь заметным!», главная цель – привлечь внимание общественности к

проблеме дорожно-транспортных происшествий с участием пешеходов. Этой цели были посвящены телевизионные ролики и баннеры, радиоконкурсы, уличные мероприятия.

6. План содействия развитию коренных малочисленных народов Севера Сахалинской области (далее – КМНС) – партнерство «Сахалин Энерджи», Правительства Сахалинской области и Регионального совета уполномоченных представителей коренных малочисленных народов Севера Сахалинской области. Проекты, которые получают поддержку «Сахалин Энерджи», осуществляются по двум основным направлениям – Фонд социального развития (образование, культура, здравоохранение, развитие потенциала коренных народов) и Программа поддержки традиционной экономической деятельности (бизнес-планирование, гранты на самообеспечение, фонд микрокредитования).

Ненецкий автономный округ

По данным Роскомстата население Ненецкого автономного округа по состоянию на 1 января 2013 год составляло 42,8 тыс. человек.

Экономика региона носит монопрофильный характер, и основной прирост ВРП обеспечивает добыча нефти.

По оценке Управления экономического развития Ненецкого автономного округа в 2012 году объем ВРП округа составил 155,4 млрд. рублей, в 2013 году составит – 171,8 млрд. рублей. Рост обусловлен увеличением объемов производства в нефтедобывающей промышленности.

Объем иностранных инвестиций в 2012 году составил 634,5 млн. долларов США, что на 13,4 процента выше объемов 2011 года.

Денежные доходы в расчете на душу населения в среднем за 2012 год составили 59,4 тыс. руб. и возросли по отношению к 2011 году на 8,8 процента. Среднемесячная зарплата в 2012 году составила 58,2 тыс. рублей, что на 15,9 процента больше аналогичного показателя 2011 года.

На 1 января 2013 года уровень зарегистрированной безработицы к экономически активному населению составил 2,4 процента.

По данным Управления финансов Ненецкого автономного округа общий объем дохода от реализации СРП по проекту «Харьягинское месторождение», поступивший в бюджет Ненецкого автономного округа в 2012 году, составил 5 640,23 млн. рублей. Фактический доход превысил показатель 4 565,82 млн. рублей, утвержденный законом Ненецкого автономного округа от 22 декабря 2011 г. № 106-ОЗ «Об окружном бюджете на 2012 год», на 1 074,41 млн. рублей или на 23,5 процента.

В доходах бюджета Ненецкого автономного округа за 2012 год доля поступлений от реализации СРП составил 47,4 процента, что превышает аналогичный показатель 2011 года (31,3 процента) на 16,1 процента.

Одной из основных целей реализации СРП по проекту «Харьягинское месторождение» (статья 2.4) является повышение уровня жизни населения Ненецкого автономного округа, возможности профессиональной подготовки

российских граждан на месте, увеличение иностранных инвестиций в Российской Федерации и создание новых возможностей трудоустройства российских граждан.

Каждый календарный год инвестор вносит отчисления в пределах двухсот пятидесяти тысяч долларов США на финансирование социальных и экономических нужд местного населения НАО. С учетом инфляции в 2012 году на эти цели перечислено Администрации НАО 345,1 тыс. долларов США.

По информации Управления финансов Ненецкого автономного округа доходы, полученные в окружной бюджет от реализации СРП в 2012 году, были направлены на финансирование долгосрочных и ведомственных целевых программ и на осуществление бюджетных инвестиций в объекты окружной государственной собственности в общей сумме 4 399,8 млн. рублей.

Остаток средств в сумме 1 240,4 млн. рублей использован в 2013 году на финансирование расходов окружного бюджета.

По данным участника СРП «Харьягинское месторождение» ОАО «Ненецкая нефтяная компания» в 2012 году и в I квартале 2013 года Обществом было направлено на финансирование различных программ и мероприятий, строительство социальных объектов в Ненецком автономном округе 45,5 млн. рублей. Средства направлены по решению Совета директоров на:

проведение реконструкции объектов социальной инфраструктуры (мост в с. Великовисочное, детсад в с. Оксино) – 1,9 млн. рублей;

ПИР и начало капстроительства новых объектов социальной инфраструктуры (детский ясли-сад на 220 мест с бассейном в г. Нарьян-Маре, «Автодорога «Нарьян-Мар – Усинск») – 8,8 млн. рублей;

приобретение оборудования и транспорта бюджетным учреждениям здравоохранения и внутренних дел округа – 10,9 млн. рублей;

пожертвования религиозным организациям – 7,3 млн. рублей;

спонсорские взносы на поддержание спортивных команд округа и спортивных мероприятий – 4,7 млн. рублей;

спонсорские взносы на культурно-массовые мероприятия – 3,7 млн. рублей;

благотворительную помощь на лечение физических лиц – 3,1 млн. рублей;

приобретение автотранспорта ветеранам ВОВ – 1,0 млн. рублей;

спонсорские взносы и благотворительная помощь на общественно значимые мероприятия культуры, образования, подарки в детский дом – 1,9 млн. рублей;

благотворительная помощь Ассоциации СМИ Северо-Запада – 1,6 млн. рублей.

Кроме того, в 2012 году компания «Тоталь РРР» оказала благотворительную помощь на общую сумму 69,5 тыс. долларов США следующим организациям НАО: «Центральная районная поликлиника Заполярного района НАО» - 32,3 тыс. долларов США, общеобразовательная

школа № 2 г. Нарьян-Мара – 30,8 тыс. долларов США, Федерация танцевального спорта НАО – 6,4 тыс. долларов США.

На социальные проекты Ненецкого автономного округа ОАО «Зарубежнефть» в 2012 году оказало благотворительную помощь в размере около 500 тыс. долларов США.

Проект совместного освоения углеводородных ресурсов месторождения «Хвалынское»

В целях осуществления суверенных прав на недропользование 6 июня 1998 года Российской Федерацией и Республикой Казахстан подписано соглашение о разграничении дна северной части Каспийского моря (далее – Межгосударственное соглашение). В соответствии с протоколом заседания от 13 мая 2002 года (с изменениями от 25 января 2006 года) в рамках Межгосударственного соглашения стороны договорились о реализации проекта совместного освоения углеводородных ресурсов в северной части Каспийского моря месторождения «Хвалынское». Назначенные уполномоченные организации для совместного освоения углеводородных ресурсов месторождения «Хвалынское»: от Российской Федерации - ОАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» (ОАО «ЛУКОЙЛ»), от Казахстанской стороны - Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз» (АО «НК «КазМунайГаз»).

Для целей реализации Межгосударственного соглашения 14 марта 2005 года ОАО «ЛУКОЙЛ» и АО «НК «КазМунайГаз» создали совместное предприятие ООО «Каспийская нефтегазовая компания», зарегистрированное в соответствии с законодательством Российской Федерации (г. Астрахань).

АО «НК «КазМунайГаз», ОАО «ЛУКОЙЛ» и ООО «Каспийская нефтегазовая компания» в 2009 году было подготовлено и представлено в Минэнерго России технико-экономическое обоснование (далее - ТЭО СРП) и проект текста СРП по разработке месторождения «Хвалынское».

Пунктом 11 Плана совместных действий России и Казахстана на 2011 - 2012 годы, утвержденным Президентами Российской Федерации и Республики Казахстан 10 декабря 2010 года, предусмотрено подписание СРП по месторождению «Хвалынское».

Проверкой установлено, что приказом Минэнерго России от 29 апреля 2011 г. № 158 создана межведомственная комиссия по разработке условий недропользования на месторождении «Хвалынское» и подготовке проекта СРП (далее – МВК), в состав которой входят представители Минэнерго России, Минприроды России, Ростехнадзора, Минфина России, Минпромторга России, Минрегиона России, Минэкономразвития России.

Однако с января по сентябрь 2012 года МВК не заседала. В связи с чем ОАО «ЛУКОЙЛ» обратилось к Президенту Российской Федерации с просьбой дать указание соответствующим органам исполнительной власти об ускорении работы по подготовке проекта СРП «Хвалынское».

И только после поручения Президента Российской Федерации

В.В.Путина от 2 октября 2012 года № Пр-2590 Минэнерго России активизировало работу в этом направлении: обновило состав МВК, подготовило проект плана работы МВК по завершению подготовки СРП «Хвалыньское» до конца 2012 года, в ноябре - декабре 2012 году провело 5 заседаний МВК, провело рабочие встречи экспертов, инвесторов, представителей государств, внесены ряд поправок в текст СРП «Хвалыньское».

19 декабря 2012 года в Москве Президентами Российской Федерации В.В.Путиным и Республики Казахстан Н.А.Назарбаевым утвержден новый План совместных действий России и Казахстана на 2013 - 2015 годы.

В соответствии с пунктом 13 указанного плана срок подписания СРП «Хвалыньское» между Правительством Российской Федерации и Инвестором - ООО «Каспийская нефтегазовая компания» - 2013 год.

В 2013 году проведено 2 заседаний МВК (11 февраля и 12 сентября).

Однако на момент проверки СРП «Хвалыньское» не подписано. Остаются разногласия сторон по следующим вопросам:

1. Шкала раздела прибыльной продукции;
2. Порядок расчета ежегодных платежей за договорную акваторию и участки морского дна.

По состоянию на 1 ноября 2013 года ТЭО и текст СРП «Хвалыньское» сторонами не согласованы.

По цели 2

Выполнение решений Коллегии Счетной палаты Российской Федерации по вопросу реализации СРП

В соответствии с Планом работы Счетной палаты в 2012 году было проведено контрольное мероприятие «Проверка эффективности деятельности государства и компаний-операторов проектов по реализации действующих соглашений о разделе продукции за 2011 год».

По результатам проверки в соответствии с решением Коллегии Счетной палаты (протокол от 23 ноября 2012 г. № 51К (884) Министру энергетики Российской Федерации, руководителям компаний «Эксон НЛ», «Сахалин Энерджи», «Тоталь РРР» были направлены представления Счетной палаты Российской Федерации.

В ходе контрольного мероприятия установлено, что ряд рекомендаций Счетной палаты Российской Федерации выполнены. Вместе с тем по некоторым пунктам представлений вопросы носят системный характер и остаются открытыми.

СРП по проекту «Сахалин-1»

Во исполнение представления Счетной палаты Российской Федерации от 7 декабря 2012 г. № ПР 05-270/05-04 (далее – Представление) «Эксон НЛ» представила в Счетную палату Российской Федерации информацию о принятых мерах (письмо от 17 января 2012 г. № ENL-MR-2013-0051).

В соответствии с пунктом 1 Представления было предложено совместно с заинтересованными органами государственной власти Российской Федерации и

ОАО «Газпром» ускорить решение вопроса о реализации природного газа Чайво (Стадия 2).

Проверкой установлено, что на протяжении 2012 года и I полугодия 2013 года консорциум предпринимал меры в интересах продвижения переговоров по решению вопроса разработки газовых ресурсов Чайво (Стадия 2). «Эксон НЛ» в феврале 2013 года проинформировала ОАО «Газпром» о решении компании «ЭксонМобил» и ОАО «НК «Роснефть» провести исследование целесообразности реализации проекта строительства завода СПГ на Дальнем Востоке России, ресурсным обеспечением которого может быть газ Чайво (Стадия 2). На момент проведения проверки (август 2013 года) официального документа о строительстве завода СПГ и, соответственно, об участии ресурсов проекта «Сахалин-1» в данном проекте принято не было.

Вопрос о реализации природного газа Чайво (Стадия 2) остается не решенным. В результате стороны СРП, в том числе и Российская Федерация, несут потери в виде недополученного дохода в виде роялти и доли прибыльной продукции.

В соответствии с пунктом 2 Представления было предложено обеспечить выполнение проектных и программных документов при разработке месторождения Чайво в части объемов добычи углеводородов и буровых работ.

Проверкой установлено, что в 2012 году из-за задержек в перемещении БУ «Ястреб» с БП Одопту на БП Чайво буровые работы велись также с задержками. Несмотря на то, что по итогам 2012 года фактический фонд скважин на Чайво соответствовал проектному документу (техсхема Чайво-2011), показатели по вводу скважин в эксплуатацию и зарезке боковых стволов в полном объеме не выполнены.

Показатели добычи углеводородов за 2012 год на месторождении Чайво не выполнены. На месторождении Одопту показатели отклонений фактической добычи нефти и газа от проекта по итогам 2012 года находятся на грани максимально допустимых уровней.

Также из-за задержек по проекту модернизации БКП Чайво мощности по переработке газа БКП Чайво и мощности трубопровода с БП Одопту до БКП Чайво были существенно ограничены. В этой связи для обеспечения добычи нефти на проектном уровне и уровне ПРисР-2012 компания «Эксон НЛ» была вынуждена увеличить сжигание газа на факеле БП Одопту.

Уровень утилизации попутного газа в 2012 году при разработке месторождения составил 17,8 процента от общего объема добытого газа при проектном уровне 95 процентов.

СРП по проекту Сахалин-2

Во исполнение представления Счетной палаты Российской Федерации от 7 декабря 2012 г. № ПР05-269/05-04 «Сахалин Энерджи» представила в Счетную палату Российской Федерации информацию о принятых мерах (письмо от 7 февраля 2012 г. № 2013-OUT-Y-0100014).

В соответствии с пунктом 1 Представления было предложено обеспечить выполнение показателей проектных документов, соблюдение графика выполнения буровых работ.

В ходе контрольного мероприятия установлено, что проектные уровни добычи на Астохском участке в 2012 году выполнены с превышением на 6 процентов, ожидаемая добыча нефти в 2013 году составит 100 процентов от проектной. Выполнения буровых работ происходит в соответствии с проектной документацией.

Проектные показатели добычи нефти на Пильтунском участке в 2012 году выполнены на 106 процентов, ожидаемая добыча нефти в 2013 году находится в пределах допустимого отклонения от проектной. График выполнения буровых работ производится в соответствии с проектной документацией.

Разработка Лунского месторождения ведется в соответствии с проектной документацией.

Вместе с тем, проверкой установлено, что фонд добывающих газовых скважин на 1 января 2013 года составляет 8 скважин, что меньше проектного на 3 единицы (11 скважин).

Пунктом 4 Представления предложено разработать предложения о создании ликвидационного фонда по проекту «Сахалин-2» и согласовать их с НС.

Проверкой установлено, что «Сахалин Энерджи» провела обсуждение вопроса о формировании ликвидационного фонда и выводе объектов из эксплуатации с учредителями компании. Однако данный вопрос остается нерешенным.

Согласно пункту 5 Представления было предложено обеспечить выполнение пункта 14(с) СРП по проекту «Сахалин-2» в части расчетов роялти.

В ходе проверки установлено, что «Сахалин Энерджи» не согласилась с выводами Налоговой инспекции.

В настоящее время дело рассматривается в Пятом арбитражном суде.

СРП по проекту «Харьягинское месторождение»

Во исполнение представления Счетной палаты Российской Федерации от 7 декабря 2012 г. № ПР 05-271/05-04 «Тоталь РРР» представила в Счетную палату Российской Федерации информацию о принятых мерах (письмо от 4 февраля 2013 г. № СА-13-0503).

Пунктами 1 и 2 Представления было предложено осуществить ввод в эксплуатацию объектов обустройства Харьягинского месторождения в соответствии с годовыми программами работ и планом разработки, а также рекомендовано обеспечить выполнение проектного документа в части бурения и ввода скважин в эксплуатацию.

По итогам контрольного мероприятия было установлено, что дополнение к технологической схеме разработки 2 и 3 объектов Харьягинского месторождения было рассмотрено и согласовано на заседании ЦКР Роснедра

13 декабря 2012 года (протокол ЦКР от 13 декабря 2012 г. № 5521).

«Тоталь РРР» проинформировала, что в настоящее время ведутся работы с целью подключения на кустовой площадке ЕР-2 дополнительных скважин, пробуренных в рамках расширения 3-ей очереди.

Пунктом 3 Представления рекомендовано принять меры по ускорению работ по модернизации центрального пункта сбора продукции, предусмотренной проектными документами.

В ходе проверки компания проинформировала о том, что в настоящее время наибольшие сложности при реализации проекта возникают в связи с невыполнением некоторыми ключевыми подрядчиками объемов работ и сроков при строительстве объектов обустройства в рамках 3-й очереди. Особую озабоченность «Тоталь РРР» вызывает значительное отставание от графика модернизации ЦПС, допущенное генподрядчиком – ОАО «ГлобалСтройИнжиниринг». Вопрос о вводе в эксплуатацию ЦПС в 2014 году остается открытым.

В соответствии с пунктом 5 Представления предложено содействовать регистрации права собственности Российской Федерации на указанное имущество.

В ходе проведения контрольного мероприятия установлено, что со своей стороны Оператор выполнил необходимые действия по регистрации права собственности в отношении законченных строительством объектов, созданных в рамках реализации проекта. Свидетельства о собственности, оформленные на компанию «Тоталь РРР», оператором получены. Дальнейшее переоформление права собственности с оператора на государство (или уполномоченную им организацию) не может быть произведено оператором самостоятельно, без согласования соответствующих процедур и механизма с государственными органами. В настоящее время данный вопрос остается нерешенным.

Министерство энергетики Российской Федерации

По результатам проверки Счетной палаты Российской Федерации эффективности деятельности государства и компаний - операторов проектов по реализации действующих соглашений о разделе продукции за 2011 год было направлено представление в Минэнерго России от 7 декабря 2012 г. № 05-268/05-04.

Кроме того, по результатам рассмотрения информационного письма Счетной палаты Российской Федерации, направленного в адрес Председателя Правительства Российской Федерации Д.А.Медведева, Минэнерго России было поручено принять необходимые меры по устранению недостатков реализации действующих СРП (поручение от 29 января 2013 г. № АД-П9-482).

О принятых мерах Минэнерго России информировало Счетную палату Российской Федерации письмами от 28 декабря 2012 г. № ПФ-12123/05 и от 25 февраля 2013 г. № МК-1566/05 и Правительство Российской Федерации письмом от 4 марта 2013 г. № АН-1791/05.

По результатам контрольного мероприятия определено, что часть мер по

реализации предложений Счетной палаты учтены в плане работы Минэнерго России по подготовке и реализации соглашений о разделе продукции на 2013 год, утвержденном приказом Минэнерго России от 18 марта 2013 г. № 118.

Вместе с тем, проверкой установлено, что до настоящего времени изменения в ПРисР-2012 по проекту «Сахалин-2», направленные оператором проекта в НС 27 ноября 2012 года, не рассматривались. В результате фактические показатели по добыче углеводородов резко отличаются от Программы работ и техсхемы 2012 года.

Также аудитор российской стороны компания «Топ-Аудит» провела анализ и сделала выводы, основываясь на ПРисР-2012, не принимая во внимание изменения, представленные «Сахалин Энерджи».

Пунктом 5 Представления предложено рассмотреть на заседании НС по проекту «Сахалин-2» вопрос об ответственности подрядной организации, осуществляющей капитальный ремонт скважины ПБ-303, и вопрос об исключении затрат на повторный ремонт указанной скважины из возмещаемых затрат на 2012 год.

В ходе контрольного мероприятия установлено, что данный вопрос был рассмотрен на заседании РГ НС 24 декабря 2012 года и планируется к дальнейшему рассмотрению по результатам проведения ревизии учетной и бухгалтерской документации оператора проекта за 2012 год. По состоянию на 1 октября 2013 года материал находился на рассмотрении у членов НС.

Пунктом 6 Представления предложено на заседании представителей УГО по проекту «Сахалин-1» рассмотреть вопрос по факту неэффективного использования средств компанией «Эксон НЛ» на приобретение оборудования, не соответствующего техническим требованиям, в общей сумме 2,8 млн. долларов США и по исключению этих затрат из возмещаемых расходов.

По результатам проверки установлено, что Минэнерго России была запрошена информация от оператора проекта «Сахалин-1» по указанному факту и получены разъяснения. Однако в настоящее время данный вопрос остается нерешенным.

В соответствии с пунктом 8 Представления предлагалось обеспечить надлежащий учет, передачу государству и регистрацию права собственности Российской Федерации в отношении имущества, приобретенного и созданного в рамках СРП за счет возмещаемых расходов по проектам «Сахалин-1», «Харьягинское месторождение» и «Сахалин-2» (с учетом полного возмещения затрат и взятого кредита).

Пунктом 9 Представления предложено в первоочередном порядке принять меры по передаче имущественного комплекса «расширение аэропорта «Ноглики» в казну Российской Федерации в связи с включением организации, эксплуатирующей указанный имущественный комплекс ОАО «Аэропорт «Ноглики», в план приватизации 2011 - 2013 годов.

В ходе контрольного мероприятия Минэнерго России представило разъяснения в отношении факторов, которые затрудняют практическое применение процедур передачи имущества. Росимущество и

Минэкономразвития России в своих ответах указали, что считают невозможным поддержать принятие имущества, созданного и приобретенного в ходе реализации СРП в казну Российской Федерации без определения его дальнейшего правообладателя.

Таким образом, в результате несогласованных действий федеральных органов исполнительной власти оплаченное государством имущество в собственность Российской Федерации не принято.

Анализ выполнения решений Коллегии Счетной палаты Российской Федерации по вопросу таможенного оформления и контроля товаров, перемещаемых в рамках СРП

Анализ выполнения решений Коллегии Счетной палаты Российской Федерации показал, что отдельные вопросы, связанные с совершенствованием нормативной правовой базы до настоящего времени не решены.

1. Не урегулирован вопрос установления требований к содержанию и форме Программы работ и Сметы расходов, позволяющий идентифицировать ввозимые товары в рамках СРП и подтверждающий использование ввозимых на территорию Российской Федерации товаров для целей СРП.

Согласно пункту 2 перечня документов, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 25, Программа работ и Смета расходов должны содержать информацию, подтверждающую использование ввозимых товаров для целей соглашения о разделе продукции. Несмотря на указанные требования, Программа работ и Смета расходов не содержат такую информацию.

2. Нормативными правовыми актами не предусмотрен перечень документов, на основании которых можно завершить таможенный контроль, а также не регламентирован момент завершения таможенного контроля в случае полного потребления товаров в целях, в связи с которыми представлены льготы.

Выводы:

1. В 2012 году на территории Российской Федерации продолжена реализация соглашений о разделе продукции по проектам «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Харьягинское месторождение».

Действующие СРП были подписаны до вступления Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции» и согласно п. 7 статьи 2 указанного Федерального закона подлежат исполнению в соответствии с определенными в них условиями.

2. Реализация проекта «Сахалин-1» в проверяемом периоде осуществлялась консорциумом в соответствии с условиями СРП. Добыча углеводородов велась на месторождениях Чайво и Одопту.

В проверяемом периоде разработка месторождений велась в соответствии с ДПОД-2011, проектной технологической документацией (техсхемами). В 2012 году проведены исследования на месторождениях проекта, на основании которых в 2013 году «Эксон НЛ» должна представить и согласовать в

установленном порядке новые проектные документы.

3. Фонд скважин на месторождениях Чайво и Одопту по состоянию на 1 января 2013 года составлял 56 единиц (2 ликвидированы), в том числе 45 добывающих, 6 газонагнетательных, 5 специальных (закачка шлама и подтоварной воды).

4. Совокупная фактическая добыча нефти и конденсата по проекту «Сахалин-1» за 2012 год составила 7,1 млн. тонн, что меньше сводных проектных показателей (7,6 млн. тонн) и показателя ПРисР-2012 на 507,4 тыс. тонн (6,7 процента).

Совокупная фактическая добыча газа по итогам 2012 года составила 9,3 млрд. кубических метров, что меньше проектного показателя (9,4 млрд. кубических метров) на 86,2 млн. кубических метров (0,9 процента). Обратная закачка газа в пласт составила 6,5 млрд. кубических метров, что меньше проекта на 478 млн. кубических метров (6,8 процента).

5. ДПОД-2011 предусмотрены доходы от реализации газа на экспорт в размере 170 млрд. долларов США. Однако до настоящего времени добыча газа на месторождении Чайво (стадия 2) не ведется. Участники проекта не определились с концепцией по его реализации. Проверкой установлено, что договоренность о реализации газа через газотранспортную систему ОАО «Газпром» не достигнута. Также отсутствуют документы, свидетельствующие о включении газа «Сахалин-1» в ресурсную базу проекта по созданию завода по производству сжиженного природного газа на Дальнем Востоке России, планируемого совместно ОАО «НК «Роснефть» и «ЭксонМобил». Упущенные возможности добычи и реализации газа отрицательно влияют на доходы участников проекта.

Следует отметить, что, по мнению инвесторов проекта концепция совмещенных трубопроводных поставок газа в Китай через магистральный газопровод Сахалин-Хабаровск-Владивосток является наиболее коммерчески выгодной как для государства, так и для членов консорциума.

6. В 2011 - 2012 годах «Эксон НЛ» проведены работы по восстановлению защитного покрова магистрального трубопровода через Татарский пролив и восстановление защитного покрова промыслового трубопровода СБП Одопту - БКП Чайво через залив Пильтун на общую сумму 69,8 млн. долларов США, которые отнесены на возмещаемые затраты.

Необходимость проведения данных работ была вызвана рисками в эксплуатации трубопроводов в связи с некачественным выполнением комплекса работ (изыскания, ПИР, строительство) со стороны подрядчиков, а также в связи с управленческими решениями «Эксон НЛ».

Счетная палата Российской Федерации считает целесообразным рекомендовать УГО не согласовывать возмещение указанных расходов в размере 69,8 млн. долларов США в связи с тем, что устранение недостатков в гарантийные сроки является обязанностью подрядчиков. Контроль за качеством работ в соответствии с параграфом 21.3 К СРП по проекту «Сахалин-1» возложен на «Эксон НЛ».

7. По проекту «Сахалин-1» в 2012 году реализовано на экспорт потребителям Азиатско-Тихоокеанского региона с терминала «Де-Кастри» (Хабаровский край) 7,1 млн. тонн нефти (75 танкеров).

Реализация газа осуществлялась на внутренний рынок потребителям Хабаровского края. При прогнозируемом показателе реализации газа на 2012 год 2,7 млрд. кубических метров фактически было реализовано 2,0 млрд. кубических метров (74 процента) по причине снижения спроса потребителей.

Выручка от реализации нефти и газа по проекту «Сахалин-1» в 2012 году составила 6 233,5 млн. долларов США при годовой средневзвешенной цене реализации нефти на экспорт 856,3 доллара США за тонну, газа (на внутренний рынок) 78 долларов США за 1 тыс. кубических метров.

8. Смета расходов на 2012 год по проекту «Сахалин-1» одобрена решением УГО в размере 2 876,1 млн. долларов США, из них возмещаемые затраты – 2 772,4 млн. долларов США (96,4 процента) и невозмещаемые затраты – 103,7 млн. долларов США. По сравнению с 2011 годом смета расходов снижена на 11,8 процента (на 386,2 млн. долларов США).

Фактические затраты за 2012 год составили 2 709,6 млн. долларов США или 94,2 процента от сметы, в том числе возмещаемые затраты - 2 604,6 млн. долларов США или 93,9 процента планового показателя.

Общий объем затрат за весь период реализации СРП по проекту «Сахалин – 1» составил 21 324,5 млн. долларов США, в том числе возмещенных – 20 615,7 млн. долларов США (99,5 процента).

По состоянию на 1 января 2013 года все возмещаемые затраты компенсированы консорциуму в полном объеме.

9. Проверкой установлено, что в нарушение статьи XVI СРП по проекту «Сахалин-1» в состав возмещаемых затрат за 2012 год «Эксон НЛ» включены расходы на общую сумму 1,8 млн. долларов США, которые не связаны с освоением месторождений проекта.

Кроме того, в состав возмещаемых затрат за 2012 год необоснованно внесены расходы на общую сумму 7,4 млн. долларов США, в том числе: убытки от списания основных средств, не обнаруженных при инвентаризации (51,3 тыс. долларов США); убытки от утери застрахованного оборудования в ходе бурения скважины (7,3 млн. долларов США).

10. За весь период реализации СРП по проекту «Сахалин – 1» поступления государству, предусмотренные соглашением, составили – 8 832,1 млн. долларов США, в том числе в федеральный бюджет – 5 150,9 млн. долларов США (58,3 процента).

За 2012 год поступления государству (с учетом начисления налога на прибыль) составили 1 871,1 млн. долларов США, в том числе в федеральный бюджет 1 050,1 млн. долларов США (56,1 процента).

Кроме того, за 2012 год в консолидированный бюджет Российской Федерации поступили налоги (подходный, транспортный, водный и иные) в размере 588,9 млн. рублей.

Возврат налога на добавленную стоимость из федерального бюджета Российской Федерации в 2012 году составил 7 775,1 млн. рублей.

До настоящего времени не урегулирован вопрос о возмещении пени за несвоевременный возврат НДС по проекту «Сахалин-1». В соответствии с актом сверки расчетов между Межрайонной ИФНС № 1 по Сахалинской области и «Эксон НЛ» по состоянию на 1 января 2013 года сумма начисленных процентов за несвоевременный возврат НДС составила 19 млн. долларов США.

Следует отметить, что в соответствии с пунктом 22.1.С. статьи XXII СРП по проекту «Сахалин-1» *«...через тридцать (30) дней после истечения периода возврата НДС, консорциум имеет право покрыть сумму, причитающуюся с Правительства Российской Федерацией, путем уменьшения причитающейся государству доли в углеводородах для раздела на объем, достаточный для погашения невозвращенной суммы по НДС, включая процент».*

Не урегулированный вопрос о возврате процента, начисленного в результате несвоевременного возврата по НДС «Эксон НЛ», может негативно сказаться на доходной части бюджета Сахалинской области в будущем.

В случае удержания углеводородов для раздела, причитающейся государству, в счет уменьшения невозмещенной суммы НДС, бюджет Сахалинской области понесет ущерб в виде недополученных доходов.

НДС является налогом, зачисляемым в полном объеме в доход федерального бюджета, тогда как доля прибыльной продукции государства подлежат зачислению в бюджет субъекта Российской Федерации по нормативу 50 процентов.

Данный вопрос на заседание УГО в проверяемом периоде не выносился.

11. Выполнение работ в 2012 году на месторождениях проекта «Сахалин-2» осуществлялось в соответствии с условиями СРП на основании УКПО-2008, ИСО-2008 и проектной технологической документации (техсхемы 2008 – 2012 годов).

12. В 2012 году на утверждение НС «Сахалин Энерджи» были представлены проекты новых стратегических документов реализации проекта «Сахалин-2»: «Уточненные данные к Комплексному плану освоения Пильтун-Астохского и Лунского месторождений» (УКПО-2012) и «Изменения к Смете расходов на освоение Пильтун-Астохского и Лунского месторождений» (ИСО-2012). В указанных документах представлена концепция организации работ и прогнозные значения капитальных и эксплуатационных расходов на период с 2008 по 2041 год. Впервые введены разделы «Этап 3» и «Будущие этапы работ».

По сравнению с действующими утвержденными документами (УКПО-2008 и ИСО-2008) показатели новых стратегических документов по накопленной добыче за весь период реализации СРП (до 2041 года включительно) снижены по жидким углеводородам на 25,76 млн. тонн, по газу – на 63,82 млрд. кубических метров.

Относительно техсхем, действующих в 2012 году, показатели добычи новых стратегических документов также снижены по жидким углеводородам

на 18,26 млн. тонн и по газу – на 76,6 млрд. кубических метров.

При этом капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию проекта на период 2008 - 2041 годов возросли на 10 567 млн. долларов США и 753 млн. долларов США соответственно. Это обусловлено выделением новых работ по проекту, ранее не предусмотренных в УКПО-2008 («Этап 3» и «Будущие этапы работ»).

Следует отметить, что рост затрат на проект с одновременным падением накопленной добычи углеводородов может отрицательно повлиять на экономику проекта в случае ухудшения рыночной конъюнктуры.

В 2012 году и в начале 2013 года Минэнерго России совместно с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти, Правительством Сахалинской области вели работу по экспертизе и анализу проектов УКПО-2012 и ИСО-2012. Однако результаты данной работы стали не востребованными в связи с тем, что в апреле 2013 года «Сахалин Энерджи» приняла решение о подготовке новых проектных технологических документов, на основании которых до конца 2013 года должны быть представлены проекты УКПО-2013 и ИСО-2013, о чем уведомила российскую сторону.

13. Фонд скважин на месторождениях проекта «Сахалин-2» по состоянию на 1 января 2013 года составлял 46 единиц и в целом соответствует показателям проектных документов.

В то же время, показатели действующего (работающего) фонда скважин меньше показателей проектных документов. Работы по ремонту скважин и зарезке боковых стволов на месторождениях проекта велись с задержками.

13.1. На Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазо-конденсатного месторождения работы по выводу обводненных скважин из бездействия ведутся с отставанием от графика. Из четырех простаивающих добывающих скважин (ПА-109, ПА-110, ПА-111, ПА-118) в 2012 году проведен ремонт только одной (ПА-110) с задержкой в пять месяцев. Остальные простаивающие скважины в эксплуатацию не вводились. Следующая скважина (ПА-109) введена в эксплуатацию только в мае 2013 года. Простаивающие скважины (ПА-111, ПА-118) по состоянию на 1 июля 2013 года находились в ожидании ремонта.

Кроме того, водонагнетательные скважины также были приостановлены. Предусмотренные техсхемой Астох-2011 работы по переводу добывающей скважины в водонагнетательную в 2012 году не выполнены.

Отклонение фактической добычи от проекта по итогам 2012 года превысило максимально допустимые нормативы, установленные пунктом 111 Правил охраны недр, утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 6 июня 2003 г. № 71. В этой связи «Сахалин Энерджи» в 2012 году был согласован новый проектный документ техсхема Астох-2012, которым показатели добычи углеводородов снижены как на 2012 год, так и на весь период реализации проекта: по состоянию на 2041 год по сравнению техсхемой Астох-2011 объем накопленной добычи снижен по нефти на 1,4 млн. тонн, по газу – на 476 млн. кубических метров.

По сравнению с техсхемой Астох – 2012 фактическая добыча нефти в 2012 году больше на 92 тыс. тонн (5,3 процента), фактическая добыча газа – меньше на 35,4 млн. кубических метров (10,2 процента). Отклонение фактических показателей от проекта не превышает максимально допустимые отклонения, установленные Правилами охраны недр. Уровень утилизации растворенного газа – 87,2 процента соответствует показателям техсхемы Астох-2012.

Фактический фонд добывающих скважин на Астохском участке по состоянию на 1 января 2013 года составил 13 единиц, из них действующие – 9. Фонд нагнетательных скважин составил 5 единиц (из них 1 газонагнетательная и 4 водонагнетательные). Фактические показатели фонда скважин соответствуют показателям техсхемы Астох- 2012, при этом действующий фонд добывающих скважин меньше проекта на 1 единицу.

13.2. На Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазо-конденсатного месторождения работы по ремонту скважин, зарезке боковых стволов и бурению и вводу новых скважин также велись с отставанием от графика буровых работ.

Графиком буровых работ предусмотрено бурение и ввод двух нагнетательных скважин (ПБ-412, ПБ-418) в 2012 году, одной нагнетательной скважины (ПБ-406) в январе 2013 года. Однако фактически в течение 2012 года была пробурена только одна скважина (ПБ-401), предполагаемая к бурению по графику работ в будущие периоды.

С учетом невыполнения проектных показателей добычи (техсхемы Пильтун-2011) с превышением максимально допустимого отклонения, установленного Правилами охраны недр, «Сахалин Энерджи» согласовала новый проектный документ техсхема Пильтун – 2012.

В результате фактическая добыча нефти и конденсата в 2012 году превысила проектный уровень на 101,4 тыс. тонн (5,2 процента). Фактическая добыча растворенного газа и газа газовых шапок меньше проекта на 73,2 млн. кубических метров (7,4 процента).

Фактический фонд скважин по состоянию на 1 января 2013 года также стал соответствовать показателям техсхемы Пильтун – 2012 и составил 16 единиц, в том числе 10 добывающих скважин, 5 водонагнетательных и 1 поглощающую скважину.

В июне 2013 года «Сахалин Энерджи» уведомила российскую сторону, что в 2013 году бурение добывающих скважин не планируется, запланирован только КРС утилизационной скважины ПБ-407.

Утилизация буровых отходов и отказ от бурения добывающих скважин может отрицательно сказаться на выполнении годовых проектных уровней добычи и плановых показателей ПриСР-2013.

13.3. Следует отметить, что применение технологии «интеллектуального» заканчивания скважин на Пильтунском участке носит рискованный характер.

По мнению экспертов ОАО «ВНИИнефть» использование компоновок «интеллектуального» заканчивания может быть связано с дополнительным

риском для российской стороны СРП. Буровые работы, капремонт и работы по заканчиванию скважин относятся к возмещаемым расходам и возможные потери оборудования из-за выноса песка, как это случилось на скважине ПБ-303, и других факторов будут компенсироваться за счет российской нефти.

13.4. На Лунском месторождении буровые работы, работы по ремонту и бурению новых скважин ведутся с задержками.

По состоянию на 1 января 2013 года фактический фонд скважин составлял 12 единиц, в том числе 10 эксплуатационных и 2 специальные (поглощающие) скважины, что меньше проекта на 2 (эксплуатационные) скважины.

14. По итогам 2012 года фактическая добыча на месторождениях проекта «Сахалин-2» составила 5,4 млн. тонн жидких углеводородов, что меньше плановых показателей ПРисР-2012 (6,5 млн. тонн) на 1,1 млн. тонн (16,9 процента). С учетом фракции С5 с завода СПГ фактическая добыча жидких углеводородов составила 5,5 млн. тонн. Добыча газа на месторождениях проекта «Сахалин-2» составила 17,4 млрд. кубических метров, что меньше планового показателя ПРисР-2012 на 0,043 млрд. кубических метров (0,2 процента).

15. В ходе контрольного мероприятия установлено, что за последние три года реализация проекта «Сахалин-2» велась с существенными отклонениями (в сторону уменьшения объемов добычи углеводородов) от проектной технологической документации, разработанной на весь период освоения лицензионных участков. В результате на ежегодной основе в нее вносятся изменения и дополнения, тем самым приводятся плановые показатели в соответствие с фактическим состоянием дел.

Сложившаяся ситуация может свидетельствовать о недостаточно эффективной работе как оператора проекта «Сахалин-2» так и консультантов, прикомандированных специалистов родственных организаций своего акционера – компании «Шелл Сахалин Холдингз Б.В.», обеспечивающих разработку проектной технологической документации и дальнейшее консультирование. При этом по данным Минэнерго России по состоянию на 1 января 2013 года (за весь период реализации проекта) на услуги по технологическому сопровождению проекта родственными организациями компании «Шелл Сахалин Холдингз Б.В.» было оплачено около 1,5 млрд. долларов США (возмещаемые затраты).

16. По проекту «Сахалин-2» реализация нефти и сжиженного природного газа в 2012 году осуществлялась на экспорт потребителям Азиатско-Тихоокеанского региона с терминала в порту «Пригородное» (Сахалинская область).

Реализовано 5,5 млн. тонн (59 танков) нефти и 10,9 млн. тонн или 24,21 млрд. кубических метров (230 партий) СПГ. Объем поставок природного газа ОАО «Газпром» составил 1,1 млрд. кубических метров.

По данным «Сахалин Энерджи», выручка от реализации нефти, СПГ и природного газа в 2012 году составила 10 580,6 млн. долларов США при

годовой средневзвешенной цене реализации нефти на экспорт – 877,5 доллара США за тонну, СПГ – 483,7 доллара США за тонну и природного газа – 448,1 долларов США за 1 тыс. кубических метров.

17. Смета расходов на 2012 год по проекту «Сахалин-2» одобрена НС 13 декабря 2011 года на общую сумму 1 655,4 млн. долларов США (100 процентов возмещаемые расходы).

По сравнению со сметой расходов на 2011 год (1 505 млн. долларов США) запланированные возмещаемые расходы на 2012 год увеличены на 150,4 млн. долларов США или на 10 процентов.

Фактические затраты в 2012 году составили 1 414 млн. долларов США или 94,3 процента плановых показателей. Кроме того, в затраты отнесены товарно-материальные запасы, приобретенные, но не использованные в отчетном году, на сумму 75 млн. долларов США, и прибыль от курсовых разниц 1,3 млн. долларов США. Общий расход за 2012 год составил 1 487,7 млн. долларов США (100 процентов возмещаемые затраты).

Фактические расходы по проекту «Сахалин-2» накопленным итогом на 1 января 2013 года составили 31 075,7 млн. долларов США, из которых 25 707,3 млн. долларов США – возмещаемые затраты (82,7 процента).

По состоянию на 1 января 2013 года все возмещаемые затраты компенсированы государством в полном объеме.

18. Проверкой установлено, что в нарушение пункта 4 «Затраты» приложения «А» СРП по проекту «Сахалин-2» в состав возмещаемых затрат за 2012 год включены расходы на общую сумму 6,5 млн. долларов США, не связанные с освоением месторождений проекта, указанные на странице 73.

19. За весь период реализации СРП по проекту «Сахалин-2» произведены начисления платежей в доход государства в сумме 5 389,6 млн. долларов США, в том числе в федеральный бюджет 4 183,4 млн. долларов США (77,6 процента). За 2012 год начисления платежей в доход государства составили 2 444,8 млн. долларов США, в том числе в федеральный бюджет 1 603,9 млн. долларов США (65,6 процента), из которых дивиденды по акции класса R – 450 млн. долларов США.

Кроме того в 2012 году в консолидированный бюджет Российской Федерации поступили налоги (подходный, транспортный, водный и иные) от «Сахалин Энерджи» в размере 1 197,1 млн. рублей.

Возврат налога на добавленную стоимость из бюджета Российской Федерации в 2012 году составил 5 027,3 млн. рублей.

Пунктом 14 (с) СРП по проекту «Сахалин-2» установлено, что суммы платы за пользование недрами (роялти) определяются по ставке 6 процентов на суммарный объем углеводородов, добываемых на лицензионных участках, замеряемых у фланца на выходе ОБТК, на который они непосредственно поступают после подачи с лицензионного участка. Однако «Сахалин Энерджи» при расчете роялти объем углеводородов, замеренный в установленном

порядке, уменьшает на объем, используемый для собственных производственных нужд.

По результатам проверки Межрайонной ИФНС России № 1 по Сахалинской области установлено, что в результате занижения объема углеводородов для расчета роялти государство недополучило в период 2008 – 2010 годов 57,2 млн. долларов США (без учета пени и штрафных санкций), что составляет в рублевом эквиваленте 1,7 млрд. рублей.

В настоящее время дело рассматривается в арбитражном суде в установленном порядке.

За период 2011 - 2012 годов роялти также занижен на общую сумму 68,0 млн. долларов США.

20. В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 6 сентября 2011 г. № 1539-р Минэнерго России заключило договор с ОАО «Газпром» от 19 сентября 2011 г. № 11/1 об уступке прав на получение доходов в натуральной форме (природный газ), причитающихся Российской Федерации в счет регулярных платежей за добычу полезных ископаемых (роялти) и в виде доли (части доли) прибыльной продукции от реализации СРП по проекту «Сахалин-2», со сроком действия - до 31 декабря 2014 года.

По указанному договору в 2012 году «Сахалин Энерджи» передал ОАО «Газпром» (его дочерней организации) в счет оплаты роялти 1,1 млрд. кубических метров природного газа на сумму 495,5 млн. долларов США для дальнейшей реализации потребителям Дальневосточного федерального округа по ценам, установленным Федеральной службы по тарифам для внутреннего потребления.

Следует отметить, что начало реализации Договора об уступке прав пришлось на период, когда объект капитального строительства «Магистральный газопровод Сахалин-Хабаровск-Владивосток. I пусковой комплекс» находился в стадии незавершенного строительства. Разрешение на ввод в эксплуатацию объекта строительства «Магистральный газопровод Сахалин-Хабаровск-Владивосток. I пусковой комплекс» (далее – газопровод) выдано Минрегионразвития России только через 15 месяцев после начала эксплуатации 25 декабря 2012 года. В результате в 2011 - 2012 годах при перекачке газа по газопроводу имели место факты аварий и гидратных пробок в газопроводе.

Также реализация Договора об уступке прав потребовала изменений общего проектного графика строительства, проектирования и закупки материалов по проекту «Сахалин-2», в результате чего дополнительные расходы составили 12 млн. долларов США.

В настоящее время ОАО «Газпром» инициирован вопрос о подготовке

документов в адрес Правительства Российской Федерации по продлению срока действия распоряжения Правительства Российской Федерации № 1539-р до 2041 года (до конца срока реализации проекта), в части подпункта «в» пункта 1 в связи с уступкой ОАО «Газпром» прав на получение доходов в натуральной форме (природный газ), причитающихся Российской Федерации в счет регулярных платежей за добычу полезных ископаемых (роялти).

Однако выплаты роялти в натуральной форме приводят к снижению доходов государства. Разница в ценах на природный газ, реализуемый по проекту «Сахалин-2» на внешний рынок и отпускаемый потребителям Дальневосточного федерального округа в 2012 году, составляла около 326 долларов США за 1 тыс. кубических метров. Федеральный бюджет в 2012 году недополучил доходов около 18 млрд. рублей.

Также следует отметить, что распоряжение № 1539-р издавалось с целью ускорения поставок газа потребителям Сахалинской области и Приморского края, в том числе на объекты саммита АТЭС. Его реализация планировалась только до момента включения в сырьевой ресурс газификации Дальневосточного федерального округа (2015 год) природного газа Киринского месторождения (проект «Сахалин-3»).

В случае принятия решения Правительством Российской Федерации о продлении срока реализации распоряжения № 1539-р до 2041 года, как предлагает ОАО «Газпром», консолидированный бюджет Российской Федерации не дополучит до конца реализации проекта доходов в размере 12 млрд. долларов США.

21. Выполнение работ в 2012 году на месторождениях проекта «Харьягинское месторождение» осуществлялось на основании Дополнения № 1 к Плану разработки объектов 2 и 3 Харьягинского месторождения, действовавшей в проверяемом периоде проектной технологической документацией и утвержденных Объединенным комитетом ПриГС.

22. Согласно проектным технологическим документам предыдущих периодов «Тоталь РРР» была обязана представить обновленный проектный документ, выполненный на основании пересчета запасов объектов 2 и 3 Харьягинское месторождения в течение 2011 года.

Однако из-за некачественного подсчета запасов в 2010 году «Тоталь РРР» была вынуждена заказывать новый подсчет запасов в 2011 году.

Результаты нового подсчета запасов стали основанием для разработки нового проектного технологического документа, который в декабре 2012 года согласован в ЦКР Роснедра (техсхема Харьяга-2012) и стратегического документа «Дополнение № 2 к Плану разработки объектов территории Соглашения» (ДПРМ-2012).

ДПРМ-2012 официально был направлен российской стороне для анализа

и последующего утверждения Объединенным комитетом в декабре 2012 года. По состоянию на момент окончания контрольного мероприятия работа российских органов государственной власти по анализу указанного документа не окончена, Объединенным комитетом он не утвержден.

Следует отметить, что по причине позднего утверждения Техсхемы – 2012 (декабрь 2012 года) программа бурения на 2012 год своевременно также не была утверждена Объединенным комитетом. «Тоталь РРР» была вынуждена прекратить бурение скважин и перевела буровую установку в режим ожидания (с 25 февраля 2012 года). При этом затраты на аренду буровой установки за 2012 год в размере 13,1 млн. долларов США возмещены государством в полном объеме.

23. Проверкой установлено, что в соответствии с ДПРМ-2012 объем извлекаемой нефти за период действия СРП составляет 41,8 млн. тонн нефти, что меньше соответствующего показателя предыдущего (утвержденного) ДПРМ-2007 на 7,66 млн. тонн (на 15,5 процента). При этом согласно ДПРМ-2012 совокупные затраты по проекту (с учетом инфляции) возросли относительно ДПРМ-2007 на 2 125,4 млн. долларов США (на 16,3 процента). Таким образом, отношение затрат на 1 единицу продукции (тонну) выросло с 261,9 долларов США до 360,7 долларов США или на 37,7 процента.

24. Фактический фонд скважин по состоянию на 1 января 2013 года составил 52 единицы, из них 30 добывающих (5 бездействующих), 14 нагнетательных (5 бездействующих), 5 водозаборных, 2 скважины в консервации и 1 скважина ликвидирована. В целом фонд эксплуатационных скважин соответствует техсхеме Харьяга-2012.

25. По итогам 2012 года фактическая добыча нефти составила 1 537,2 тыс. тонн, что на 36,9 тыс. тонн больше показателей техсхемы Харьяга-2012, при этом на 408,8 тыс. тонн (21 процент) меньше показателей авторского надзора Харьяга-2009. Фактическая добыча попутного газа составила 195,5 млн. кубических метров. Сожжено на факеле 144,9 млн. кубических метров попутного газа. Уровень утилизации составил 25,9 процента.

26. Своевременно не проведена модернизация центрального пункта сбора продукции для очистки газа. В результате 74 процента добываемого попутного газа в настоящее время сжигается в факелах при предельно допустимом объеме не более 5 процентов. Кроме экономических потерь, несомненно, наносится вред экологии, всестороннее изучение которого до настоящего времени Минприроды России, Росприроднадзором не проводилось.

Следует отметить, что «Тоталь РРР» не предъявляла претензии ОАО «ГлобалСтройИнжиниринг» за срыв сроков строительства комплекса работ № 4 (модернизация центрального пункта сбора продукции для очистки газа) как это предусмотрено договором от 1 марта 2011 года №.460000991.

По мнению ОАО «Зарубежнефть» основные проблемы в реализации проекта связаны со слабым управлением строительными проектами со стороны «Тоталь РРР», низкой исполнительской дисциплиной, серьезным отставанием по вводу объектов в эксплуатацию в согласованные сроки. Принимая необоснованные технические решения, «Тоталь РРР» увеличивает капиталоемкость проекта и эксплуатационные затраты, используя оборудование и материалы импортного производства. Подобный подход приводит к практике привлечения инжиниринговых компаний мирового уровня для выполнения, в том числе, несложных работ по обустройству месторождений. Это приводит к уменьшению доходной части проекта и, соответственно, к уменьшению прибыльной доли государства.

В настоящее время в управлении проектом со стороны инвесторов участвуют только представители «Тоталь РРР» и «Статойл» (Норвегия). Российские участники ОАО «Зарубежнефть» и ОАО «Ненецкая нефтяная компания» в связи с недостаточной долей участия (менее 30 процентов каждый) в управлении проектом не участвуют, что приводит к серьезным трудностям при отстаивании интересов Российской Федерации и компаний в рамках СРП «Харьягинское месторождение».

С целью усиления позиции российских участников проекта «Харьягинское месторождение» и обеспечения соблюдения интересов Российской Федерации необходимо участие в управлении проектом объединенным представителем российских инвесторов ОАО «Зарубежнефть» и ОАО «Ненецкая нефтяная компания» (с общей долей участия в размере 30 процентов) с одним решающим голосом.

27. Реализация нефти по проекту «Харьягинское месторождение» в 2012 году в объеме 1 537,0 тыс. тонн (за вычетом нормативных потерь при транспортировке) произведена на экспорт через порт Приморск Ленинградской области.

Выручка от реализованной в 2012 году нефти составила 1 143,3 млн. доллар США (без учета роялти) при годовой средневзвешенной цене реализации 789 долларов США за тонну.

28. ПРиГС-2012 по проекту «Харьягинское месторождение» утверждена ОК от 27 декабря 2011 года и 5 июля 2013 года на общую сумму 512,3 млн. долларов США (100 процентов возмещаемые расходы).

По сравнению с 2011 годом расходы на 2012 год снижены на 11,6 процента или на 52,0 млн. долларов США.

Фактические затраты в 2012 году составили 396,0 млн. долларов США (77,3 процента).

В соответствии с решением ОК 5 июля 2012 года согласовано возмещаемых затрат на общую сумму 396,0 млн. долларов США.

Возмещаемые затраты по проекту «Харьягинское месторождение» за весь период реализации накопленным итогом на 1 января 2013 года составили 2 844,8 млн. долларов США.

По состоянию на 1 января 2012 года все возмещаемые затраты инвесторов по проекту «Харьягинское месторождение» компенсированы в полном объеме.

29. За весь период реализации проекта «Харьягинское месторождение» российской стороне произведены начисления платежей на общую сумму 2 122,9 млн. долларов США, в том числе в федеральный бюджет 1 067,4 млн. долларов США (50,3 процента). За 2012 год начислено 615,9 млн. долларов США, в том числе в федеральный бюджет 304,8 млн. долларов США (49,5 процента).

Кроме того, в 2012 году в консолидированный бюджет Российской Федерации поступили налоги (подходный, транспортный, водный и иные) от «Тоталь РРР» в размере 0,7 млн. рублей.

Возврат налога на добавленную стоимость из бюджета Российской Федерации в 2012 году составил 1 532,8 млн. рублей (50,3 процента).

30. В соответствии с положениями СРП по проектам «Сахалин-1» (параграф 19.2 А статьи XIX), «Сахалин-2» (пункт 19в), «Харьягинское месторождение» (пункт 15.1) права собственности инвесторов на все имущество, приобретенное или созданное для использования в ходе работ по освоению месторождений, передаются государству в конце календарного года, в котором инвестор полностью возместит свои затраты на такое имущество.

По состоянию на 1 января 2013 года все возмещаемые затраты, понесенные участниками СРП проектам возмещены государством полностью и имущество может быть передано в собственность Российской Федерации.

Однако в нарушение указанных условий СРП и пункта 5.13 постановления Правительства Российской Федерации от 5 июня 2008 г. № 432 «О Федеральном агентстве по управлению государственным имуществом» Росимущество не обеспечило прием в казну Российской Федерации имущества, созданного в ходе реализации проектов, стоимость которого возмещена (оплачена) государством.

По данным годовых финансовых отчетов операторов проектов по состоянию на 1 января 2013 года затраты на капитальные вложения составили 42,1 млрд. долларов США, в том числе:

по проекту «Сахалин-1» - 17,0 млрд. долларов США,

по проекту «Сахалин-2» - 23,8 млрд. долларов США,

по проекту «Харьягинское месторождение» - 1,3 млрд. долларов США.

31. Затягивание решения о приеме в казну Российской Федерации имущества, созданного при выполнении СРП, сказывается и на позиции

компаний – операторов проектов, которые не стремятся к приобретению недвижимого имущества, а арендуют его по ценам, сопоставимым с приобретением.

По проектам «Сахалин-1», «Сахалин-2» при заключении договоров на фрахтование морских судов в стоимость услуг включено и возмещение капитальных затрат.

Так, по договорам на фрахтование судов снабжения «Витус Беринг», «Алексей Чириков», заключенных «Эксон НЛ», стоимость суточной аренды каждого судна в течение первых 10 лет составляет 44,5 тыс. долларов США, в том числе 35,7 тыс. долларов США – компонент капитализации.

В результате за 10 лет фрахта судна возмещение капитальных затрат владельцу составят около 130 млн. долларов США при его стоимости в 80 млн. долларов США.

По договорам аренды помещений «Сахалин Энерджи» оплачивает наем по ценам, сопоставимым с приобретением этих помещений. Мало того, компания первоначально обеспечила денежными средствами физических лиц, которые приобрели квартиры для последующей их сдачи в долгосрочную аренду «Сахалин Энерджи».

32. В нарушение условий СРП по проектам «Сахалин-1» (параграф 19.1 В статьи XIX) и «Сахалин-2» (пункт 19е) имущество, созданное (приобретенное) за счет возмещаемых государством затрат, продолжает использоваться третьими лицами.

Так, например, построенный для целей реализации проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» имущественный комплекс «расширение аэропорта «Ноглики», состоящий из 28 объектов инфраструктуры, включая взлетно-посадочную полосу, здание аэровокзала, ангары для самолетов, пожарное депо, иные объекты и оборудование, общей стоимостью 38 млн. долларов США используется ОАО «Аэропорт «Ноглики» без правоустанавливающих документов. При этом уставный капитал ОАО «Аэропорт Ноглики» (100 процентов акций Российской Федерации) составляет 6 млн. рублей.

Указанный имущественный комплекс «расширение аэропорта «Ноглики» не принят Росимуществом в собственность Российской Федерации, вследствие чего в Едином государственном реестре прав на недвижимое имущество и сделок с ним не зарегистрирован.

Кроме того, компании «Эксон НЛ» и «Сахалин Энерджи» в ходе реализации СРП являлись инвесторами проектов по строительству и модернизации дорог и мостов, морского порта и гавани в г. Холмске, п. Де-Кастри, электростанций, гидротехнических сооружений, больниц и поликлиник, объекта «пункт пропуска через государственную границу Российской Федерации в морском порту Пригородное».

При этом часть объектов инфраструктуры (внутриобъектовые)

учитывались в составе основных средств по производственным объектам по количеству и стоимости единицы основных средств. А объекты, расположенные вне месторождений, такие как инфраструктура «расширение аэропорта «Ноглики», «модернизация морского порта Холмский», «пункт пропуска через государственную границу Российской Федерации в морском порту Пригородное» и иные объекты в учете компаний-операторов проектов как отдельные объекты не отражены, а в суммовом выражении расходы на их создание отнесены на близлежащие производственные объекты.

В дальнейшем при передаче государству имущества от компаний «Эксон НЛ» и «Сахалин Энерджи» объекты инфраструктуры, построенные в счет возмещаемых расходов и расположенные вне производственных объектов, могут не войти в перечень имущества, подлежащего передаче в собственность Российской Федерации.

33. В нарушение статьи XX СРП по проекту «Сахалин-1» до настоящего времени не определен администратор ликвидационного счета российских участников консорциума.

СРП по проекту «Сахалин-2» ликвидационный фонд не предусмотрен. Вместе с тем в международной практике восстановление рабочих мест является обязанностью организации, ведущей разработку лицензионных участков. Если в ближайшее время участниками проекта «Сахалин-2» не будет достигнута договоренность о создании ликвидационного фонда, то по окончании лицензионного срока недропользования по проекту «Сахалин – 2» затраты на вывод объектов из эксплуатации могут в одностороннем порядке перейти на расходы федерального бюджета, существенно минимизируя все выгоды, полученные от проекта.

34. В соответствии с условиями СРП в реализации проектов принимают участие российские подрядные организации и российский персонал.

В 2012 году доля российских подрядных организаций в общем объеме заключенных контрактов на работы и услуги составили 75,2 процента - по проекту «Сахалин-1», 61,3 процента - по проекту «Сахалин-2» и 95,5 процента - по проекту «Харьягинское месторождение».

Общий объем работ, выполненный российскими подрядными организациями, в 2012 году составил 1 682,1 млн. долларов США.

Численность российского персонала компаний – операторов по действующим СРП в 2012 году составляла 86,6 процента - по проекту «Сахалин-1» до 88 процентов - по проекту «Сахалин-2», от 77,2 процента - по проекту «Харьягинское месторождение».

В 2012 году на обучение и переподготовку российского персонала по проектам затрачено 17,9 млн. долларов США.

Тенденция к снижению затрат на обучение по сравнению с прошлыми периодами связана с завершением программ обучения технического персонала (приступили к работе) и привлечение российских специалистов для проведения тренингов.

35. Реализация СРП проводится в двух субъектах Российской Федерации – в Сахалинской области (проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2») и в Ненецком автономном округе.

По результатам реализации СРП по проектам «Сахалин-1» и «Сахалин-2» в 2012 году в бюджет Сахалинской области поступило доходов в объеме 40,6 млрд. рублей, что составило 59,1 процента от доходов бюджета области.

В объеме валового регионального продукта Сахалинской области за 2012 год (706,6 млрд. рублей) реализация углеводородов по проектам «Сахалин-1» и «Сахалин-2» составила 71,5 процента (около 505 млрд. рублей).

Кроме того, компаниями–операторами профинансированы социальные программы и проекты на общую сумму около 200 млн. рублей.

По результатам реализации СРП проекта «Харьягинское месторождение» в 2012 году в бюджет Ненецкого автономного округа поступили доходы в размере 5,6 млрд. рублей, что составило 47,4 процента доходов бюджета округа.

В объеме валового регионального продукта Ненецкого автономного округа за 2012 год (155,4 млрд. рублей) реализация углеводородов по проекту «Харьягинское месторождение» составила около 22,5 процента (около 35 млрд. рублей).

В соответствии с условиями СРП «Тотать РРР» произведены отчисления на социальные нужды (345,1 тыс. долларов США) в рублевом эквиваленте около 10 млн. рублей.

Кроме того, инвесторами проекта профинансировано социальных программ и проектов на общую сумму около 65 млн. рублей.

36. До настоящего времени не решен вопрос о строительстве полигонов захоронения, необходимых для утилизации твердых бытовых отходов (далее – ТБО), получаемых в результате деятельности по проектам «Сахалин-1» и «Сахалин-2».

По данным Минприроды Сахалинской области существующие полигоны ТБО в г. Корсакове, г. Холмске, пос. Ноглики и пос. Смирных переполнены (остаточный срок эксплуатации рассчитан менее трех лет).

Минприроды Сахалинской области дважды обращалось в Минфин России с вопросом о согласовании применения инвестиционного договора в качестве инструмента финансирования работ по строительству полигонов ТБО в Холмском и Корсаковском районах, при этом затраты на строительство признать возмещаемыми.

До настоящего времени ответ из Минфина России не получен.

Без активной, слаженной работы представителей государства (Минэнерго Росси, Минфин России, Минприроды России, Правительства Сахалинской области) в уполномоченных комитетах по СРП проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» вопрос о строительстве полигонов ТБО будет оставаться не решенным на неопределенное время, что может привести к негативным последствиям для окружающей среды на острове.

37. В целом реализация проектов на условиях соглашений о разделе

продукции осуществляется с соблюдением требований природоохранного законодательства. Вместе с тем имеет место ряд нарушений: хранение загрязненных отходов на временных площадках хранения сверх установленного срока; нарушение требований промышленной безопасности при эксплуатации объектов; нарушения условий пользования недрами в части отсутствия мониторинга подземных вод в эксплуатационной скважине и другие.

38. Компании – операторы в 2012 году при суммарном плановом объеме средств на реализацию мероприятий в области охраны окружающей среды порядка 68,2 млн. долларов США, фактически израсходовали 63,6 млн. долларов США, что на 4,6 млн. долларов США, или на 6,7 процента меньше запланированного.

39. До настоящего времени не решен вопрос о необходимости/отсутствии необходимости осуществлять платежи за негативное воздействие на окружающую природную среду компанией «Эксон НЛ».

40. В нарушение статьи 14 Федерального закона от 4 мая 1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» компания «Тоталь РРР» с 2012 года и по настоящее время реализует СРП «Харьягинское месторождение» при отсутствии разрешений на выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.

41. Сумма предоставленных льгот по уплате таможенных платежей по товарам, перемещаемым в рамках СРП по проектам «Сахалин-1», «Сахалин-2», «Харьягинское месторождение», в 2012 году составила 182,2 млрд. рублей, в том числе при экспорте товаров 173,6 млрд. рублей, при импорте товаров – 8,6 млрд. рублей.

42. Не в полной мере урегулированы вопросы упорядочения нормативной правовой базы, направленные на обеспечение эффективной работы по таможенному оформлению и контролю товаров, перемещаемых в рамках СРП.

42.1. Одной из основных проблем осуществления таможенного контроля при перемещении через таможенную границу Таможенного союза товаров в рамках СРП остается документальное подтверждение обоснованности и правомерности предоставления льгот по уплате таможенных пошлин и налогов ввиду сложности осуществления идентификации ввозимых товаров с показателями, указанными в программах работ и сметах расходов.

Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 25 определяет перечень документов необходимых для таможенного оформления товаров с предоставлением льгот по уплате таможенных платежей. Вместе с тем требования к содержанию и форме программы работ и сметы расходов, подтверждающих использование ввозимых на территорию Российской Федерации товаров для целей СРП, не установлены.

42.2. Отсутствует нормативный правовой акт, регламентирующий порядок выдачи Минэнерго России подтверждения объемов продукции, экспортируемой в рамках реализации СРП с освобождением от уплаты вывозной таможенной пошлины, и предусматривающий форму такого подтверждения.

42.3. Нормативно не определены момент завершения таможенного контроля, а также перечень документов, на основании которых можно завершить таможенный контроль в случае полного потребления товаров, а также в отношении товаров, ввезенных в рамках соглашений и впоследствии утраченных лицами, ими пользующимися и/или владеющими. Не урегулирован вопрос изменения статуса для таможенных целей материалов, оборудования (иного имущества), включенных в объекты при строительстве и являющихся частью этих объектов.

42.4. Отсутствуют нормативные акты, определяющие необходимость предоставления в таможенные органы отчетности для целей надлежащего контроля за товарами, оформленными с предоставлением льгот, находящимися в распоряжении у лиц и использующих указанные товары в рамках СРП.

42.5. Несовершенство правовой базы по вопросу применения льгот по уплате таможенных пошлин, налогов в отношении товаров, ввозимых в рамках СРП, ведет к их неоднозначному толкованию таможенными органами, инвесторами и участниками проектов, судебным разбирательствам, что затрудняет принятие таможенными органами решений по вопросам применения льгот в отношении товаров, перемещаемых юридическими лицами, привлекаемых инвестором для реализации СРП.

43. Компаниями - операторами СРП не устранен ряд недостатков, выявленных Счетной палатой Российской Федерации в 2012 году.

По проектам «Сахалин-1», «Сахалин-2», «Харьягинское месторождение» не приняты необходимые меры по выполнению в полном объеме проектных и программных документов в части объемов и добычи углеводородов.

По проектам «Сахалин-1» продолжает оставаться вопрос о реализации газа стадии 2.

По проекту «Сахалин-2» остается не урегулированным вопрос по расчетам по роялти.

Не урегулирован вопрос о передаче в собственность Российской Федерации имущества, созданного при реализации действующих СРП.

Предложения:

1. Направить представление Счетной палаты Российской Федерации:
в Министерство энергетики Российской Федерации;
в компанию «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани, Лтд»;
в компанию «Эксон Нефтегаз Лимитед»;
во французское акционерное общество «Тоталь Разведка Разработка Россия».

2. Направить информационные письма:
Президенту Российской Федерации В.В.Путину;
Председателю Правительства Российской Федерации Д.А.Медведеву;
Губернатору Сахалинской области А.В.Хорошавину;
губернатору Ненецкого автономного округа И.Г.Федорову.

3. Направить отчет о результатах контрольного мероприятия в Совет

Федерации и Государственную Думу Федерального Собрания Российской Федерации.

- Приложение 1. Перечень законов и иных нормативных правовых актов, исполнение которых проверено в ходе контрольного мероприятия на 4 л. в 1 экз.
2. Перечень актов, оформленных по результатам контрольного мероприятия на 1 л. в 1 экз.

Аудитор



А.И.Жданьков

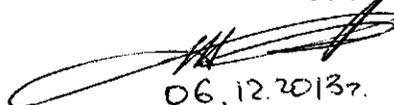
Аудитор



06.12.2013г.

С.И.Штогрин

Аудитор



06.12.2013г.

Б.-Ж.Жамбалнимбуев

**Перечень
законов и иных нормативных правовых актов, выполнение которых
проверено в ходе контрольного мероприятия**

1	Конституция Российской Федерации
2	Гражданский кодекс Российской Федерации
3	Налоговый кодекс Российской Федерации
4	Бюджетный кодекс Российской Федерации
5	Водный кодекс Российской Федерации
6	Земельный кодекс Российской Федерации
7	Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах»
8	Федеральный закон Российской Федерации от 30 декабря 1995 г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции»
9	Федеральный закон Российской Федерации от 21 июля 1997 г. № 122-ФЗ «О государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним»
10	Федеральный закон Российской Федерации от 8 ноября 2007 г. № 257-ФЗ «Об автодорогах и о дорожной деятельности в Российской Федерации»
11	Федеральный закон Российской Федерации от 21 июля 2005 г. № 94-ФЗ «О размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг для государственных и муниципальных нужд»
12	Федеральный закон Российской Федерации от 6 июня 2003 г. № 65-ФЗ «О внесении дополнения в часть вторую налогового кодекса Российской Федерации, внесении изменений и дополнений в некоторые другие законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации»
13	Федеральный закон Российской Федерации от 6 декабря 2011 г. № 409 «О внесении изменений в отдельные акты Российской Федерации»
14	Постановление Правительства Российской Федерации от 8 июля 1999 г. № 741 «Об утверждении Положения о формировании и использовании ликвидационного фонда при реализации соглашения о разделе продукции»
15	Постановление Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400 «О Министерстве энергетики Российской Федерации»
16	Постановление Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2005 г. № 679 «О порядке разработки и утверждения административных регламентов исполнения государственных функций (предоставления государственных услуг)»
17	Постановление Правительства Российской Федерации от 16 мая 2011 г. № 373 «О разработке и утверждении административных регламентов исполнения государственных функций и административных регламентов предоставления государственных услуг»

18	Постановление Правительства Российской Федерации от 29 ноября 2007 г. № 813 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2005 г. № 679»
19	Постановление Правительства Российской Федерации от 4 мая 2008 г. № 331 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2005 г. № 679»
20	Постановление Правительства Российской Федерации от 2 октября 2009 г. № 779 «О внесении изменений в порядок разработки и утверждения административных регламентов исполнения государственных функций»
21	Постановление Правительства Российской Федерации от 31 августа 2000 г. № 648 «Вопросы государственной регистрации прав на недвижимое имущество, находящееся в федеральной собственности»
22	Постановление Правительства Российской Федерации от 14 марта 2006 г. № 133 «О порядке назначения и деятельности представителей государства в управляющих комитетах, создаваемых в соответствии с условиями соглашений о разделе продукции»
23	Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 октября 2009 г. № 934 «О возмещении вреда, причиняемого транспортными средствами, осуществляющими перевозки тяжеловесных грузов по автодорогам Российской Федерации»
24	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2011 г. № 667-р «О внесении изменений в распоряжение Правительства Российской Федерации от 24 марта 2007 г. № 353-р»
25	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 5 июля 2001 г. № 911-р «О передаче прав и обязательств по СРП «Сахалин-1» компании «ОНГК Видеш Лимитед»
26	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 24 марта 2007 г. № 353-р (в ред. распоряжений Правительства РФ от 15.10.2007 г. № 1421-р, от 13.10.2008 г. № 1495-р, от 30.04.2009 г. № 591-р, от 04.05.2010 г. № 658-р, от 27.12.2010 г. № 2382-р, от 15.04.2011 г. № 667-р)
27	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 17 мая 2011 г. № 848-р «О разрешении захода до 31 декабря 2011 года иностранных судов в районы внутренних морских вод и территориального моря Российской Федерации в целях выполнения работ, необходимых для реализации проекта «Сахалин-2»
28	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28 мая 2011 г. № 929-р «О разрешении захода до 31 декабря 2011 года иностранных судов в районы внутренних морских вод и территориального моря Российской Федерации, а также многократного пересечения государственной границы Российской Федерации указанным судам в целях выполнения работ, необходимых для реализации проекта «Сахалин-1»
29	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 20 июля 2011 г. № 1269-р «О разрешении захода до 31 декабря 2011 года

	специализированных судов «JAN STEEN» под флагом Королевства Нидерланды и «POMPEI» под флагом Бельгии, а также судна «COSTA BLANCA» под флагом Индии в районы внутренних морских вод и территориального моря Российской Федерации в целях выполнения работ, необходимых для реализации проекта «Сахалин-1»
30	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 06 сентября 2011 г. № 1539-р «О получении доходов от реализации соглашений о разделе продукции по проектам «Сахалин-1» и «Сахалин-2», начиная с 2011 года в денежной форме, за исключением роялти по проекту «Сахалин-2» в период с сентября 2011 года по декабрь 2014 года - в натуральной форме, (природным газом)»
31	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 1 октября 2011г. № 1711-р «О внесении изменений в распоряжение Правительства Российской Федерации от 20 июля 2011г. № 1269-р»
32	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 27 октября 2011 г. № 1890-р «О разрешении захода до 31 декабря 2012 года иностранных судов в районы внутренних морских вод и территориального моря Российской Федерации в целях выполнения работ, необходимых для реализации проекта «Сахалин-2»
33	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 1 сентября 2012 г. № 1600-р «О внесении изменений в распоряжение Правительства Российской Федерации от 24 марта 2007 г. № 353-р» (о назначении представителей государства в совете представителей уполномоченного государственного органа по проекту «Сахалин-1», в наблюдательном совете по проекту «Сахалин-2» и в объединенном комитете по проекту «Харьягинское месторождение»)
19	Приказ Минпромэнерго России от 06 апреля 2005 г. № 77 «О межведомственной комиссии по вопросам подготовки и реализации соглашений о разделе продукции»
20	приказ Минэнерго России от 13 декабря 2011 г. № 583 «О внесении изменений в приказ Минэнерго от 22 июня 2009 г. № 274».
21	Приказ Минэнерго России от 13 февраля 2012 г. № 50 «О рабочей группе совета представителей уполномоченного государственного органа по проекту «Сахалин-1»
22	Приказ Минэнерго России от 13 декабря 2012 г. № 51 «О рабочей группе наблюдательного совета по проекту «Сахалин-2»
23	Приказ Минэнерго России от 13 февраля 2012 г. № 52 «О консультативном подкомитете по финансам и нефтяным операциям по проекту «Харьягинское месторождение»
24	Постановление Сахалинской областной Думы от 4 мая 2006 г. № 4/8/239-4 «О повышении социально-экономического эффекта нефтегазовых проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2»
25	Приказ Ростехнадзора от 15.04.2010 г. № 289 «Об утверждении заключения экспертной комиссии государственной экологической

	экспертизы материалов «Проект «Сахалин-1». Месторождение Аркутун-Даги. Береговые и морские сооружения»
26	Приказ ФТС РФ от 22.12.2010 г. № 2524 «О признании утратившими силу некоторых правовых актов ГТК (ФТС) России», в соответствии с которым признано утратившим силу Указание ГТК России от 21.07.1997 г. № 01-14/939 «Об особенностях таможенного оформления товаров, ввозимых для выполнения работ по соглашениям о разделе продукции «Сахалин-1» и «Сахалин-2»
27	Закон Сахалинской области от 9 июля 2001 года № 270 «Устав Сахалинской области»
28	Закон Сахалинской области от 26 октября 2009 г. № 89-ЗО «О системе органов исполнительной власти Сахалинской области»
29	Закон Сахалинской области от 27 июля 2011 года № 85-ЗО «О программе социально-экономического развития Сахалинской области на 2011 - 2015 годы и на период до 2018 года»
30	Постановление Администрации Сахалинской области от 7 декабря 2011 г. № 524 «Об утверждении положения о Министерстве природных ресурсов и охраны окружающей среды Сахалинской области»
31	Постановление Администрации Сахалинской области от 15 сентября 2009 г. № 370-па «Об утверждении областной целевой программы «Газификация Сахалинской области до 2010 года и на перспективу до 2020 года»
32	Распоряжение Правительства Сахалинской области от 13 марта 2012 г. № 149-р «Об итогах социально-экономического развития, исполнении областного бюджета за 2011 год и основных задачах на 2012 год и плановый период 2013 и 2014 годов»
33	Распоряжение Губернатора Сахалинской области от 20 октября 2011 г. № 151-р «Об утверждении новой структуры Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Сахалинской области»

Перечень актов по результатам контрольного мероприятия «Проверка эффективности деятельности государства и компаний-операторов проектов по реализации действующих соглашений о разделе продукции за 2012 год»

№ п/п	дата, №	наименование объекта	кол-во листов
1.	8 октября 2013 г. № км-700/05-04	Министерство энергетики Российской Федерации (г. Москва)	150
2.	16 сентября 2013 г. № км-613/05-04	Правительство Сахалинской области (г. Южно-Сахалинск)	55
3.	29 марта 2013 г. № км-126/05-04	администрация Ненецкого автономного округа (г. Нарьян-Мар)	44
4.	13 июня 2013 г. № км-431/05-04	французское акционерное общество «Тоталь Разведка Разработка Россия» (г. Москва)	52
5.	16 сентября 2013 г. № км-614/05- 04ДСП	компания «Эксон Нефтегаз Лимитед» (г. Южно-Сахалинск)	145
6.	16 сентября 2013 г. № км-616/05- 04ДСП	компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» (г. Южно-Сахалинск)	105