

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

---

Институт природных ресурсов  
Специальность 080502 «Экономика и управление на предприятии (нефтяной и газовой промышленности)»  
Кафедра экономики природных ресурсов

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

Тема работы
Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Лас-Еганском месторождении (Нижневартовский район)

УДК 622.276.66 (571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Э00	Верховский Максим Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	К.Э.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Грахова Елена Александровна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Заведующий кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Экономики природных ресурсов	Боярко Григорий Юрьевич	Д.Э.Н.		

Томск – 2016 г.

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

---

Институт природных ресурсов  
Специальность 080502 «Экономика и управление на предприятии (нефтяной и газовой промышленности)»  
Кафедра экономики природных ресурсов

УТВЕРЖДАЮ:  
Заведующий кафедрой экономики  
природных ресурсов

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      **Г.Ю. Боярко**  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Э00	Верховский Максим Анатольевич

Тема работы:

Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на Лас-Еганском месторождении (Нижневартовский район)

Утверждена приказом директора ИПР

№1179/с от 16.02.2016г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*График проведения ремонта скважины бригадами КРС ООО «КРС-Траст» подготовительных работ ГРП на Лас-Еганском месторождении ТПП «ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ» – ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ».*  
*Геологические данные по скважинам.*  
*Данные по стоимости мобилизации и демобилизации бригады ГРП и КГРП компании ООО «Империал Фрак Сервис».*  
*Данные по стоимости оборудования участвующего в ГРП и КГРП ООО «Империал Фрак Сервис».*  
*Данные по стоимости проведения одной операции ГРП и КГРП ООО «Империал Фрак Сервис».*  
*Геологические данные по скважинам после ГРП и КГРП ТПП «ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ» – ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ».*

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<p>Необходимо провести расчет стоимости работ по подготовительно-заключительным работам к ГРП и КГРП подрядной компанией ООО «КРС-Траст».</p> <p>Рассчитать стоимость проведения ГРП и КГРП ООО подрядной компанией ООО «Империал Фрак Сервис» с учетом мобилизации оборудования.</p> <p>Рассчитать потери добыче нефти в следствии простоя скважины.</p> <p>Рассчитать дополнительную добычи после проведения ГРП и КГРП.</p> <p>Рассчитать эффективность применения методов ГРП И КГРП.</p> <p>Сделать выводы о дальнейшей целесообразности их применения.</p>
<b>Перечень графического материала</b>	<p>Дисконтированный денежной поток в результате проведения ГРП.</p> <p>Чистая приведенная стоимость в результате проведения ГРП.</p> <p>Дисконтированный денежной поток в результате проведения КГРП.</p> <p>Чистая приведенная стоимость в результате проведения КГРП.</p>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Пожарницкая Ольга Вячеславовна
Социальная ответственность	Грахова Елена Александровна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке</b>	
1 Технологические решения по проведению повышения нефтеотдачи пластов на Лас-Еганском месторождении ТПП «ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ» – ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ».	
2 Экономическая оценка проведения гидравлического разрыва пласта на одной скважине компанией ООО «ИМПЕРИАЛ ФРАК СЕРВИС».	
3 Экономическая оценка проведения кислотного гидравлического разрыва пласта на одной скважине компанией ООО «ИМПЕРИАЛ ФРАК СЕРВИС».	
4 Социальная ответственность.	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику:</b>	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Э00	Верховский Максим Анатольевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Э00	Верховский Максим Анатольевич

<b>Институт</b>	Институт природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Экономики природных ресурсов
<b>Уровень образования</b>		<b>Направление</b>	«Экономика и управление на предприятии (нефтяной и газовой промышленности)»

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

<ul style="list-style-type: none"> <li>- Положения и рекомендации по корпоративной и социальной ответственности, используемые в российской практике</li> <li>- Внутренняя документация предприятия, официальной информации различных источников, включая официальный сайт предприятия, отчеты</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Руководство по социальной ответственности: международный стандарт ISO 26000:2010 (Утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 29.11.2012 года № 1611).</li> <li>- Официальный сайт Группы «Лукойл» <a href="http://lucoil.ru">http://lucoil.ru</a></li> <li>- Политика управления персоналом</li> </ul>
--	---

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

<p>Анализ факторов внутренней социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- безопасность труда;</li> <li>- стабильность заработной платы;</li> <li>- поддержание социально значимой заработной платы;</li> <li>- дополнительное медицинское и социальное страхование сотрудников;</li> <li>- развитие человеческих ресурсов через обучающие программы и программы подготовки и повышения квалификации;</li> <li>- оказание помощи работникам в критических ситуациях.</li> </ul>	<p>Проанализировать внутреннюю социальную политику Группы «Лукойл» по вопросам:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Оказание помощи пострадавшим в результате стихийных бедствий, экологических, промышленных или иных катастроф, социальных, национальных, религиозных конфликтов, а также жертвам репрессий, беженцам и вынужденным переселенцам,</li> <li>- Соблюдение стандартов, выполнение требований российского законодательства, а также выполнение международных договоров Российской Федерации, по вопросам заработной платы, социального страхования, предоставление оплачиваемых отпусков, охраны труда и т.д.</li> <li>- Содействие компании деятельности в сфере образования, науки, культуры, искусства, просвещения, а также духовному развитию личности.</li> </ul>
<p>Анализ факторов внешней социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- спонсорство и корпоративная благотворительность;</li> <li>- содействие охране окружающей среды;</li> <li>- взаимодействие с местным сообществом и местной властью;</li> <li>- готовность участвовать в кризисных ситуациях;</li> <li>- ответственность перед потребителями товаров и услуг (выпуск качественных товаров), и т.д.</li> </ul>	<p>2) Проанализировать в качестве внешних факторов корпоративной социальной ответственности ресурсы Группы «Лукойл».</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- спонсорство и корпоративную благотворительность;</li> <li>- взаимодействие с местным сообществом и местной властью.</li> </ul>
<p>Определение стейкхолдеров организации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- внутренние и внешние стейкхолдеры организации;</li> <li>- краткое описание и анализ деятельности стейкхолдеров организации.</li> </ul>	<p>3) Определить стейкхолдеров Группы «Лукойл», дать краткое описание анализу их деятельности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Внешние (находятся внутри организации): поставщики, посредники, покупатели.</li> <li>- Внутренние (за пределами предприятия): учредители, инвесторы, персонал.</li> </ul>

<p><i>Определение структуры программы КСО:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- наименование предприятия;</li> <li>- элемент;</li> <li>- стейкхолдеры;</li> <li>- сроки реализации мероприятия;</li> <li>- ожидаемый результат от реализации мероприятия.</li> </ul>	<p>4) <i>Описать программы Группы «Лукойл» и определить их структуру, направленность на различных стейкхолдеров</i></p>
<p><i>Определение затрат на программы КСО - расчет бюджета затрат на основании анализа структуры программы КСО</i></p>	<p>5) <i>Определить затраты Группы «Лукойл» по описанным ранее программам КСО за 2013 год на основе Официальных источников</i></p>
<p><i>Оценка эффективности программ и выработка рекомендаций</i></p>	<p>6) <i>Дать оценку эффективности программ предприятия Группы «Лукойл»</i></p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	<p><i>Стейкхолдеры Группы "ЛУКОЙЛ"</i></p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику:</b>	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Грахова Елена Александровна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Э00	Верховский Максим Анатольевич		

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

Институт природных ресурсов  
 Специальность 080502 «Экономика и управление на предприятии (нефтяной и газовой промышленности)»  
 Кафедра экономики природных ресурсов  
 Период выполнения - весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

**Дипломная работа**

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

**Срок сдачи студентом выполненной работы:**

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
31.03.2016	<i>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ЛАС-ЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТПП «ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ» – ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»</i>	15
13.04.2016	<i>ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОДНОЙ СКВАЖИНЕ КОМПАНИЕЙ ООО «ИМПЕРИАЛ ФРАК СЕРВИС»</i>	20
25.04.2016	<i>ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОДНОЙ СКВАЖИНЕ КОМПАНИЕЙ ООО «ИМПЕРИАЛ ФРАК СЕРВИС»</i>	20
12.05.2016	<i>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</i>	20
20.05.2016	<i>Нормоконтроль (проверка соответствия оформления требованиям к ВКР)</i>	15
25.05.2016	<i>Предварительная защита</i>	10
27.05.2016	<i>Сдача готовой работы</i>	<i>Итого: 100</i>

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	К.Э.Н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Экономики природных ресурсов	Боярко Григорий Юрьевич	Д.Э.Н.		

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	12
1	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ЛАС-ЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТПП «ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ» – ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»	13
1.1	Состояние эксплуатационного фонда скважин по пласту ЮВ-1 на Лас-Еганском месторождении	13
1.2	Методы повышения нефтеотдачи пластов, применяемые на Лас-Еганском месторождении	18
1.2.1	Технология проведения ГРП	21
1.2.2	Технология проведения кислотного ГРП	26
2	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОДНОЙ СКВАЖИНЕ КОМПАНИЕЙ ООО «ИМПЕРИАЛ ФРАК СЕРВИС»	30
2.1	Экономическая оценка проведения подготовительных работ к гидравлическому разрыву пласта бригадой КРС ООО «КРС-Траст»	30
2.2	Экономическая оценка проведения заключительных работ после гидравлического разрыва пласта бригадой КРС ООО «КРС-Траст»	33
2.3	Экономическая оценка эффективности проведения гидравлических разрывов пластов по скважинам за 2013 и 2014гг	35
3	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОДНОЙ СКВАЖИНЕ КОМПАНИЕЙ ООО «ИМПЕРИАЛ ФРАК СЕРВИС»	43
3.1	Экономическая оценка проведения подготовительных работ к кислотному гидравлическому разрыву пласта бригадой КРС ООО «КРС-Траст»	43
3.2	Экономическая оценка проведения заключительных работ после гидравлического разрыва пласта бригадой КРС ООО «КРС-Траст»	48

3.3	Экономическая оценка эффективности проведения кислотных гидравлических разрывов пластов за 2013 и 2014гг	50
4	КОРПОРАТИВНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ КОМПАНИИ ОАО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»	55
4.1	Социальный кодекс ОАО "ЛУКОЙЛ"	55
4.2	Анализ программ КСО Группы "ЛУКОЙЛ"	63
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	66
	Список использованных источников	68
	Приложение А - Оценка проведения ГРП по скважинам компанией ООО «Империал Фрак Сервис» в 2013 году	70
	Приложение Б - Оценка проведения ГРП по скважинам компанией ООО «Империал Фрак Сервис» в 2014 году	72
	Приложение В - Продолжение оценки проведения ремонтов ПР ГРП бригадами КРС ООО «КРС-Траст» в 2013 году	74
	Приложение Г - Оценка проведения ремонтов ПР ГРП бригадами КРС ООО «КРС-Траст» в 2014 году	76
	Приложение Д - Оценка проведения ремонтов ЗР ГРП бригадами КРС ООО «КРС-Траст» в 2013 году	78
	Приложение Е - Оценка проведения ремонтов ЗР ГРП бригадами КРС ООО «КРС-Траст» в 2014 году	80
	Приложение Ж - Дополнительная добыча нефти в 2013 году после проведения ГРП в 2013 году	82
	Приложение И - Дополнительная добыча нефти в 2014 году после проведения ГРП в 2013 году	84
	Приложение К - Дополнительная добыча нефти в 2015 году после проведения ГРП в 2013 году	86
	Приложение Л - Продолжение прогноза дополнительной добычи нефти в 2016 году после проведения ГРП в 2013 году	88
	Приложение М - Дополнительная добыча нефти в 2014 году после проведения ГРП в 2014 году	90



Приложение Н - Дополнительная добыча нефти в 2015 году после проведения ГРП в 2014 году	92
Приложение П - Прогноз дополнительной добычи нефти в 2016 году после проведения ГРП в 2014 году	94
Приложение Р - Прогноз дополнительной добычи нефти в 2017 году после проведения ГРП в 2014 году	96

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 97 страниц, содержит 8 рисунков, 8 таблиц, 30 источников.

Ключевые слова: прирост выручки, операционные затраты, чистый денежный поток, чистая приведенная стоимость, дисконтированный чистый денежный поток, период окупаемости, индекс рентабельности, индекс дисконтированной окупаемости.

В данной работе объектом исследования является низко-проницаемый нефтенасыщенный пласт ЮВ-1 на Лас-Еганском месторождении.

Цель работы – проведение анализа эффективности методов повышения нефтеотдачи пласта ЮВ-1 на Лас-Еганском месторождении, таких как гидравлический разрыв пласта, и кислотный гидравлический разрыв пласта.

В процессе исследования проводился сравнительный анализ эффективности двух методов повышения нефтеотдачи пласта ЮВ-1 на Лас-Еганском месторождении в компании ТПП «ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ» – ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ».

Область применения: экономика и управление предприятиями нефтегазовой промышленности.

Значимость работы заключается в том, что результаты исследования могут быть полезными для специалистов, учувствовавших в разработке Лас-Еганского месторождения и экономистов предприятия нефтегазовой промышленности, в частности ТПП «ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ» – ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ».

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

КГРП – кислотный гидравлический разрыв пласта;

ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважин;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ПР ГРП – подготовительные работы к гидравлическому разрыву пласта;

ЗР ГРП – заключительные работы после гидравлического разрыва пласта;

ПР КГРП – подготовительные работы к кислотному гидравлическому разрыву пласта;

ЗР ГРП – заключительные работы после кислотного гидравлического разрыва пласта.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Текущее состояние разработки месторождений в районе деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз» – ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ» характеризуется снижением темпов добычи нефти и попутного газа. [4]

Анализ состояния разработки месторождений в районе деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз» показал, что дальнейшая эффективная разработка их требует применения современных методов повышения нефтеотдачи низко проницаемых пластов.

Назрела необходимость по активизации выработки запасов нефти из низко продуктивных участков пласта группы ЮВ-1. Глубоко проникающий гидравлический разрыв пласта повышает производительность скважин, ускоряет темпы отбора нефти и увеличивает, по оценке научно-исследовательских институтов, нефтеотдачу пластов на 100 - 120%. [1]

В связи с тем, что запасы нефти таких залежей не вовлекались в разработку, из малой продуктивности, поставлена задача в ее увеличении с применением современных методов воздействия на пласт. Рассмотрев два метода повышения нефтеотдачи пласта: гидравлический разрыв пласта и кислотный гидравлический разрыв пласта на Лас-Еганском месторождении, сделаны выводы о том, что первый является наиболее эффективным в связи с долгосрочностью и большими показателями по нефтеизвлечению. Кислотный гидравлический разрыв пласта на Лас-Еганском месторождении менее эффективный и для компании является убыточным.

Метод исследования: теоретический, наблюдательный, сравнительный, математический и метод анализа.

Период исследования с 2013 по 2017 год (прогноз).

# **1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ЛАС-ЕГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТПП «ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ» – ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»**

## **1.1 Состояние эксплуатационного фонда скважин по пласту ЮВ-1 на Лас-Еганском месторождении**

Текущее состояние разработки Лас-Еганского месторождения, деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз» – ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», характеризуется снижением темпов добычи нефти и попутного газа, так как находится в третьей стадии разработки. [4]

Анализ состояния разработки Лас-Еганского месторождения показал, что из низко продуктивного пласта группы ЮВ1 для извлечения пластового флюида требуется применение современных методов повышения нефтеотдачи пластов которые позволят в конечном итоге увеличить его проницаемость, так как традиционные методы нефтеотдачи на базе заводнения для таких пластов малоэффективны. [11]

Зарубежная практика показывает что при разработке низко проницаемых пластов наибольший эффект достигается при использовании метода глубоко проникающего гидравлического разрыва пласта. ГРП повышает производительность скважин, ускоряет темпы отбора нефти и увеличивает нефтеотдачу пластов. [12]

Проведён детальный анализ возможности и целесообразности применения глубоко проникающего гидравлического разрыва пластов на месторождениях в районе деятельности ТПП «ЛНГ» с целью увеличения добычи нефти и попутного газа. Анализ показал высокую эффективность этого метода.

Из-за истощения длительно разрабатываемых высокопроницаемых пластов, добыча нефти на месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз»

стремительно падает, в связи с чем начался ввод в эксплуатацию низкопроницаемых коллекторов.

Применение искусственных методов воздействия на пласт позволяет восполнить пластовую энергию, сократить сроки разработки нефтяных залежей. Улучшить состояние скважины можно созданием дополнительных или увеличенных каналов перфорации, удалением органических и неорганических веществ из пустот пласта. В связи с этим большое значение приобретает применение технологий интенсификации разработки и повышения нефтеотдачи. [13]

В соответствии с последним проектным документом, фонд добывающих скважин должен был составить 23 единицы, накопленная добыча нефти 78 тысяч тонн, обводнённость 12%. Фактические данные разработки существенно отличаются от проектных, если в первый год эксплуатации количество добывающих скважин было 7 штук, то уже к концу 1990 года их стало 73 штуки, а на конец 2010 года их количество уменьшилось до 69 штук. Такое интенсивное разбуривание скважин привело к быстрому росту добычи нефти, которая в 1990 году составила 221 тыс.т. против 50 тыс.т. по проекту. В 2010 году добыча нефти по скважинам, работающим с пласта Ю-1 составила 182 тыс.тонн. Обводнённость к концу 1990 года составила 5%. В 2010 году обводнённость по добывающим скважинам составила: 2-20% - 11 скважин, 20-50% - 20 скважин, 50 – 90% - 31 скважин, более 90% - 7 скважин. Средний дебит большинства скважин равен порядка 9 тонн/сутки. И только по единичным скважинам, приуроченным к зонам с наилучшими коллекторскими свойствами, он был равен 50-60 тонн/сутки. Темп отбора к концу 2010 года составил 6,1% от начальных извлекаемых запасов, коэффициент нефтеизвлечения –0,04. Среднегодовые отборы нефти порядка 3000 тонн со скважины и только по отдельным скважинам они достигают 10-15 тысяч тонн. [8]. Закачка воды с целью поддержания пластового давления начата в конце 1988 года в объёмах существенно превышающих отборы жидкости. Это позволило стабилизировать пластовое давление на уровне 24,5 МПа и затем

увеличить к концу 1995 года до 24,9 МПа. За десять последующих лет разработки давление упало до 19,5 МПа. [4]

Зона максимальных отборов жидкости приурочена к наиболее проницаемым частям залежи. В этих зонах пластовое давление снизилось до 18,3 МПа. В тоже время максимальное пластовое давление по отдельным нагнетательным скважинам достигает 28-30 МПа. В южной части залежи пластовое давление по всем скважинам практически одинаково и равно порядка 24,5 МПа. [3]

Технологической схеме разработки Лас-Ёганского месторождения отмечено, что запасы нефти пласта ЮВ-1 сосредоточены в 3-х залежах: западной (основной), восточной и южной. Большая часть запасов нефти (89%) сосредоточена в западной залежи, площадь которой по имеющимся данным составляет 72336 тысяч м<sup>2</sup>, балансовые запасы нефти ( по категории С1+С2) - 22084,7 тысяч тонн. Толщина коллекторов залежи изменяется от 2 до 13 метров, коэффициент нефтенасыщенности от 0,40 до 0,71, пористость от 13,5 до 19,3%, проницаемость от 1,3 до 67,2 мД. Для оценки оперативных запасов нефти использовались подсчётные параметры, утверждённые ГКЗ СССР. [8]

Исследования по определению коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях с образцами кернов и нефти пласта ЮВ-1 Лас-Ёганского месторождения не проводились. Комплексный анализ литолого-минералогических, петрографических и коллекторских свойств пород и содержащихся в них пластовых нефтей и вод по месторождениям центральной части Нижневартовского района и изучаемого месторождения, проведённый Сибирским научно-исследовательским институтом нефтяной промышленности, показал их близость для разновозрастных групп залежей нефти. В связи с этим для обоснования среднего коэффициента вытеснения нефти водой в данной работе пользовались рекомендованными СибНИИНП осреднёнными зависимостями коэффициента вытеснения нефти от проницаемости образцов

керна пласта ЮВ-1 месторождений Нижневартовского нефтедобывающего района. [4]

Таблица 1 - Состояние эксплуатационного фонда скважин по пласту ЮВ-1 Лас-Ёганского месторождения [4]

№ скважин	Глубина залегания пласта, м	Эффективная мощность пласта, м	Пористость, %	Проницаемость, мД	Нефте-насыщенность %	Дебит текущий нефти, т	Обводнённость, %
9046	2754	11,8	21,3	8,6	43,9	5,3	25
9048	2736	10,2	22,5	10,6	45,8	12,5	32
9049	2735	10,5	25,1	4,3	62,5	4,5	91
9050	2736	8,3	24,3	4,2	45,2	20,3	24
9054	2852	11,2	18,6	21,5	41,9	8,6	24,
9055	2844	10,6	15,3	24,6	25,6	4,9	33,2
9070	2843	9,5	20,5	21,6	28,3	1,8	45,6
9076	2837	8,6	25,3	Н/д	64,1	0,35	24,1
9078	2863	10,5	20,4	Н/д	12,5	14,3	78,5
9081	2852	11,8	21,3	10,4	33,6	12,5	45,9
9083	2865	12,0	19,5	8,9	38,8	3,8	12,6
9084	2843	12,1	15,5	5,4	45,8	6,9	18,9
9085	2841	11,3	16,5	8,1	47,9	5,8	18,6
9095	2866	11,6	16,4	6,1	52,1	9,8	36,8
9097	2793	10,5	18,9	5,3	35,4	17,6	12,0
9101	2796	9,6	15,4	8,1	39,9	18,2	18,3
9103	2830	8,2	17,6	7,5	46,8	3,8	14,8
9108	2819	8,6	18,3	8,5	58,8	2,9	65,8
9109	2833	8,4	14,9	4,1	56,1	7,0	5,3
9110	2863	8,5	15,6	7,3	25,3	2,3	4,9
9114	2928	8,5	14,9	5,6	28,6	8,1	8,9
9125	2915	9,9	19,3	5,2	53,2	4,6	15,8
9126	2935	10,5	23,1	4,1	56,6	3,8	45,3
9128	2901	11,1	19,2	8,1	43,8	3,5	48,7
9130	2899	11,2	18,5	7,9	42,7	3,4	12,9
9133	2881	11,9	17,4	Н/д	29,3	12,8	45,6
9137	2856	10,9	18,3	5,6	27,5	17,5	12,6
9138	2877	10,6	14,9	8,1	56,3	8,4	12,8
9140	2891	10,5	20,5	4,8	64,8	4,98	12,3



Продолжение таблицы 1 - Состояние эксплуатационного фонда скважин по пласту ЮВ-1 Лас-Ёганского месторождения [4]

№ скважи	Глубина залегания пласта, м	Эффективная мощность пласта, м	Пористость, %	Проницаемость, мД	Нефте-насыщенность %	Дебит текущий нефти, т	Обводнённость, %
9141	2816	10,1	19,4	Н/д	63,2	5,2	34,2
9142	2825	11,2	23,1	18,5	56,1	8,9	8,6
9144	2788	12,1	22,4	14,3	48,9	1,2	4,9
9149	2813	11,6	19,3	10,4	69,3	3,9	56,6
9151	2845	11,3	18,2	11,3	67,5	14,8	45,2
9155	2823	10,8	18,6	4,8	68,1	5,8	28,1
9157	2799	10,5	15,8	6,1	52,1	17,9	14,5
9158	2831	9,6	18,5	8,1	38,9	20,6	16,7
9161	2856	9,3	19,2	7,6	65,2	2,3	12,6
9166	2874	7,6	20,8	8,4	42,5	14,5	16,2
9168	2927	6,8	22,3	5,6	65,2	9,4	45,3
9170	2913	6,1	28,9	4,6	64,2	11,8	12,6
9171	2963	5,9	25,1	8,6	63,3	4,6	11,3
9193	2979	5,8	23,5	18,5	46,7	16,8	56,3
9224	2949	4,0	25,4	16,3	47,2	5,4	42,9
9238	2932	4,6	25,6	12,5	50,1	2,3	12,3
9285	2897	4,8	23,4	8,3	5,0,2	18,4	17,5
9291	2879	7,6	23,1	4,0	34,6	1,3	8,9
9296	2887	8,3	22,5	4,0	41,3	1,5	8,6
9128	2756	7,5	19,5	4,1	58,2	12,4	8,3
9299	2789	8,9	19,3	4,9	53,1	16,1	4,8
9312	2794	8,5	19,9	8,6	35,4	8,2	8,9
9328	2821	9,5	20,5	10,5	65,3	17,8	16,8
9363	2845	9,6	19,5	5,6	25,8	16,9	12,3
9370	2841	9,	18,8	4,9	1,5	2,1	9,8
9382	2836	10,8	17,2	4,8	28,3	6,5	32,1
9384	2843	11,2	16,4	5,6	39,8	7,8	25,1
9391	2815	10,3	17,3	7,9	40,5	9,9	24,6

В таблице 1 представлены начальные геолого-технические данные по скважинам, до момента проведения метода повышения нефтеотдачи пласта ЮВ-1. Согласно геологических условий было принято решение провести метод повышения нефтеотдачи пласта КГРП по скважинам № 9144, 9151, 9166, 9170 и

9391 в период 2013 – 2014 годов по программе опытно-промышленного исследования (ОПИ). По остальным скважинам провели метод повышения нефтеотдачи пласта ГРП в период 2013 – 2014 гг. Данные методы имели главную цель – увеличение дебитов нефти по низко-проницаемому пласту ЮВ-1, с целью прироста показателей по добыче в целом по компании.

## **1.2 Методы повышения нефтеотдачи пластов, применяемые на Лас-Еганском месторождении**

Под системой разработки нефтяного месторождения принято понимать комплекс технологических и технических мероприятий, обеспечивающих управление процессом разработки залежей нефти и направленных на достижение высокой выработки запасов нефти при соблюдении условий охраны недр. [2]

Рациональная система разработки должна обеспечивать наименьшую степень взаимодействия между скважинами.

Рациональная система разработки должна обеспечить наибольший коэффициент нефтеотдачи.

Рациональная система разработки должна обеспечить минимум себестоимости нефти.

Исходя из опыта разработки, установлен следующий порядок проектирования и содержание основных проектных документов:

1. Проект промышленной разведки месторождения.
2. План пробной эксплуатации.
3. Технологическая схема разработки.
4. Проект разработки.
5. Принципиальная технологическая схема разработки.

Проект разведки составлен НГДУ «Лас-Ёганнефть», которое после проводило эти работы. К составлению проекта промышленной разведки привлекался СибНИИНП, который затем проектировал разработку

месторождения. Результаты промышленной разведки были отражены в отчёте по подсчёту запасов нефти и газа. В проекте промышленной разведки месторождения предусмотрен необходимый комплекс исследовательских работ. [4]

План пробной эксплуатации составлен с учётом данных опробования пробуренных разведочных скважин и предварительной оценки запасов нефти для ввода в пробную эксплуатацию нового месторождения. Ориентировочно определены основные показатели эксплуатации залежи на опытный период.

Технологическая схема разработки

1. Намечена сетка и число скважин.
2. Определена необходимость и принципы поддержания давления.
3. Показано изменение технико-экономических показателей разработки на срок до 10 лет.
4. Намечен порядок разбуривания объектов.
5. Установлен необходимый комплекс исследований с целью контроля за разработкой залежи.

В проекте разработки:

1. Обосновано число и расположение скважин
2. Рассчитано изменение технико-экономических показателей по годам за основной период, по стадиям и за весь срок разработки.
3. Намечены мероприятия по регулированию процесса эксплуатации.
4. Определена последовательность бурения скважин, их конструкция и способы эксплуатации.

На основании комплексного геологического, технологического и экономического анализа выбран рациональный вариант разработки пласта ЮВ1. [10]

Технологические решения о вводе в разработку запасов нефти на юрских отложениях рассматривались для западной залежи, примыкающей к Нивагальскому месторождению, впоследствии названной Лас-Ёганским месторождением.

Сетка скважин 500 x 500 м утверждена для всех объектов Лас-Ёганского месторождения (протокол № 1243 от 26 февраля 1987г.). Размещение скважин по этой сетке выполнено в основном проектом документе, она остаётся без изменений в данном. Такой же остаётся система заводнения - девятиточечная. Расчёт технологических показателей разработки выполнен по методике ВНИИ-2. При распределении коэффициента вытеснения нефти водой использованы графические зависимости СибНИИИП коэффициента вытеснения и проницаемости пород, рекомендованные для месторождений Нижневартовского нефтедобывающего района. [4]

По технологической схеме расчёты показателей разработки залежей пласта ЮВ-1 произведены, основываясь на средней проницаемости пласта, равной 2,2 мД. В данной работе значение этого параметра принято равным 5 мД. Данные по исследованию КВД и опробованию приведены в таблице 3.1. Расчёт в полном объёме требований РД 39-0147035-207-86 произведён отдельно для зон с запасами категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>. Средневзвешенная толщина пластов составляет 7,0 и 5,2 соответственно, а дебит новых скважин 10,2 и 8 тонн в сутки (результаты по методике ВНИИ-2). Коэффициент нефтеизвлечения для этих зон принят равным утверждённому значению в ГКЗ СССР (протокол № 9098 от 3 ноября 1982г.).

В соответствии с протоколом рассмотрения «Технологической схемы разработки Лас-Ёганского нефтяного месторождения» в НГДУ «Лас-Ёганнефть» произведены расчёты показателей одного куста трёхрядной линейной системы заводнения. Расчёты выполнены при одинаковых параметрах пласта и одинаковых фильтрационных характеристиках.

Ввиду явно низких показателей трёхрядной линейной системы по сравнению с площадной, более полные показатели разработки этой системы заводнения не рассматривались.

Капитальные вложения и эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с требованиями РД 39-0147035-207-86. [15] Капитальные

вложения определялись по направлениям: эксплуатационное бурение, оборудование, не входящее в смету строек нефтепромысловое обустройство.

### **1.2.1 Технология проведения ГРП**

Для проведения гидроразрыва пласта требуется следующая специальная техника и оборудование. [14]

Ёмкость для жидкости гидравлического разрыва.

Ёмкость для жидкости гидроразрыва представляет собой металлический резервуар цилиндрической формы диаметром 2,5-3,3 метра, длиной 5-8 метров, предназначена для производства гидравлического разрыва пластов. Ёмкость установлена на передвижной тележке. Ёмкость должна быть оттарирована.

Блок манифольдов.

Блок манифольдов при проведении ГРП предназначен для обвязки насосных установок между собой и устьевым оборудованием.

Блок манифольдов смонтирован на санном основании, перевозится на шасси автомобиля и состоит из напорного и приёмораздаточного коллекторов, комплекта контрольно-измерительных приборов, комплекта труб с шарнирными соединениями и подъёмной стрелы. Оба коллектора оборудованы предохранительными клапанами на наибольшее давление и запорной арматурой. Обратные шаровые клапаны позволяют подключать в нагнетательную линию любое число насосных установок, а также не прерывать работы при остановке одного из них за счёт автоматического перекрытия линии остановленной установки.

Арматура устья скважин при производстве ГРП.

Совместно с блоком манифольдов перевозится и устьевая арматура. Арматура устья скважин предназначена для обвязки устья скважин с

насосными установками и позволяет производить спуск и подъём насосно-компрессорных труб без нарушения герметизации устья скважины.

Арматура устья скважин состоит из трубной и устьевого головок и элементов их обвязки.

Блендер – смеситель модели МС-60.

Смеситель производства «Стюарт и Стивенсон» на шасси автомобиля «Мерседес-Бенц» предназначен для работы на нефтяных месторождениях – установка, служащая для смешивания жидкостей ГРП с химикатами и пропантом. Это наиболее важная составная часть системы ГРП. Благодаря тщательно разработанной системе программного управления процессом ООО «Империал Фрак Сервис» в состоянии обеспечить высокий уровень смешивания жидкостей, пропанта и химикатов.

Насосная установка – модель FC-2251

Насосные установки этой модели производства фирмы «Стюарт и Стивенсон» собираются на базе грузовых автомобилей «Мерседес – Бенц». Они предназначены для эксплуатации в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири. Агрегаты используются при стимулировании скважин для закачки кислот и других рабочих жидкостей, а также для закачивания пропанта и растворов ГРП в скважину.

Управление осуществляется дистанционно с приборной панели или компьютера контрольного передвижного центра.

Станция контроля для проведения ГРП.

Передвижной компьютеризированный центр управления модель ЕС-22АСD производства «Стюарт и Стивенсон» на шасси автомобиля «Мерседес Бенц» со всем необходимым оснащением. Установка оборудована также вспомогательным центром управления гидроразрывом, компьютерной установкой для сбора и обработки данных, составления программ и их анализа.

Сандтрак (песковоз).

Назначением сандтрака является перевозка пропанта и его доставка к blenderу в контролируемом количестве.

Сандтраки разработки ООО «Империл Фрак Сервис» на шасси автомобиля «Мерседес - Бенц» соответствуют всем требованиям транспортировки грузов пропанта на месторождения в условиях затруднённой проходимости. Поступление пропанта в blender имеет оптимальную разработку и обеспечивается без потерь и помех. Гидравлический контрольный клапан опрокидывателя и сито для песка позволяют оператору наблюдать за загрузкой blenderа и своевременно устранять помехи.

Руководитель ГРП после проверки количества жидкости в ёмкостях производит расчёт потребного количества химреагентов: гелланта САТ НС-2 из расчёта 5л/м<sup>3</sup>, активатора САТ НС Аст из расчёта 4л/м<sup>3</sup>, брейкера из расчёта 1,5 кг/м<sup>3</sup>. Согласно полученного расчёта операторы пескосмесителя запускают насосы в режим перемешивания жидкости в ёмкостях и начинают вводить в один цикл циркуляции (по расходомеру пескосмесителя) расчётное количество гелланта, в следующий цикл циркуляции – расчётное количество активатора. Ввод реагентов производится под руководством руководителя ГРП при помощи автокрана (в летнее время можно использовать шестерёнчатые насосы пескосмесителя, но это в отсутствии машины для подачи химреагентов требует много времени). По окончании ввода реагентов руководитель ГРП замеряет вязкость ротационным вискозиметром и принимает решение о готовности жидкости разрыва. При отклонении вязкости жидкости от расчётной, производится тестирование пробы полученной жидкости, и по результатам тестирования вводится в циркуляцию дополнительное количество химреагентов. [1]

Параллельно процессу забеливания бригада ГРП под руководством старшего оператора производит сборку линий высокого и низкого давления, сборку датчиков, манометров и электрических соединений, обвязку трубного и затрубного пространства скважины согласно схем, подготовку к работе станции

управления, верхнего оборудования насосных агрегатов, песковоза, агрегата ЦА-320, бойлеров и другой техники.

На следующем этапе подготовки производится подключение и проверка работоспособности контрольно-измерительных приборов. На станции управления запускаются бортовые компьютеры и процессор в режим ожидания, проверяется их работоспособность. Производится установка максимального давления на обратном клапане затрубья при помощи агрегата ЦА-320 и показаний электронного манометра (для предотвращения порыва эксплуатационной колонны в процессе ГРП, если пакер будет пропускать).

После опрессовки линий, операторы пескосмесителя получают команду затворить брейкер и подготовить к работе оборудование. Руководитель ГРП производит программирование компьютера пескосмесителя, проверяет калибровку плотномера.

На пульте управления насосами в станции управления выставляются электронные блокировки на максимально ожидаемое рабочее давление. Загружаются шнеки пескосмесителя проппантом. Открывается задвижка на скважину.

Руководитель ГРП даёт команду оператору пульта управления на поочерёдный запуск насосных агрегатов и начинает процесс гидроразрыва в автоматическом режиме.

С начала процесса руководитель ГРП следит за показаниями датчиков на процессоре, графиками на компьютерах, контролирует давление по жидкостному манометру, расход по показаниям расходомеров каждого насоса, опрашивает операторов на всех рабочих местах по радио.

До начала подачи проппанта вынужденные остановки процесса допускаются на срок не более 10 минут, выше этого срока – разрыв прекратить. После начала подачи проппанта в скважину, любые остановки не допустимы.

Отсчёт продавки начинается по показаниям плотномера и контролируется на расходомере станции управления, на расходомере пескосмесителя и оператором на ёмкостях. [1]



Процесс ГРП состоит из следующих последовательных этапов :

- 1) Закачка в скважину жидкости разрыва для создания трещины в пласте;
- 2) Закачка жидкости-пескононосителя;
- 3) Закачка продавочной жидкости для проталкивания песка в трещины и предохранения их от смыкания.

Непосредственный процесс гидроразрыва пласта начинается с закачивания жидкости разрыва минимальной вязкости одной насосной установкой на 2-3 режимах работы насоса. При этом измеряют давление, приёмистость и определяют коэффициент приёмистости скважины на каждом режиме. Затем ту же жидкость разрыва закачивают несколькими насосными установками при максимально возможной производительности насосов. Определяют величину четвёртого коэффициента приёмистости. Если при последнем режиме нагнетания достигается увеличение коэффициента приёмистости в 3-4 раза по сравнению с первым режимом нагнетания одной насосной установкой на низшей скорости, то делают вывод о наличии трещин в разрываемом пласте. Момент разрыва на поверхности отмечается резким увеличением расхода жидкости (поглотительной способности скважины) при одном и том же давлении на устье или резким уменьшением давления на устье при одном и том же расходе.

После установления признаков наличия трещин в разрываемом пласте имеющимися на скважине насосными установками приступают к их закреплению. После разрыва пласта, не снижая давления, в скважину закачивают жидкость-пескононоситель – вязкую жидкость, смешанную с песком (180-400 кг песка на 1 м<sup>3</sup> жидкости). Продувочную жидкость закачивают непосредственно за песчано-жидкостной смесью без снижения темпов закачки. Объём продавочной жидкости должен быть равным или больше (в зависимости от длины хвостовика) объёма НКТ, на которых спущен пакер. [14]

По окончании продавки подаётся общая команда «Стоп!».

По окончании проверки, руководитель ГРП даёт команду на остановку дизелей насосных агрегатов.

Руководитель ГРП приступает к обработке полученной информации и формированию отчётов.

Бригада ГРП под руководством старшего оператора приступает к демонтажу линий и откачке из линий оставшейся жидкости разрыва вакуумной установкой.

По окончании работ скважина и территория куста сдаются мастеру бригады КРС по акту установленной формы.

### **1.2.2 Технология проведения кислотного ГРП**

Для проведения кислотного гидравлического разрыва пласта требуется следующая специальная техника и оборудование.

#### **1. Гуммированная емкость для кислотного раствора.**

Гуммированная емкость для кислотного раствора представляет собой металлический резервуар цилиндрической формы диаметром 4,2 метра, длиной 8 метров, предназначена для приготовления кислотного раствора требуемой плотности. Ёмкость установлена на передвижной тележке.

#### **2. Блок манифольдов.**

Блок манифольдов при проведении КГРП предназначен для обвязки насосных установок между собой и устьевым оборудованием.

Блок манифольдов смонтирован на санном основании, перевозится на шасси автомобиля и состоит из напорного и приёмораздаточного коллекторов, комплекта контрольно-измерительных приборов, комплекта труб с шарнирными соединениями и подъёмной стрелы. Оба коллектора оборудованы предохранительными клапанами на наибольшее давление и запорной арматурой.

### 3. Арматура устья скважин при производстве КГРП.

Совместно с блоком манифольдов перевозится и устьевая арматура. Арматура устья скважин предназначена для обвязки устья скважин с насосными установками и позволяет производить спуск и подъём насосно-компрессорных труб без нарушения герметизации устья скважины.

### 4. Блендер – смеситель модели МС-50.

Смеситель производства «Стюарт и Стивенсон» на шасси автомобиля «Мерседес-Бенц» предназначен для работы с кислотными растворами – установка, служащая для смешивания кислотных жидкостей с товарной водой и поверхностно-активными веществами.

### 5. Насосная установка – модель FK-2200

Насосные установки этой модели производства фирмы «Стюарт и Стивенсон» собираются на базе грузовых автомобилей «Мерседес – Бенц». Они предназначены для эксплуатации в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири.

### 6. Станция контроля для проведения КГРП.

Передвижной компьютеризированный центр управления модель EK-11D производства «Стюарт и Стивенсон» на шасси автомобиля «Мерседес Бенц» со всем необходимым оснащением. Установка оборудована также вспомогательным центром управления кислотным гидроразрывом, компьютерной установкой для сбора и обработки данных, составления программ и их анализа.

Руководитель КГРП после проверки количества жидкости в ёмкостях производит расчёт необходимого количества химреагентов: раствора соляной кислоты HCL - 24% концентрации, раствора фтористой кислоты HF -36 % концентрации, товарной воды, поверхностно-активного вещества – 1%. Согласно полученного расчёта операторы запускают насосы в режим перемешивания жидкостей в ёмкостях и начинают вводить в один цикл циркуляции (по расходомеру) расчётное количество требуемой кислоты,

товарной воды, поверхностно-активного вещества. По окончании ввода реагентов руководитель КГРП замеряет плотность ареометром и принимает решение о готовности кислотной жидкости разрыва. [14]

Параллельно процессу приготовления кислотного раствора бригада ГРП под руководством старшего оператора производит сборку линий высокого и низкого давления, сборку датчиков, манометров и электрических соединений, обвязку трубного и затрубного пространства скважины согласно схем, подготовку к работе станции управления, верхнего оборудования насосных агрегатов и другой техники.

Открывается трубная задвижка и производится прокачка всех линий на скважину поочерёдно каждым насосом, при этом производится проверка работоспособности всех приборов, датчиков, компьютеров, процессоров, насосов.

Руководитель КГРП даёт команду оператору пульта управления на поочерёдный запуск насосных агрегатов и начинает процесс кислотного гидроразрыва в автоматическом режиме.

С начала процесса руководитель КГРП следит за показаниями датчиков на процессоре, графиками на компьютерах, контролирует давление по жидкостному манометру, расход по показаниям расходомеров каждого насоса, опрашивает операторов на всех рабочих местах по радио.

При отклонениях параметров закачки от расчётных, руководитель КГРП самостоятельно принимает решение об изменении режимов работы насосов.

Отсчёт закачки начинается по показаниям плотномера и контролируется на расходомере станции управления, на расходомере и оператором на ёмкостях.

Процесс КГРП состоит из следующих последовательных этапов:

1. Закачка в скважину жидкости глушения для определения приемистости пласта;
2. Закачка в скважину кислотного раствора требуемого объема.
3. Продавка на пласт жидкостью глушения.

По окончании продавки подаётся общая команда «Стоп!».

Руководитель КГРП обходит площадку куста и проверяет исправность приборов и счётчиков насосов, устья скважины, расход химреагентов. В это время компьютер станции управления записывает падение давления в скважине. [1]

По окончании проверки, руководитель КГРП даёт команду на остановку дизелей насосных агрегатов.

Бригада КГРП под руководством старшего оператора приступает к демонтажу линий и откачке из линий оставшейся жидкости глушения вакуумной установкой.

По окончании работ скважина и территория куста сдаются мастеру бригады КРС по акту установленной формы.

## **2 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОДНОЙ СКВАЖИНЕ КОМПАНИЕЙ ООО «ИМПЕРИАЛ ФРАК СЕРВИС»**

### **2.1 Экономическая оценка проведения подготовительных работ к гидравлическому разрыву пласта бригадой КРС ООО «КРС-Траст»**

Экономическая оценка проведения ГРП компанией ООО «Империал Фрак Сервис» складывается из четырех составляющих:

1. Мобилизация специальной технике с оборудованием. [16]
2. Стоимость проведения ГРП на одной скважине компанией ООО «Империал Фрак Сервис». [16]
3. Стоимость оборудования для ГРП на одной скважине компанией ООО «Империал Фрак Сервис». [15]
4. Стоимость закаченного в скважину проппанта.

В стоимость мобилизации бригады ГРП компанией ООО «Империал Фрак Сервис» входит перевозка следующей колесной специальной технике и требуемого оборудования: емкости для жидкости гидравлического разрыва объемом 40м<sup>3</sup> в количестве 2 единицы, блок манифольдов в количестве 1 единицы, блендер – смеситель модели МС-60 в количестве 1 единицы, насосная установка – модель FC-2251 в количестве 2 единицы, станция контроля для проведения ГРП в количестве 1 единицы, транспортер-подъемник в количестве 1 единицы, сандтрак (песковоз) в количестве 1 единицы. Так же в данную стоимость входит завоз НКТ89мм длиной 3000м, фонтанной арматуры, пакера ГРП. Стоимость рассчитывается исходя из расстояния переезда, в нашем случае оно составило 134 км и составило 225 тысяч рублей. [16]

В стоимость проведения ГРП на одной скважине входит амортизация основных средств (спец.техника), заработная плата работников, стоимость горюче-смазочных материалов и рентабельность компании. Она составила 1089 тысяч рублей за одну скважинно-операцию. [16]

Стоимость оборудования для ГРП складывается так же из амортизации основных средств (НКТ, пакер ГРП, фонтанная арматура) исходя из первоначальной стоимости и срока полезного использования, а рассчитывается исходя от количества задействованных дней, в нашем случае до 30 суток. Стоимость равна 327 тысяч рублей за одну скважинно-операцию.

Стоимость материала, а именно проппанта закаченного в пласт, равна стоимости за 1 тонну \* на количество. Стоимость 1 тонны проппанта равна 19 тысяч рублей.

Расчет итоговой стоимости скважинно-операций ГРП представлена в Приложении А за 2013 год и Приложении Б за 2014 год.

В 2013 году проведено 29 операций по ГРП, а в 2014 году составило 26. В 2013 году и в 2014 году стоимость проведения ГРП составила в пределах от 2322 тысячи рублей до 2600 тысячи рублей Приложении А, Приложении Б. Стоимость операции варьируется из-за количества закаченного в пласт проппанта.

Экономическая оценка проведения подготовительных работ к ГРП бригадой КРС ООО «КРС-Траст» складывается из следующих составляющих:

1. Фактического времени, затраченного на ремонт скважины бригадой КРС ООО «КРС-Траст». [13,14]
2. Времени принятого к оплате в компании ТПП «Лангепаснефтегаз» – ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». [13,14]
3. Стоимости одного бригада часа работы бригады КРС ООО «КРС-Траст». [5]

Исходя из времени, даты начала и окончания проведения ремонта бригадой КРС ООО «КРС-Траст» рассчитывается фактическое время, затраченное на один ремонт подготовительных работ к ГРП.

Далее согласно "Единых норм времени на проведение Текущего и Капитального ремонта скважин" (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87) проводится расчет производительного времени, который как правило меньше фактически

затраченного времени по причине: собственных простоев бригад КРС ООО «КРС-Траст», медленной работы, поломки и замены оборудования и транспорта.

После расчета производительного времени, в часах, умножается на стоимость одного бригады часа работы бригады КРС ООО «КРС-Траст» которая согласно договора на оказание услуг по текущему и капитальному ремонту скважин в 2013 и 2014 годах равна 5876 рублей. [5]

Возьмем пример расчета ремонт ПР ГРП скважины №9046. Время и дата начала ремонта 13:00 01.01.2013 года. Время и дата окончания ремонта 00:00 08.01.2013 года. Фактическое время = 00:00 08.01.2013 года - 13:00 01.01.2013 года = 155 бригадо часов. Согласно "Единых норм времени на проведение Текущего и Капитального ремонта скважин" в компании ТПП «Лангепаснефтегаз» – ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» рассчитали производительное время работы бригады ТКРС ООО «КРС-Траст», которое составило 142 бригадо часа. Стоимость ремонта = 142 бригадо часа \* 5876 рублей = 834000 рублей.

По данному принципу проведены все расчеты проведенных ремонтов ПР ГРП бригадами ТКРС ООО «КРС-Траст».

Стоимость бригадо часа работы бригад ТКРС ООО «КРС-Траст» в 2013 году равна 2014 году и составляет 5876 рублей, так как с данной компанией заключен долгосрочный договор в период действия с 01.01.2013 года по 31.12.2014 года.

Согласно проделанного расчета Приложение В, Г видно, что бригады КРС ООО «КРС-Траст» имеют выработку в среднем от 92 до 74%. В связи с чем нефтегазодобывающая компания ТПП «Лангепаснефтегаз» – ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» теряет в добыче нефти.

Компании ООО «КРС-Траст» необходимо проанализировать потери между фактически отработанным временем и оплаченным временем и разработать корректирующие мероприятия по недопущению непроизводительных затрат.



По аналогии с 2013 годом рассчитывается фактическое время работы бригады КРС, время, принятое к оплате, а так же стоимость проведения работ по скважинам в 2014 году. Приложение Д, Е.

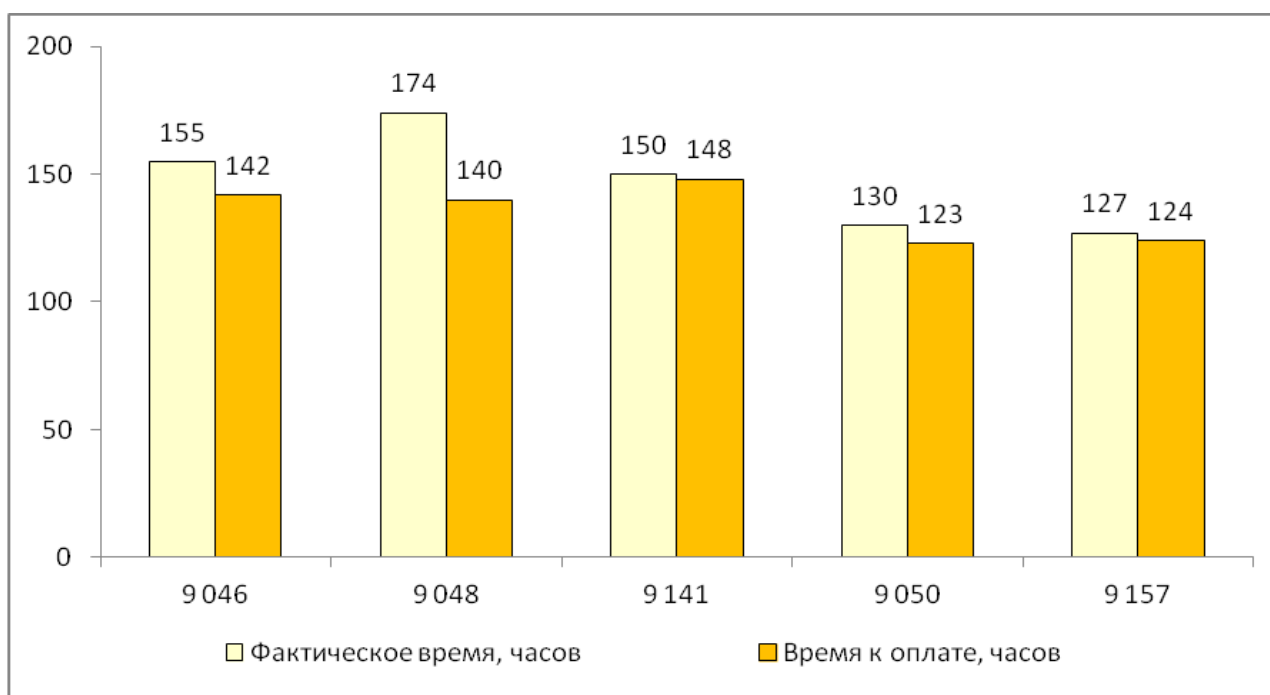


Рисунок 1 - Соотношение фактического и оплаченного времени ПР ГРП ООО «КРС-Траст» в 2013 году

В среднем выработка по работе бригад КРС ООО «КРС-Траст» составляет от 80,5 до 98%. Те бригады КРС, благодаря которым достигнута высокая выработка, справляются с Едиными Нормами Времени. В бригадах КРС со средней выработкой 80,5%, необходимо проанализировать и выявить причины непроизводительного времени. В непроизводительное время входят собственные простои по технике, ремонту оборудования, медленной работы вахты.

## 2.2 Экономическая оценка проведения заключительных работ после гидравлического разрыва пласта бригадой КРС ООО «КРС-Траст»

Экономическая оценка проведения заключительных работ к ГРП бригадой КРС ООО «КРС-Траст» складывается из следующих составляющих:

1. Фактического времени, затраченного на ремонт скважины бригадой КРС ООО «КРС-Траст». [13,14]
2. Времени принятого к оплате в компании ТПП «Лангепаснефтегаз» – ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». [13,14]
3. Стоимости одного бригада часа работы бригады КРС ООО «КРС-Траст». [5]

Исходя из времени, даты начала и окончания проведения ремонта бригадой КРС ООО «КРС-Траст» рассчитывается фактическое время, затраченное на один ремонт заключительных работ к ГРП.

Далее согласно "Единых норм времени на проведение Текущего и Капитального ремонта скважин" (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87) проводится расчет производительного времени, который как правило меньше фактически затраченного времени по причине: собственных простоев бригад КРС ООО «КРС-Траст», медленной работы, поломки и замены оборудования и транспорта.

После расчета производительного времени, в часах, умножается на стоимость одного бригада часа работы бригады КРС ООО «КРС-Траст» которая согласно договора на оказание услуг по текущему и капитальному ремонту скважин в 2013 и 2014 годах равна 5876 рублей.

Возьмем пример расчета ремонт ЗР ГРП скважины №9046. Время и дата начала ремонта 13:00 14.01.2013 года. Время и дата окончания ремонта 18:00 20.01.2013 года. Фактическое время = 18:00 20.01.2013 года - 13:00 14.01.2013 года = 149 бригадо часов. Согласно "Единых норм времени на проведение Текущего и Капитального ремонта скважин" в компании ТПП «Лангепаснефтегаз» – ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» рассчитали производительное время работы бригады ТКРС ООО «КРС-Траст», которое составило 121 бригадо час. Стоимость ремонта = 121 бригадо час \* 5876 рублей = 711000 рублей. [5]

По данному принципу проведены все расчеты проведенных ремонтов ЗР

ГРП бригадами ТКРС ООО «КРС-Траст».

Стоимость бригадо часа работы бригад ТКРС ООО «КРС-Траст» в 2013 году равна 2014 году и составляет 5876 рублей, так как с данной компанией заключен долгосрочный договор в период действия с 01.01.2013 года по 31.12.2014 года. [5]



Рисунок 2 - Соотношение фактического и оплаченного времени ЗР ГРП ООО «КРС-Траст» в 2013 году

Бригады КРС ООО «КРС-Траст» имеют выработку в среднем от 90 до 70,5%. В связи с чем нефтегазодобывающая компания ТПП «Лангепаснефтегаз» – ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» теряет в добыче нефти.

Необходимо проанализировать потери между фактически отработанным временем и оплаченным временем и разработать корректирующие мероприятия по недопущению непроизводительных затрат.

### **2.3 Экономическая оценка эффективности проведения гидравлических разрывов пластов по скважинам за 2013 и 2014 годах**

С целью экономической оценки эффективности проведения

гидравлических разрывов пластов по скважинам за 2013 году – проведено 29 операций и по скважинам за 2014 году – проведено 26 операций, необходимо провести расчет дополнительной добычи нефти по годам. Так после операции эффект долгосрочный, а именно в первый год дебит увеличивается в среднем на 100% от первоначального дебита, во второй год дебит составлял в среднем более на 70-76% от первоначального дебита, в третий год дебит составлял в среднем на 50-56% от первоначального дебита, в четвертый год дебит составлял в среднем на 20-26% от первоначального дебита скважины.

Расчет дебита скважин до и после ГРП взят в цехе добычи нефти и газа в компании ТПП «ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ» – ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ».

Проведем расчеты по итогам 2013 года. Затраты на проведение ГРП и КРС на 29 скважинах в 2013 году составили 115624 тысячи рублей.

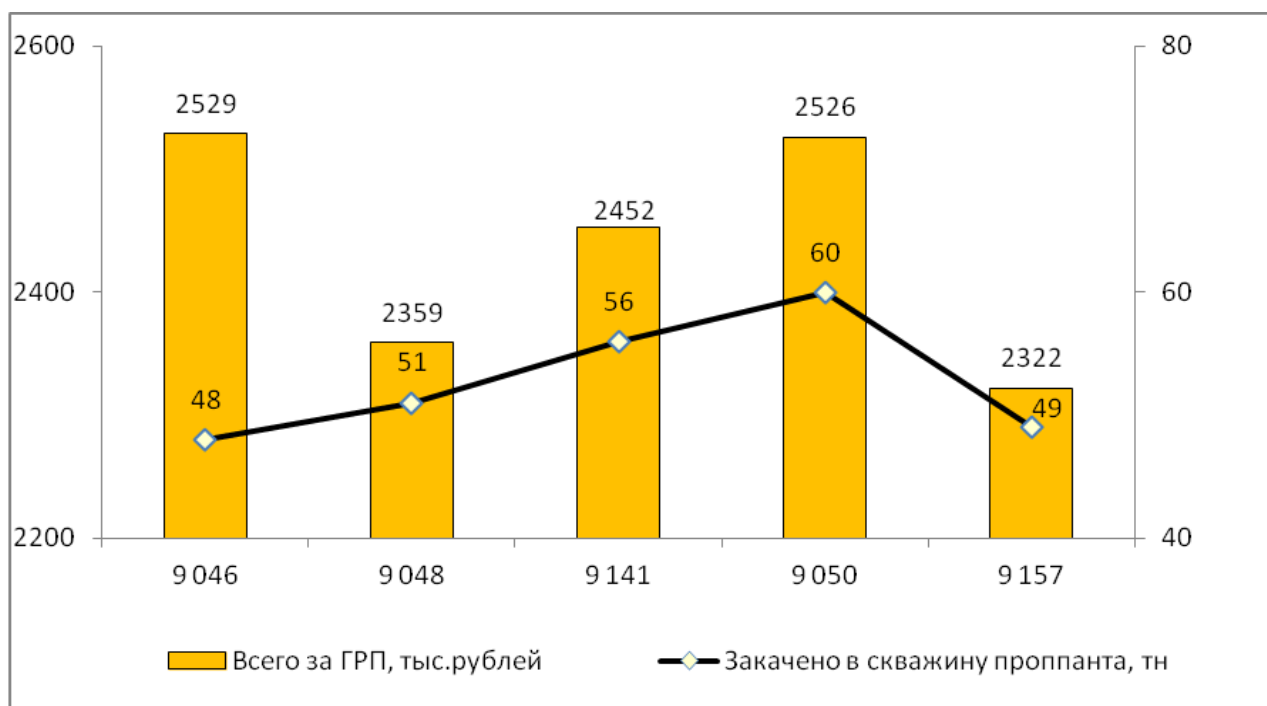


Рисунок 3 - Стоимость проведения ГРП ООО «Империал Фрак Сервис» в 2013 году

Изменение стоимости проведения ГРП ООО «Империал Фрак Сервис» происходит из-за разницы в объеме закаченного в пласт пропанта. Чем больше закачено пропанта, тем выше стоимость операции. Другие факторы не влияют в связи с фиксированной ставкой 1 скважинно – операции.

В следствии простоя скважины в период проведения ПЗР ГРП бригадой КРС ООО «КРС-Траст» и ГРП компанией ООО «Империал Фрак Сервис» потери по добыче нефти в 2013 году составили 4267 тонн Таблица 2. В 2013 году после проведения ГРП на 29 скважинах дополнительная добыча составила 57409 тонн, цена реализации одной тонны составляла 18000 рублей. [13,14]

Найдем прирост выручки от дополнительной добычи нефти:  $57409 * 18000 = 1033359$  тысяч рублей.

Операционные затраты (аренда оборудования, приобретение трубы, обслуживание дорог, электроэнергия, в том числе и налоги в себестоимости), 10950 рублей на 1 тонну. Операционные затраты (в т.ч. налоги в себестоимости) на дополнительную добычу составили 7750 рублей на 1 тонну. [18]

Прирост операционных затрат рассчитываем по формуле: дополнительная добыча \* Операционные затраты =  $57409 \text{ тонн} * 7750 \text{ рублей на 1 тонну} = 444918$  тысяч рублей. Прирост операционной прибыли рассчитываем по формуле: Прирост выручки от дополнительной добычи нефти - затраты на КРС и ГРП - прирост операционных затрат =  $1033359 \text{ тысяч рублей} - 115624 \text{ тысячи рублей} - 444918 \text{ тысяч рублей} = 472816$  тысяч рублей. [26]

Налог на прибыль (20%) = прирост операционной прибыли \* 0,2 =  $472816 * 0,2 = 94563$  тысячи рублей. Соответственно прирост чистой прибыли рассчитываем как: прирост операционной прибыли - налог на прибыль =  $472816 \text{ тысяч рублей} - 94563 \text{ тысячи рублей} = 378253$  тысячи рублей. [19]

Коэффициент дисконтирования при ставке 12% = 0,893.

Чистая приведенная стоимость (NPV) = прирост операционной прибыли \* коэффициент дисконтирования =  $378253 \text{ тысячи рублей} * 0,893 = 337726$  тысяч рублей. [20]

Коэффициент дисконтирования (при ставке 270%) = 0,270. Соответственно чистая приведенная стоимость (NPV) = чистый денежный поток \* коэффициент дисконтирования =  $378253 \text{ тысячи рублей} * 0,270 = 102231$  тысяча рублей. [27]

Коэффициент дисконтирования (при ставке 260%) = 0,278.

Соответственно чистая приведенная стоимость (NPV) = чистый денежный поток \* коэффициент дисконтирования = 378253 тысячи рублей \* 0,278 = 105070 тысяч рублей. [28]

Аналогичным способом рассчитываем итоги 2014 года.

Расчета показателей в период 2015 по 2017 года проводим аналогичным способом за исключением затрат на ПЗР ГРП, ГРП и альтернативных затрат по снижению прибыли за счет потерянной нефти из-за КРС и ГРП.

Таблица 2 - Расчет экономической эффективности проведения ГРП в период 2013 – 2014 годов на Лас-Еганском месторождении

Наименование	Период вложений (ГРП 2013)	2013	Период вложений (ГРП 2014)	2014	2015	2016	2017	Итого
1.Дополнительная добыча нефти, тн		57409		120869	104462	60697	16077	359514
2.Цена реализации нефти, руб./тн		18000		20000	15000	1300	1400	
3.Прирост выручки от дополнительной добычи нефти, тыс. руб.		1033359		2417382	1566934	789056	225083	6031813
4.Затраты на КРС и ГРП, тыс. руб.	115624		103791					289838
5.Операционные затраты (в т.ч. налоги в с/стоимости), руб./тн		10950		11030	11100	11200	11200	
6.Операционные затраты (в т.ч. налоги в с/стоимости) на доп. добычу, руб./тн		7750		7700	7800	7890	7890	
7.Прирост операционных затрат, тыс. руб.		444918		930692	814806	478896	126850	2796162
8.Прирост операционной прибыли, тыс. руб.		472816		1382899	752128	310160	98233	2945812
9.Налог на прибыль (20%), тыс. руб.		94563		276580	150426	62032	19647	589162

Продолжение таблицы 2

Наименование	Период вложений (ГРП 2013)	2013	Период вложени й (ГРП 2014)	2014	2015	2016	2017	Итого
10. Прирост чистой прибыли, тыс. руб.		378253		1106320	601703	248128	78586	2356650
11. Альтернативные затраты: снижение прибыли за счет потерянной нефти из-за КРС и ГРП, тыс. руб.	24069		31405					55474
12. Чистый денежный поток, тыс. руб.	-139693	378253	-135196	1106320	601703	248128	78586	2011337
13. Коэффициент дисконтирования (ставка 12%)	1,000	0,893	0,893	0,797	0,712	0,636	0,567	
14. Чистая приведенная стоимость (NPV), тыс. руб.	-139693	337726	-120711	881951	428280	157690	44592	1482044
15. Период окупаемости (PB), лет								>1
16. Дисконтированный период окупаемости (DPB), лет								>1
17. Внутренняя норма рентабельности (IRR) - расчет методом интерполяции: $260\% + ((NPV \text{ при } 260\% / (NPV \text{ при } 260\% - NPV \text{ при } 270\%)) * (270\% - 260\%))$								265,56%
18. Коэффициент дисконтирования (ставка 270%)	1,000	0,270	0,270	0,073	0,020	0,005	0,001	
19. Чистая приведенная стоимость (NPV), тыс. руб.	-139693	102231	-36540	80812	11879	1324	113	-3022
20. Коэффициент дисконтирования	1,000	0,278	0,278	0,077	0,021	0,006	0,002	

## Продолжение таблицы 2

Наименование	Период вложений (ГРП 2013)	2013	Период вложени й (ГРП 2014)	2014	2015	2016	2017	Итого
21. Чистая приведенная стоимость (NPV), тыс. р	-139693	105070	-37554	85364	12897	1477	130	3782
22. Индекс рентабельности (PI)								5,6
23. Индекс дисконтированной окупаемости (DPBI)								4,6

Согласно расчета эффективность производства ГРП чистая приведенная стоимость (NPV) показывает совокупную прибыль / убыток проекта дисконтированную к текущему периоду времени. Необходимо принимать проекты с положительным NPV. Проект проведения ГРП имеет положительный NPV. Причем его значение 1,5 миллиарда рублей является весьма значительным. Поэтому по показателю NPV проект проведения ГРП следует принять к реализации и продолжить в будущем. [30]

Период окупаемости показывает период времени, который требуется для того чтобы поступление денежных потоков от проекта сравнялось с их оттоком. В рассматриваемом проекте срок окупаемости менее года, что является очень высоким показателем. По данному показателю так же проект следует принимать к реализации. [29]

Индекс рентабельности отвечает на вопрос во сколько раз окупятся инвестированные средства. Чем выше PI / DPBI, тем больше доходность. Индекс рентабельности менее 1 означает, что денежные притоки ниже оттоков, следовательно проект убыточен ( $DPBI = PI - 1$ , поэтому его значение менее 1 не говорит об убыточности проекта). Рассматриваемый проект ГРП имеет PI 5,6. Это значит, что приток средств от проекта превысит вложения в 5,6 раз. Это очень высокое значение показателя для 3-летних проектов. [21]



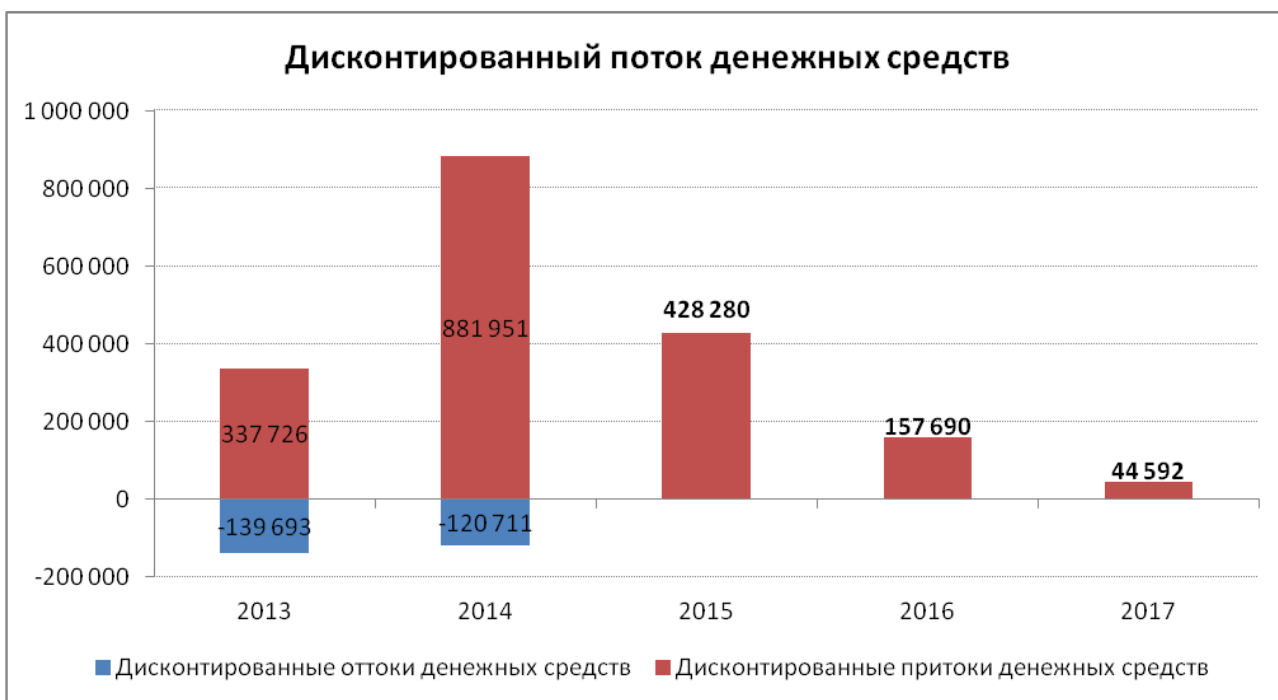


Рисунок 4 - Дисконтированный поток денежных средств после проведения ГРП в период 2013 – 2017 года

Затраты на КРС и ГРП в 2013 году составили 115624 тысячи рублей, снижение прибыли за счет потерянной нефти в период проведения КРС и ГРП составили 24069 тысяч рублей. Дисконтированный отток денежных средств составил 139693 тысячи рублей.

Дисконтированный приток денежных средств после проведения ГРП в 2013 году, за счет дополнительно добытой нефти составил 337726 тысяч рублей.

Затраты на КРС и ГРП в 2014 году составили 103791 тысяча рублей, снижение прибыли за счет потерянной нефти в период проведения КРС и ГРП составили 31405 тысяч рублей. Дисконтированный отток денежных средств составил 120711 тысяч рублей.

Дисконтированный приток денежных средств после проведения ГРП в 2014 году, за счет дополнительно добытой нефти составил 881951 тысячу рублей.

В 2015 году, за счет дополнительной добычи нефти ранее проведенных операций по ГРП, дисконтированный приток денежных средств составил 428280 тысяч рублей, прогнозируемый дисконтированный приток денежных средств в 2016 году составит 156690 тысяч рублей.

### **3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНОГО**

## **ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОДНОЙ СКВАЖИНЕ КОМПАНИЕЙ ООО «ИМПЕРИАЛ ФРАК СЕРВИС»**

### **3.1 Экономическая оценка проведения подготовительных работ к кислотному гидравлическому разрыву пласта бригадой КРС ООО «КРС- Траст»**

Экономическая оценка проведения КГРП компанией ООО «Империал Фрак Сервис» складывается из четырех составляющих:

1. Стоимость проведения КГРП на одной скважине компанией ООО «Империал Фрак Сервис». [16]
2. Стоимость оборудования для КГРП на одной скважине компанией ООО «Империал Фрак Сервис». [16]
3. Стоимость закаченного в скважину кислотного раствора. [21]

В стоимость проведения КГРП на одной скважине входит амортизация основных средств (спец.техника), заработная плата работников, стоимость горюче-смазочных материалов и рентабельность компании. Она составила 824 тысяч рублей за одну скважинно-операцию.

Стоимость оборудования для ГРП складывается так же из амортизации основных средств (НКТ, пакер ГРП, фонтанная арматура) исходя из первоначальной стоимости и срока полезного использования, а рассчитывается исходя от количества задействованных дней, в нашем случае до 30 суток. Стоимость равна 327 тысяч рублей за одну скважинно-операцию.

Стоимость материала, а именно кислотного раствора HCL 24% закаченного в пласт, равна стоимости за 1 м<sup>3</sup> \* на количество. Стоимость 1м<sup>3</sup> кислотного раствора HCL 24% равна 5,54 тысяч рублей.

Таблица 3 - Оценка проведения КГРП по скважинам компанией ООО «Империял Фрак Сервис» в 2013 году

№ п/п	1	2	3
№ скважины	9 144	9151	9 166
1. Стоимость мобилизации бригады, тыс.рублей	0	0	0
2. Стоимость демобилизации бригады, тыс.рублей	0	0	0
3. Стоимость одной операции КГРП, тыс.рублей	824	824	824
4. Стоимость 1м3 кислоты HCL, тыс.рублей	5,54	5,54	5,54
5. Закачено в скважину кислоты HCL, м3	31	34	32
6. Итого кислоты HCL, тыс.рублей	172	188	177
7. Устьевая арматура для КГРП, тыс.рублей	35	35	35
8. Пакерное оборудование и сервис, тыс.рублей	97	97	97
9. Технологическая колонна НКТ диаметром 2.5 дюйма, 3000 м, тыс.рублей	195	195	195
10 Всего за КГРП, тыс.рублей	1323	1339	1328

Стоимость проведения КГРП в основном в пределах от 1323 – да 1339 тысяч рублей и зависит разница от закаченного в пласт кислотного раствора. По скважине 9144 Лас-Еганского месторождения закачено кислотного раствора 31м3 по общей стоимости за раствор 173 тысячи рублей. По скважине 9151 Лас-Еганского месторождения стоимость составила 188 тысяч рублей, так как закачали 34м3

Таблица 4 - Оценка проведения КГРП по скважинам компанией ООО «Империял Фрак Сервис» в 2014 году

№ п/п	1	2
№ скважины	9 170	9391
1. Стоимость мобилизации бригады, тыс.рублей	0	0
2. Стоимость демобилизации бригады, тыс.рублей	0	0
3. Стоимость одной операции КГРП, тыс.рублей	824	824
4. Стоимость 1м3 кислоты HCL, тыс.рублей	5,54	5,54
5. Закачено в скважину кислоты HCL, м3	34	32
6. Итого кислоты HCL, тыс.рублей	188	177
7. Устьевая арматура для КГРП, тыс.рублей	35	35
8. Пакерное оборудование и сервис, тыс.рублей	97	97
9. Технологическая колонна НКТ диаметром 2.5 дюйма, 3000 м, тыс.рублей	195	195
10 Всего за КГРП, тыс.рублей	1339	1328

В 2013 году проведено 3 операции по КГРП, а в 2014 году их составило 2 операции.

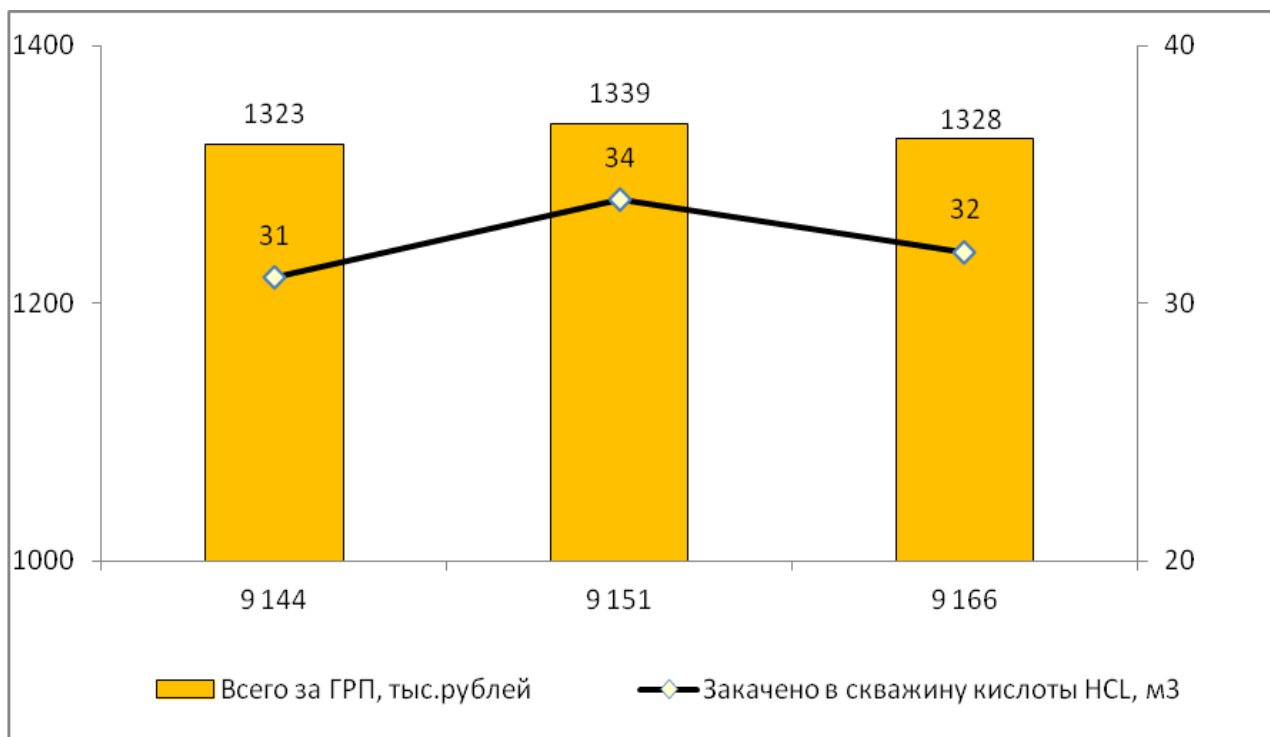


Рисунок 5 - Стоимость проведения КГРП ООО «Империл Фрак Сервис» в 2013 году

Изменение стоимости проведения КГРП ООО «Империл Фрак Сервис» происходит из-за разницы в объеме закаченного в пласт кислотного раствора.

Экономическая оценка проведения подготовительных работ к КГРП бригадой КРС ООО «КРС-Траст» складывается из следующих составляющих:

1. Фактического времени, затраченного на ремонт скважины бригадой КРС ООО «КРС-Траст». [13,14]
2. Времени принятого к оплате в компании ТПП «Лангепаснефтегаз» – ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». [13,14]
3. Стоимости одного бригада часа работы бригады КРС ООО «КРС-Траст». [5]

Исходя из времени, даты начала и окончания проведения ремонта бригадой КРС ООО «КРС-Траст» рассчитывается фактическое время, затраченное на один ремонт подготовительных работ к КГРП.

Далее согласно "Единых норм времени на проведение Текущего и Капитального ремонта скважин" (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87) проводится расчет

производительного времени, который как правило меньше фактически затраченного времени по причине: собственных простоев бригад КРС ООО «КРС-Траст», медленной работы, поломки и замены оборудования и транспорта. [5]

После расчета производительного времени, в часах, умножается на стоимость одного бригадо часа работы бригады КРС ООО «КРС-Траст» которая согласно договора на оказание услуг по текущему и капитальному ремонту скважин в 2013 и 2014 годах равна 5876 рублей.

Возьмем пример расчета ремонт ПР ГРП скважины №9144. Время и дата начала ремонта 20:00 04.01.2013 года. Время и дата окончания ремонта 06:00 11.01.2013 года. Фактическое время = 20:00 04.01.2013 года - 06:00 11.01.2013 года = 154 бригадо часов. Согласно "Единых норм времени на проведение Текущего и Капитального ремонта скважин" в компании ТПП «Лангепаснефтегаз» – ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» рассчитали производительное время работы бригады ТКРС ООО «КРС-Траст», которое составило 146 бригадо часа. Стоимость ремонта = 146 бригадо часа \* 5876 рублей = 858000 рублей. [25]

Таблица 5 - Оценка проведения ремонтов ПР КГРП бригадами КРС ООО «КРС-Траст» в 2013 году

№ п/п	1	2	3
№ скважины	9144	9151	9 166
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	04.01.13 20:00	13.02.13 10:00	23.02.13 19:00
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	11.01.13 06:00	19.02.13 22:00	02.03.13 16:00
3. Фактическое время часов	154	156	165
4.Время к оплате, часов	146	137	147
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	5 876	5 876	5 876
6.Итого к оплате, тыс.рублей	858	805	864

Стоимость бригадо часа работы бригад ТКРС ООО «КРС-Траст» в 2013году равна 2014 году и составляет 5876 рублей, так как с данной компанией заключен долгосрочный договор в период действия с 01.01.2013 года по 31.12.2014 года.

Таблица 6 - Оценка проведения ремонтов ПР КГРП бригадами КРС ООО «КРС-Траст» в 2014 году

№ п/п	1	2
№ скважины	9170	9391
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	19.01.14 11:00	13.01.14 21:00
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	14.01.14 23:00	20.01.14 22:00
3. Фактическое время часов	158	156
4.Время к оплате, часов	140	139
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	5 876	5 876
6.Итого к оплате, тыс.рублей	823	817

Проделанный расчет показывает, что бригады КРС ООО «КРС-Траст» имеют выработку в среднем от 93 до 84%. В связи с чем нефтегазодобывающая компания ТПП «Лангепаснефтегаз» – ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» теряет в добыче нефти.

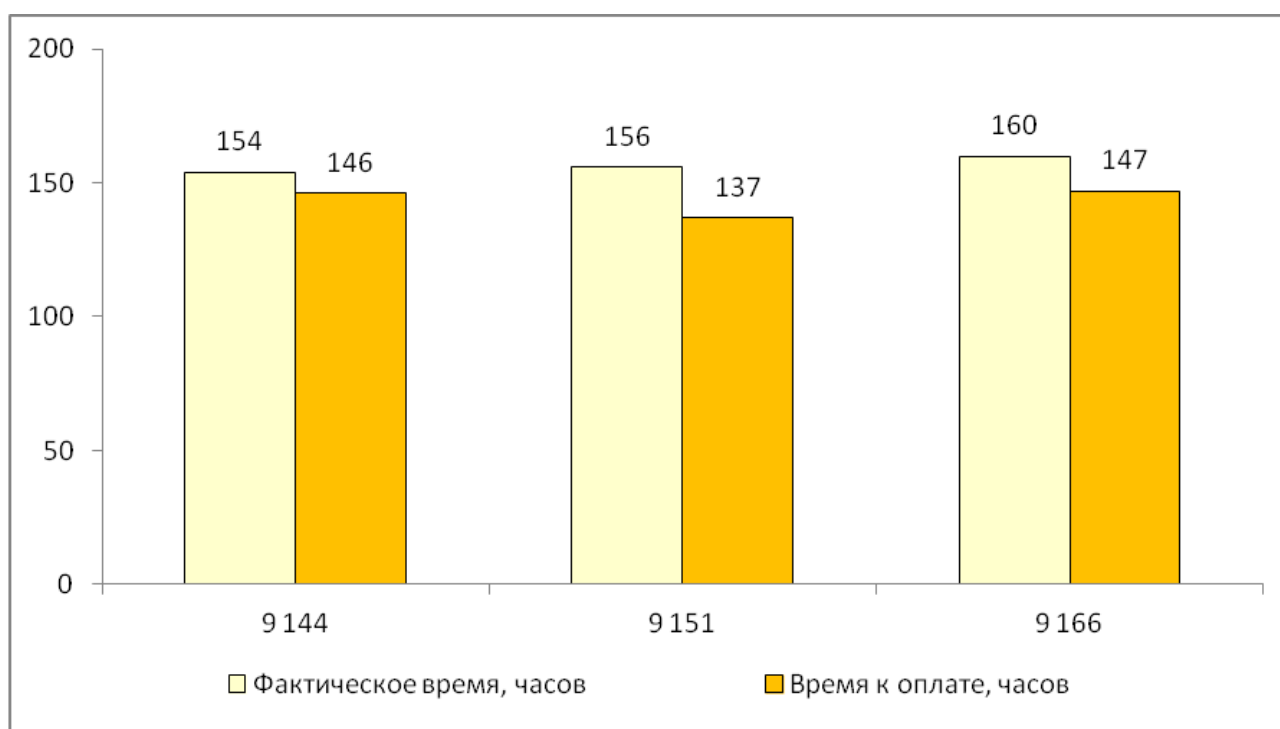


Рисунок 6 - Соотношение фактического и оплаченного времени ПР КГРП ООО «КРС-Траст» в 2013 году

Необходимо проанализировать потери между фактически отработанным временем и оплаченным временем и разработать корректирующие мероприятия по недопущению непроизводительных затрат.

По аналогии с 2013 годом рассчитывается фактическое время работы бригады КРС, время принятое к оплате, а так же стоимость проведения работ по скважинам в 2014 году.

### **3.2 Экономическая оценка проведения заключительных работ после кислотного гидравлического разрыва пласта бригадой КРС ООО «КРС-Траст»**

Экономическая оценка проведения заключительных работ к КГРП бригадой КРС ООО «КРС-Траст» складывается из следующих составляющих:

1. Фактического времени, затраченного на ремонт скважины бригадой КРС ООО «КРС-Траст».[13,14]
2. Времени принятого к оплате в компании ТПП «Лангепаснефтегаз» – ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». [13,14]
3. Стоимости одного бригаа часа работы бригады КРС ООО «КРС-Траст». [5]

Исходя из времени, даты начала и окончания проведения ремонта бригадой КРС ООО «КРС-Траст» рассчитывается фактическое время, затраченное на один ремонт заключительных работ после КГРП.

Далее согласно "Единых норм времени на проведение Текущего и Капитального ремонта скважин" (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87) проводится расчет производительного времени, который как правило меньше фактически затраченного времени по причине: собственных простоев бригад КРС ООО «КРС-Траст», медленной работы, поломки и замены оборудования и транспорта. [13,14]

После расчета производительного времени, в часах, умножается на стоимость одного бригаа часа работы бригады КРС ООО «КРС-Траст» которая согласно договора на оказание услуг по текущему и капитальному ремонту скважин в 2013 и 2014 годах равна 5876 рублей.



Таблица 7 - Оценка проведения ремонтов ЗР КГРП бригадами КРС ООО «КРС-Траст» в 2013 году

№ п/п	1	2	3
№ скважины	9144	9151	9 166
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	15.01.13 12:00	25.02.13 10:00	07.03.13 14:00
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	22.01.13 07:00	04.03.13 07:00	14.03.13 02:00
3. Фактическое время часов	163	165	156
4.Время к оплате, часов	139	142	130
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	5 876	5 876	5 876
6.Итого к оплате, тыс.рублей	817	834	764

Возьмем пример расчета ремонт ЗР КГРП скважины №9144. Время и дата начала ремонта 12:00 15.01.2013 года. Время и дата окончания ремонта 07:00 22.01.2013 года. Фактическое время = 12:00 15.01.2013 года - 07:00 22.01.2013 года = 163 бригадо часа. Согласно "Единых норм времени на проведение Текущего и Капитального ремонта скважин" в компании ТПП «Лангепаснефтегаз» – ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» рассчитали производительное время работы бригады ТКРС ООО «КРС-Траст», которое составило 139 бригадо час. Стоимость ремонта = 139 бригадо час \* 5876 рублей = 817000 рублей.

Таблица 8 - Оценка проведения ремонтов ЗР КГРП бригадами КРС ООО «КРС-Траст» в 2014 году

№ п/п	1	2
№ скважины	9170	9391
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	19.01.14 11:00	26.01.14 11:00
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	25.01.14 23:00	02.02.14 07:00
3. Фактическое время часов	156	164
4.Время к оплате, часов	134	143
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	5 876	5 876
6.Итого к оплате, тыс.рублей	787	840

Стоимость бригадо часа работы бригад ТКРС ООО «КРС-Траст» в 2013 году равна 2014 году и составляет 5876 рублей, так как с данной компанией заключен долгосрочный договор в период действия с 01.01.2013 года по 31.12.2014 года. [5]



Рисунок 7 - Соотношение фактического и оплаченного времени ЗР КГРП ООО «КРС-Траст» в 2013 году

В среднем выработка по работе бригад КРС ООО «КРС-Траст» составляет от 80,5 до 98%. Те бригады КРС, благодаря которым достигнута высокая выработка, справляются с Едиными Нормами Времени. В бригадах КРС со средней выработкой 80,5%, необходимо проанализировать и выявить причины непроизводительного времени.

### 3.3 Экономическая оценка эффективности проведения кислотных гидравлических разрывов пластов за 2013 и 2014 годах

С целью экономической оценки эффективности проведения кислотных гидравлических разрывов пластов по скважинам за 2013 году – проведено 3 операции и по скважинам за 2014 году – проведено 2 операции в рамках опытно промышленных исследований. [1]

Необходимо провести расчет дополнительной добычи нефти. Так после операции КГРП эффект краткосрочный, а именно в год проведения КГРП дебит увеличивается от 13 до 90% от первоначального дебита и концу года скважина выходила на первоначальный дебит нефти.

Расчет дебита скважин до и после КГРП взят в цехе добычи нефти и газа в компании ТПП «ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ» – ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ».

Затраты на проведение КГРП и КРС на 2 скважинах в 2014 году составили 14867 тысяч рублей. В следствии простоя скважины в период проведения ПЗР ГРП бригадой КРС ООО «КРС-Траст» и КГРП компанией ООО «Империл Фрак Сервис» потери по добыче нефти в 2014 году составили 4898 тонн. В 2014 году после проведения КГРП на 2 скважинах дополнительная добыча составила 1315 тонн, цена реализации одной тонны составляла 20000 рублей. [27]

Прирост выручки от дополнительной добычи нефти:  $1315 * 20000 = 26303$  тысячи рублей.

Операционные затраты (в т.ч. налоги в себестоимости) на дополнительную добычу составили 7700 рублей на 1 тонну нефти.

Прирост операционных затрат рассчитываем по формуле: дополнительная добыча \* операционные затраты = 1315 тонн \* 7700 рублей на 1 тонну = 10127 тысяч рублей. Прирост операционной прибыли рассчитываем по формуле: Прирост выручки от дополнительной добычи нефти - затраты на КРС и ГРП - прирост операционных затрат = 26303 тысяч рублей - 5935 тысяч рублей - 10127 тысяч рублей = 10242 тысячи рублей. [18]

Налог на прибыль (20%) = прирост операционной прибыли \* 0,2 = 10242 \* 0,2 = 2048 тысяч рублей. Соответственно прирост чистой прибыли рассчитываем как: прирост операционной прибыли - налог на прибыль = 10242 тысячи рублей - 2048 тысяч рублей = 8193 тысячи рублей. [19]

Коэффициент дисконтирования при ставке 12% = 0,797.

Чистая приведенная стоимость (NPV) = прирост операционной прибыли \* коэффициент дисконтирования = 8193 тысячи рублей \* 0,797 = 6532 тысячи рублей.

Аналогичным способом рассчитываем итоги 2013 года.

Таблица 9 - Расчет экономической эффективности проведения КГРП в период 2013 – 2014 годов на Лас-Еганском месторождении

Наименование	Период вложений (КГРП 2013)	2013	Период вложений (КГРП 2014)	2014	Итого
1.Дополнительная добыча нефти, тн		1649		1315	2965
2.Цена реализации нефти, руб./тн		18000		20000	
3.Прирост выручки от дополнительной добычи нефти, тыс. руб.		29689		26303	55992
4.Затраты на КРС и ГРП, тыс. руб.	8932		5935		14867
5.Операционные затраты (в т.ч. налоги в с/стоимости), руб./тн		10950		11030	
6.Операционные затраты (в т.ч. налоги в с/стоимости) на доп. добычу, руб./тн		7750		7700	
7.Прирост операционных затрат, тыс. руб.		12783		10127	22909
8.Прирост операционной прибыли, тыс. руб.		7974		10242	18216
9.Налог на прибыль (20%), тыс. руб.		1595		2048	3643
10.Прирост чистой прибыли, тыс. руб.		6379		8193	14573
11.Альтернативные затраты: снижение прибыли за счет потерянной нефти из-за КРС и КГРП, тыс. руб.	2029		2868		4898
12.Чистый денежный поток, тыс. руб.	-10961	6379	-8803	8193	-5192
13.Коэффициент дисконтирования (ставка 12%)	1,000	0,893	0,893	0,797	
14.Чистая приведенная стоимость (NPV), тыс. руб.	-10961	5696	-7860	6532	-6594
15.Период окупаемости (РВ), лет					Не окупается

Продолжение таблицы 9

Наименование	Период вложений (КГРП 2013)	2013	Период вложений (КГРП 2014)	2014	Итого
16.Дисконтированной период окупаемости (DPB), лет				Не окупается	
18.Внутренняя норма рентабельности (IRR)				Не окупается	
19.Индекс рентабельности (PI)				0,6	
20.Индекс дисконтированной окупаемости (DPBI)				-0,4	

Кислотный гидравлический разрыв пласта, проведенный в рамках опытно-промышленных исследований на низкопроницаемые коллектора пласта ЮВ-1, является менее эффективным и не долгосрочным. После проведения воздействия на пласт эффект дополнительной добычи продлился сроком от 3 до 7 месяцев.

Согласно расчета эффективность производства ГРП чистая приведенная стоимость (NPV) показывает совокупную прибыль / убыток проекта дисконтированную к текущему периоду времени. Необходимо принимать проекты с положительным NPV. Проект проведения КГРП имеет отрицательный NPV, поэтому проект не следует реализовывать. [19]

Период окупаемости показывает период времени, который требуется для того чтобы поступление денежных потоков от проекта сравнялось с их оттоком. Рассматриваемый проект не окупается. По данному показателю проект не следует реализовывать. [20]

Индекс рентабельности отвечает на вопрос во сколько раз окупятся инвестированные средства. Чем выше PI / DPBI, тем больше доходность. Индекс рентабельности менее 1 означает, что денежные притоки ниже оттоков, следовательно проект убыточен ( $DPBI = PI - 1$ , поэтому его значение менее 1 не говорит об убыточности проекта). [26]

Рассматриваемый проект КГРП имеет PI 0,6. Это значит, что приток средств от проекта меньше чем вложения. Проект не следует реализовывать.

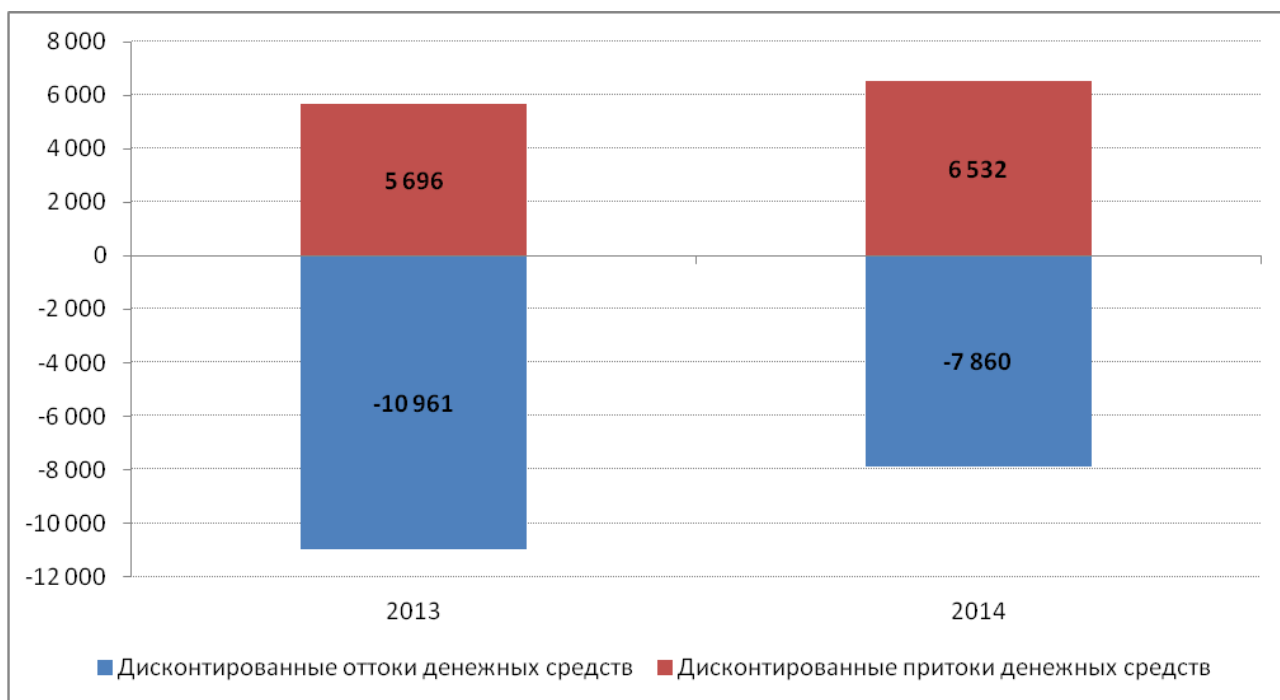


Рисунок 8 - Дисконтированный поток денежных средств после проведения КГРП в период 2013 – 2014 года

Затраты на КРС и КГРП в 2013 году составили 8932 тысячи рублей, снижение прибыли за счет потерянной нефти в период проведения КРС и КГРП составили 2029 тысяч рублей. Дисконтированный отток денежных средств составил 10961 тысячу рублей.

Дисконтированный приток денежных средств после проведения КГРП в 2013 году, за счет дополнительно добытой нефти составил 5696 тысяч рублей.

Затраты на КРС и КГРП в 2014 году составили 5935 тысяч рублей, снижение прибыли за счет потерянной нефти в период проведения КРС и ГРП составили 2868 тысяч рублей. Дисконтированный отток денежных средств составил 7860 тысяч рублей.

Дисконтированный приток денежных средств после проведения КГРП в 2014 году, за счет дополнительно добытой нефти составил 6532 тысячу рублей.

## **4. КОРПОРАТИВНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ КОМПАНИИ ОАО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»**

### **4.1 Социальный кодекс ОАО "ЛУКОЙЛ"**

Сотрудники Компании являются основой потенциала ОАО "ЛУКОЙЛ". На сегодняшний день наш персонал насчитывает около 150 тысяч специалистов, ведущих деятельность в более чем 60 регионах России и 30 странах мира на четырех континентах. [23]

Учитывая то, что именно профессионализм работников и удовлетворение трудом положены в основу процветания Компании, в мае 2003 года была принята Политика управления персоналом ОАО "ЛУКОЙЛ", которая является основополагающим документом в области управления кадрами и опирается на фундаментальные принципы деятельности и миссии ОАО "ЛУКОЙЛ" - стать одним из лидеров среди крупнейших энергетических компаний мира.

Политика управления персоналом - это политика единой интегрированной компании, имеющей сильную и устойчивую корпоративную культуру и стройную систему корпоративных ценностей.

Основой Политики управления персоналом является построение системы, предполагающей создания конкретных мер: по мотивации каждого работника к достижению целей, обусловленных стратегией Компании; по определению критериев по оценке степени достижения результатов; по вознаграждению и поощрению сотрудников.

Главная задача Политики управления персоналом заключается в создании такой системы управления кадрами, при которой ОАО "ЛУКОЙЛ" имело бы стабильный статус "предпочтительного работодателя" на рынке труда.

Принимая Социальный кодекс, Компания подтверждает, что настоящие обязательства:

являются преимущественно дополнительными по отношению к законодательству Российской Федерации и международным стандартам;

не отменяют и не подменяют собой результаты коллективных переговоров с работниками;

обращены как к работникам, неработающим пенсионерам организаций Группы "ЛУКОЙЛ", акционерам Компании, так и, в более широком плане, к коммерческим партнерам, государству и гражданскому обществу;

рассчитаны на солидарные инициативные действия участников рынка и партнерское взаимодействие с государством и обществом;

Открытое акционерное общество "Нефтяная компания "ЛУКОЙЛ" является ответственным корпоративным членом общества и добросовестным участником рыночного хозяйства. Сочетая две эти миссии, ОАО "ЛУКОЙЛ" (далее - Компания) добровольно и в инициативном порядке принимает на себя нижеследующие обязательства по социально ответственному поведению перед всеми сторонами, интересы которых затрагивает деятельность Компании. [23]

Компания примет все меры к тому, чтобы выполнить свои обязательства, содержащиеся в настоящем Социальном кодексе, независимо от складывающейся экономической ситуации в стране и в мире.

### **Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды.**

Учитывая стратегическую цель Компании поддерживать промышленную безопасность, охрану труда и окружающей среды во всех подразделениях и контролируемых организациях на уровне передовых нефтяных компаний мира, Компания предпринимает следующие меры:

соблюдает принцип приоритета сохранения жизни и здоровья работника по отношению к результатам производственной деятельности;

обеспечивает выполнение обязательств, изложенных в корпоративной Политике в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в XXI веке;

создает и поддерживает локальную нормативно-правовую базу, организационную структуру и механизмы финансирования системы



управления промышленной безопасности, экологии и охраны труда на основе постоянно совершенствуемых норм и стандартов;

создает благоприятные возможности для осуществления общественного контроля;

постоянно выявляет и исследует источники опасности и вреда для здоровья и жизни людей, связанные с производством организаций Группы "ЛУКОЙЛ", и предпринимает меры по их устранению либо смягчению их действия;

использует передовые технологии и методы управления для снижения объемов образования отходов, минимизации неблагоприятных воздействий на окружающую среду и сохранения природных ресурсов;

постоянно совершенствует орудия производства, основываясь на мировом опыте разработки и внедрения безопасных технологий и оборудования;

соблюдает приоритет превентивных мер по охране окружающей среды на всех стадиях производственного цикла;

своевременно информирует все заинтересованные стороны о случаях загрязнения, разливов нефти и нефтепродуктов;

принимает меры к последовательному сокращению количества выбросов, сбросов загрязняющих веществ и отходов, снижению их токсичности независимо от динамики объемов производства за счет использования современных природоохранных технологий, оборудования, материалов и методов управления;

контролирует соблюдение подрядчиками, ведущими работы для организаций Группы "ЛУКОЙЛ", принципов и норм в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, не ниже предусмотренных в Компании;

поддерживает открытый диалог со всеми заинтересованными сторонами, включая критически настроенную общественность, и регулярно публично информирует о результатах природоохранной деятельности

Компании.

### **Политика оплаты и мотивации труда. [24]**

Учитывая основополагающий характер политики оплаты и мотивации труда в отношениях с работниками, Компания будет строить ее на следующих принципах:

прозрачность, объективность и конкурентоспособность системы оплаты и мотивации труда работников;

установление минимально гарантированного уровня оплаты труда в организациях Группы "ЛУКОЙЛ" для всех профессионально-квалификационных групп работников на уровне, превышающем законодательно установленный минимальный размер оплаты труда, из расчета необходимости удовлетворения основных жизненных потребностей и предоставления определенного располагаемого дохода;

единство политики оплаты и мотивации труда для всех организаций Группы "ЛУКОЙЛ";

периодическое повышение заработной платы в связи с ростом производительности труда;

регулярная индексация заработной платы на основе индекса потребительских цен;

использование гибких систем премирования с целью наиболее полного учета индивидуального трудового вклада работника.

### **Охрана здоровья.**

В целях сохранения и укрепления физического и психологического здоровья каждого работника Компания проводит следующую работу:

обеспечивает финансирование мероприятий, направленных на охрану здоровья работников;

обеспечивает разработку и внедрение корпоративных норм по организации медицинской помощи на производстве работникам организаций Группы "ЛУКОЙЛ", руководствуясь российским законодательством и международными стандартами в области охраны здоровья;

организует учет и анализ заболеваемости работников, причины выхода на инвалидность и смертности в организациях Группы "ЛУКОЙЛ";

обеспечивает мониторинг условий труда и здоровья работников организаций Группы "ЛУКОЙЛ" для оценки профессиональных рисков ущерба здоровью;

по результатам периодических медицинских осмотров и анализа заболеваемости разрабатывает долгосрочные и ежегодные программы по профилактике общей заболеваемости и оздоровлению работников, включая профилактическую вакцинацию и санаторно-курортное лечение;

организует регулярные профилактические осмотры работников;

выделяет целевые средства для обеспечения санаторно-курортного лечения работников;

осуществляет контроль за целевой и специализированной защитой прав беременных женщин, кормящих матерей, многодетных матерей, а также женщин репродуктивного возраста, работающих в организациях Группы "ЛУКОЙЛ" во вредных и опасных условиях. [24]

### **Социальная поддержка семей с детьми и инвалидами.**

Учитывая тот факт, что заработная плата не зависит от количества иждивенцев в семье, Компания предоставляет работникам следующие денежные выплаты и компенсации:

ежемесячное пособие работнику (матери или отцу), находящемуся в отпуске по уходу за ребенком до достижения им возраста 3 лет;

единовременное пособие при рождении (усыновлении) ребенка;

компенсацию малообеспеченным семьям, имеющим трех и более несовершеннолетних детей, а также для детей работников, погибших или потерявших трудоспособность на производстве, стоимости содержания детей в дошкольных учреждениях и в оздоровительных лагерях;

ежегодную материальную помощь работникам, имеющим детей-инвалидов до 18 лет;

частичную компенсацию стоимости путевок в санатории и детские

оздоровительные центры детям-инвалидам и детям-сиротам работников организаций Группы "ЛУКОЙЛ".

### **Оздоровление, спорт, физкультура и организация отдыха.**

Содействуя развитию и поддержанию здорового образа жизни, Компания:

проводит физкультурно-оздоровительную работу и развивает массовые виды спорта среди работников и членов их семей, обеспечивая им доступ к спортивной инфраструктуре, организуя тренировки и соревнования;

разрабатывает и реализует комплексные программы по оздоровлению и вовлечению в занятия физкультурой и спортом работников и членов их семей, проживающих в сложных климатических условиях;

содействует в организации летнего отдыха детей работников, осуществляя частичную компенсацию стоимости путевок и/или проезда;

создает возможность работникам приобретать удешевленные за счет средств организаций Группы "ЛУКОЙЛ" путевки на санаторно-курортное лечение для себя и членов семьи;

организует досуг работников и их семей на корпоративном уровне;

проводит систематическую пропаганду здорового образа жизни и профилактических медицинских мероприятий среди работников с использованием корпоративных средств массовой информации.

### **Корпоративное социальное обеспечение и страхование.**

Соблюдая обязательства по участию в государственных системах социального страхования и обеспечения всех работников обязательной социальной защитой, Компания поддерживает и развивает дополнительное корпоративное социальное страхование и социальное обеспечение в следующих формах:

**1. Добровольное медицинское страхование.** Корпоративное добровольное медицинское страхование имеет целью повышение доступности, объема и качества предоставляемых работникам организаций Группы "ЛУКОЙЛ" медицинской помощи, услуг и строится на следующих принципах:

финансирование программы добровольного медицинского страхования;  
следование положениям принятого Корпоративного стандарта охраны здоровья;

обеспечение постоянного вневедомственного контроля качества медицинской помощи в целях защиты интересов и прав работников в медицинском учреждении.

**2. Негосударственное пенсионное обеспечение.** Долгосрочной целью негосударственного пенсионного обеспечения работников организаций Группы "ЛУКОЙЛ" в рамках корпоративной пенсионной системы является повышение уровня возмещения утраченного заработка. Компания считает, что экономически эффективный путь достижения этой цели должен быть основан на реализации следующих принципов:

создание условий для развития долевого участия работника в формировании собственных пенсионных накоплений;

сохранение и развитие единой системы негосударственного пенсионного обеспечения работников организаций Группы "ЛУКОЙЛ" за счет средств работодателя;

гарантирование сохранности и приумножения пенсионных накоплений;

осуществление постепенного перехода от действующей единой системы негосударственного пенсионного обеспечения с установленными выплатами к системе с установленными взносами, означающей увязку размера пенсии с суммой взносов, внесенных на условиях долевого участия;

допустимость использования пенсионных накоплений ранее наступления пенсионных оснований исключительно для целей гарантирования возвратности заемных средств в рамках корпоративного ипотечного кредитования.

**3. Корпоративная система личного страхования.** Личное страхование работников развивается Компанией на корпоративном уровне с целью расширения доступа работников к услугам страхования и повышения уровня защищенности их семей в случае несчастий. Все виды личного страхования в

рамках корпоративной системы могут производиться при долевом участии работника в их финансировании, за исключением дополнительного страхования от несчастных случаев на производстве, финансирование которого осуществляется за счет средств работодателя.

**5. Социальная поддержка инвалидов и неработающих пенсионеров организаций Группы "ЛУКОЙЛ".** Учитывая социально уязвимое положение лиц, получающих государственную пенсию, и относительно невысокий уровень пенсионных выплат на начальном этапе развития корпоративной пенсионной системы, Компания проводит политику, направленную на социальную поддержку неработающих пенсионеров организаций Группы "ЛУКОЙЛ":

**6. Социальная поддержка неработающих пенсионеров.** С целью содействия сохранению уровня жизни работников организаций Группы "ЛУКОЙЛ", выходящих на пенсию в сложный переходный период, Компания берет на себя обязательства:

предоставлять регулярную материальную помощь неработающим пенсионерам, не получающим негосударственную пенсию от организаций Группы "ЛУКОЙЛ";

выплачивать единовременное пособие выходящему на пенсию работнику;

сохранять права участия неработающих пенсионеров в корпоративной системе добровольного медицинского страхования.

**7. Социальная поддержка пострадавших от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.**

Стремясь к социальной и трудовой реабилитации работников, получивших инвалидность вследствие несчастного случая на производстве или профессионального заболевания в ходе работы в организациях Группы "ЛУКОЙЛ", Компания в инициативном порядке обеспечивает им:

материальную и организационную поддержку протезирования за рубежом при отсутствии возможности для этого в стране пребывания работника;

полную компенсацию расходов на специальный медицинский уход и ежегодное санаторно-курортное лечение.

## 4.2 Анализ программ КСО Группы "ЛУКОЙЛ"

### Стейкхолдеры Группы "ЛУКОЙЛ"[24]

Для устойчивого, успешного развития любой компании важно точно выстроить систему взаимодействия со своими ключевыми группами стейкхолдеров. Ниже в таблице приведены основные группы заинтересованных лиц на примере Группы "ЛУКОЙЛ".

Таблица 2 – Стейкхолдеры Группы "ЛУКОЙЛ"

Прямые стейкхолдеры	Косвенные стейкхолдеры
1.Акционеры и инвесторы	Органы государственной власти, региональные и муниципальные администрации
2.Потребители	Деловые партнеры и участники рынка
3.Персонал и профсоюзы	Деловые и отраслевые ассоциации Общественные и муниципальные организации Жители регионов присутствия

Как мы видим, процесс взаимодействия с заинтересованными сторонами осуществляется на всех уровнях управления, используется широкий арсенал механизмов и форм сотрудничества, соответствующий характеру вопросов и масштабу решаемых задач, находящихся в сфере обоюдных интересов.

Что касается акционеров и инвесторов, то данная группа стейкхолдеров является ключевой для развития компании. Они непосредственно влияют на функционирование компании и её финансовые показатели. Постоянным механизмом взаимодействия с данной группой являются: годовые и внеочередные собрания акционеров и отчетность. Кроме этого компания организует встречи с миноритарными акционерами в регионах РФ, встречи с инвесторами, участие в инвестиционных конференциях, взаимодействие с банковскими аналитиками, презентации, поездки в регионы.

Для Группы "ЛУКОЙЛ", а также и для других нефтегазовых компаний одним из самых влиятельных российских стейкхолдеров является государство.

С органами государственной власти Группы "ЛУКОЙЛ" имеет следующие механизмы взаимодействия: соглашения о социально-экономическом сотрудничестве с регионами РФ и муниципальными образованиями, презентации и отчеты о деятельности в области устойчивого развития (по КСО и Экологической программе), презентации в связи с принятием очередной Экологической программы, участие в региональных и федеральных программах, заключение дополнительных соглашений и протоколов сотрудничества.

Важной группой являются покупатели, с ними компания взаимодействует посредством опросов клиентов, маркетинговые и социальные акции, через горячая линия, а также осуществляет прием обращений уполномоченным сотрудником.

Группы "ЛУКОЙЛ" отмечает, что важнейшим фактором успеха являются слаженные действия всего коллектива. Стабильность, отсутствие социальной напряженности, создание условий для полной реализации потенциала каждого сотрудника – приоритетные задачи всех предприятий Группы "ЛУКОЙЛ". Для взаимодействия с коллективом компания использует следующие механизмы: Коллективный договор, корпоративные СМИ, встречи.

Важно сказать, что социальные и благотворительные программы являются для Компании составляющей корпоративной стратегии и помогают конструктивному сотрудничеству с государством, деловыми кругами и обществом. Корпоративные программы носят адресный характер и опираются на имеющийся в регионах профессиональный опыт и человеческий потенциал.

Не менее важной группе стейкхолдеров относятся - деловые партнеры и участники рынка, с ними Группы "ЛУКОЙЛ" действует через соглашения о партнерстве, участие в отраслевых конференциях и деловых саммитах, участие в рейтингах и конкурсах.

Помощь детям Группы "ЛУКОЙЛ" считает своим приоритетом, который присутствует во всех корпоративных программах: благотворительных, спонсорских, программах развития спорта и культуры.



Поддержка ветеранов войны и труда, инвалидов, социально незащищенных групп населения является содержанием деятельности, которую Группы "ЛУКОЙЛ" называет адресной помощью. Фронтовики-нефтяники, ветераны Великой Отечественной войны и трудового фронта пользуются особым вниманием и заботой Компании. Ежегодно в канун Дня Победы они получают денежные пособия и подарки.

Компания уделяет большое внимание реализации благотворительных проектов в сфере здравоохранения.

Значительные средства вкладывает в спорт и образование.

В источниках указаны некоторые суммы затрат:

Социальная программа Группы "ЛУКОЙЛ" потрачено почти 170 миллионов рублей.

Группы "ЛУКОЙЛ" выделило целевое благотворительное пожертвование в размере 6 млн рублей на строительство первого в Томской области реабилитационного центра для детей с онкологическими заболеваниями. Первый благотворительный взнос в размере 6 млн рублей был сделан Группы "ЛУКОЙЛ" в 2013 году.

Общие затраты по выполнению природоохранных мероприятий за период с 2010 года по 2013 год составили около 1,1 млрд рублей.

Поддержка массового спорта, пропаганда здорового образа жизни – приоритетные направления социальной политики Группы "ЛУКОЙЛ".

Можно сделать вывод, что компаниям выгодно быть ответственным работодателем, вкладывая средства в создание комфортных условий труда, гарантируя безопасность на рабочем месте, а также предоставляя своим работникам социальную поддержку и материальную помощь, тем самым создавая условия для привлечения квалифицированного персонала и повышения производительности труда своих работников, а также улучшая показатели деятельности и конкурентоспособность своей компании.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В главе первой была поставлена задача о поиске и применении повышения нефтеотдачи пластов, в связи со снижении добычи нефти на скважинах Лас-Ёганского месторождения ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «Лукойл – Западная Сибирь». Рассмотрены современные методы воздействия на пласт с целью увеличения продуктивности низко проницаемых коллекторов, таких как глубоко проникающий гидравлический разрыв пласта и кислотный гидравлический разрыв пласта. Представлены скважины кандидаты с низко проницаемым коллектором для проведения интенсификации и искусственного воздействия на пласт. В 2013 году проведено 29 операций по ГРП, в 2014 году 26 операций. Так же в рамках опытно – промышленных исследований провели КГРП на 3 скважинах, а в 2014 году 2 операции.

Целью второй главы был расчет эффективности метода ГРП, для чего рассчитаны затраты на проведение подготовительно – заключительные работы ГРП бригадами КРС ООО «КРС-Траст» и операции по ГРП бригадой ООО «Империал Фрак Сервис», а так же потери добычи нефти из-за технологического простоя скважины. Рассчитана дополнительная добыча нефти в период с 2013 года по прогнозируемый 2017 год, на основании фактических данных цеха добычи нефти и газа ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «Лукойл – Западная Сибирь». Для расчета эффективности применения метода в расчете использованы экономические показатели: дисконтированный чистый денежный поток, период окупаемости, индекс рентабельности и индекс дисконтированной окупаемости. По всем показателям метод ГРП, применяемый по пласту ЮВ-1 Лас-Ёганского месторождения ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «Лукойл – Западная Сибирь» является эффективным и долгосрочным. Эффект после воздействия на пласт длится до 4 лет, с плавным падением дополнительной добычи в среднем на 23 -26% за 1 год, то есть в год проведения скважина дает дополнительной добычи 100%, второй год 75%, третий 50% и четвертый 25%. Затраты на проведения ГРП окупаются

менее чем за 1 год.

В третьей главе проведен расчет эффективности метода КГРП, для чего рассчитаны затраты на проведение подготовительно – заключительные работы КГРП бригадами КРС ООО «КРС-Траст» и операции по КГРП бригадой ООО «Империял Фрак Сервис», а так же потери добычи нефти из-за технологического простоя скважины. Рассчитана дополнительная добыча нефти в период с 2013 года по 2014 год, на основании фактических данных цеха добычи нефти и газа ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «Лукойл – Западная Сибирь». Для расчета эффективности применения метода в расчете использованы экономические показатели: дисконтированный чистый денежный поток, период окупаемости, индекс рентабельности и индекс дисконтированной окупаемости. По всем показателям метод КГРП, применяемый по пласту ЮВ-1 Лас-Ёганского месторождения ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «Лукойл – Западная Сибирь» является неэффективным, так как дополнительная добыча нефти составила от 21% до 91% и продолжительность эффекта менее 1 года. Затраты на его применение не окупаются. Эффект после воздействия на пласт длиться до 1 года. В связи с чем данный метод по повышению нефтеотдачи низко проницаемого пласта является не эффективным и в будущем не использовался.

При достижении минимальных дебитов, после ранее проведенных ГРП в период 2013 – 2014 года, скважина становится не рентабельной. Необходимо будет провести их перевод по другому назначению в поддержание пластового давления, так как по ним увеличена проницаемость. В следствии закачки воды увеличатся дебиты нефти по пласту ЮВ-1 соседних скважин, находящихся в контуре заводнения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гидравлический разрыв пласта / П.М. Усачёв - Недра, 1986 г – 94с.
2. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи / И.Т. Мищенко -Недра, 1984 г -42с.
3. Расчёты в добыче нефти / А.М. Юрчук - Недра, 1979 г -124с.
4. Отчётные материалы научно-исследовательских институтов по разработке и подсчёту запасов на Лас-Ёганском месторождении.
5. Договор на выполнения работ по ТКРС и освоению между ООО «КРС-Траст» и ТПП «Лангепаснефтегаз» – ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ».
6. Реестры выполнения ТКРС за 2013 год ООО «КРС-Траст».
7. Реестры выполнения ТКРС за 2014 год ООО «КРС-Траст».
8. Геофизические исследования скважин / Е.В. Каруса – Недра 1990г. - 400с.
9. Положение о выпускных квалификационных работах бакалавра, специалиста и магистра в ТПУ / Томск, 2014 г.
10. Технологическая схема разработки Лас-Еганского месторождения, СибНИИНП / Тюмень, 1976 г.-36 с.
11. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / ОАО “ВНИИОЭНГ”, Том 2, 1996 г.
12. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / Б.Б. Квеско - Томск: Изд. ТПУ, 2001 г.
13. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений / В.Г. Крец - Учебное пособие. Томск, Изд. ТПУ, 1997 г.
14. Производственной материал деятельности ООО «Империал Фрак Сервис».
15. Технической материал деятельности ООО «Империал Фрак Сервис».
16. Экономической материал деятельности ООО «Империал Фрак

Сервис».

17. РД 39-0147035-207-86 Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газовых месторождений.

18. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятия / А.В. Бальжинов – Учебное пособие, -119с.

19. Анализ хозяйственной деятельности в промышленности / В.И. Стражева – Высшая школа, 1998 г. -86с.

20. Бухгалтерский учет, анализ хозяйственной деятельности и аудит / Н.П. Кондраков – Перспектива, 1998 г. -146с.

21. Анализ затрат на производство и эксплуатацию изделий / Л.Г. Любенецкий – Финансы и статистика, 1991г. – 24с.

22. Корпоративная социальная ответственность: учебное пособие / Н.В.Черепанова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 94 с.

23. Коллективный договор Группы "ЛУКОЙЛ" на 2013-2014 годы.

24. Сайт Группы "ЛУКОЙЛ" [Электронный ресурс]. <http://lukoil.ru> – режим доступа: свободный.

25. Современный стратегический анализ пер. с англ./ Грант Роберт М. – 5-е изд. – СПб.: Питер, 2008. – 555 с.

26. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях / Л.Г. Злотникова - Учебник. –Нефть и газ, 2005 г. – 452с.

27. Финансы предприятий нефтегазовой промышленности / В.Д. Зубарева и др. Учебное пособие, 2000г. – 368с.

28. Анализ хозяйственной деятельности предприятия / В.В. Ковалев - М.: Проспект, 2005г. – 421 с.

29. Практикум по анализу и финансовому менеджменту: Конспект лекций с задачами и тестами / В.В. Ковалев Финансы и статистика, 2007г. – 448 с.

30. Анализ хозяйственной деятельности предприятия / Г.В. Савицкая - Инфра-М, 2008г. – 345 с.

Приложение А  
(обязательное)

Оценка проведения ГРП по скважинам компанией ООО «Империал Фрак Сервис» в 2013 году

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
№ скважины	9 046	9 048	9 141	9 050	9 157	9 054	9 168	9 070	9 193	9 078	9 081	9 285	9 084	9 085	9 291	9 095	9 097	9 296
1. Стоимость мобилизации бригады, тыс.рублей	225	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2. Стоимость демобилизации бригады, тыс.рублей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Стоимость одной операции ГРП, тыс.рублей	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089
4. Стоимость 1 тн проппанта, тыс.рублей	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
5. Закачено в скважину проппанта, тн	48	51	56	60	49	54	60	49	57	63	59	55	49	62	48	49	52	63
6. Итого проппант, тыс.рублей	888	944	1 036	1 110	907	999	1 110	907	1 055	1 166	1 092	1 018	907	1 147	888	907	962	1 166
7. Устьева арматура для ГРП, тыс.рублей	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
8. Пакерное оборудование и сервис, тыс.рублей	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
9. Технологическая колонна НКТ, 3000 м, тыс.рублей	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
10. Всего за ГРП, тыс.рублей	2 529	2 359	2 452	2 526	2 322	2 415	2 526	2 322	2 470	2 581	2 507	2 433	2 322	2 563	2 304	2 322	2 378	2 581

Продолжение приложения А

№ п/п	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
№ скважины	9 103	9 128	9 109	9 110	9 299	9 125	9 126	9 328	9 130	9 312	9 137
1. Стоимость мобилизации бригады, тыс.рублей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2. Стоимость демобилизации бригады, тыс.рублей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Стоимость одной операции ГРП, тыс.рублей	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089
4. Стоимость 1 тн проппанта, тыс.рублей	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
5. Закачено в скважину проппанта, тн	49	54	57	48	52	56	51	48	63	51	21
6. Итого проппант, тыс.рублей	907	999	1 055	888	962	1 036	944	888	1 166	944	389
7. Устьевая арматура для ГРП, тыс.рублей	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
8. Пакерное оборудование и сервис, тыс.рублей	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
9. Технологическая колонна НКТ диаметром 3000 м, тыс.рублей	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
10 Всего за ГРП, тыс.рублей	2 322	2 415	2 470	2 304	2 378	2 452	2 359	2 304	2 581	2 359	1 804

**Приложение Б  
(обязательное)**

**Оценка проведения ГРП по скважинам компанией ООО «Империал Фрак Сервис» в 2014 году**

<b>№ п/п</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>
<b>№ скважины</b>	9 049	9 083	9 055	9 051	9 076	9 363	9 328	9 370	9 101	9 382	9 384	9 238	8 516	8 524	9 108	8 412	8 612	9 158
1. Стоимость мобилизации бригады, тыс.рублей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2. Стоимость демобилизации бригады, тыс.рублей	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Стоимость одной операции ГРП, тыс.рублей	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089
4. Стоимость 1 тн пропантa, тыс.рублей	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
5. Закачено в скважину пропантa, тн	54	57	48	51	62	49	52	54	48	62	48	51	53	62	54	49	58	63
6. Итого пропант, тыс.рублей	999	1 055	888	944	1 147	907	962	999	888	1 147	888	944	981	1 147	999	907	1 073	1 166
7. Устьевая арматура для ГРП, тыс.рублей	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
8. Пакерное оборудование и сервис, тыс.рублей	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
9. Технологическая колонна НКТ 3000 м, тыс.рублей	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
10. Всего за ГРП, тыс.рублей	2 415	2 470	2 304	2 359	2 563	2 322	2 378	2 415	2 304	2 563	2 304	2 359	2 396	2 563	2 415	2 322	2 489	2 581



Продолжение приложения Б

№ п/п	19	20	21	22	23	24	25	26
№ скважины	8 511	8 542	9 133	8 612	8 623	9 128	8 657	9 114
1. Стоимость мобилизации бригады, тыс.рублей	0	0	0	0	0	0	0	0
2. Стоимость демобилизации бригады, тыс.рублей	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Стоимость одной операции ГРП, тыс.рублей	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089	1 089
4. Стоимость 1 тн проппанта, тыс.рублей	19	19	19	19	19	19	19	19
5. Закачено в скважину проппанта, тн	55	48	52	58	61	55	49	51
6. Итого проппант, тыс.рублей	1 018	888	962	1 073	1 129	1 018	907	944
7. Устьева арматура для ГРП, тыс.рублей	35	35	35	35	35	35	35	35
8. Пакерное оборудование и сервис, тыс.рублей	97	97	97	97	97	97	97	97
9. Технологическая колонна НКТ диаметром 2.5 дюйма, 3000 м, тыс.рублей	195	195	195	195	195	195	195	195
10. Всего за ГРП, тыс.рублей	2 433	2 304	2 378	2 489	2 544	2 433	2 322	2 359

## Приложение В

(обязательное)

### Оценка проведения ремонтов ПР ГРП бригадами КРС ООО «КРС-Траст» в 2013 году

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
№ скважины	9 046	9 048	9 141	050	157	054	168	070	193	078	081	285	084	085	9 291
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	01.01.13 13:00	06.01.13 12:00	11.01.13 19:00	2.01.13 7:00	3.02.13 8:00	6.02.13 9:00	5.03.13 10:00	4.03.13 7:00	1.03.13 9:00	1.04.13 12:00	1.04.13 16:00	0.04.13 11:00	8.04.13 8:00	8.05.13 6:00	12.05.13 7:00
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	08.01.13 0:00	13.01.13 18:00	18.01.13 1:00	7.01.13 17:00	8.02.13 15:00	1.02.13 14:00	2.03.13 15:00	1.03.13 11:00	7.03.13 18:00	7.04.13 21:00	7.04.13 16:00	6.04.13 21:00	3.05.13 20:00	4.05.13 18:00	19.05.13 1:00
3. Фактическое время часов	155	174	150	30	27	25	73	72	53	53	44	54	32	56	162
4.Время к оплате, часов	142	140	148	23	24	21	58	46	26	45	44	33	22	38	156
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	5 876	5 876	5 876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	5 876
4. Итого к оплате, тыс.рублей	834	823	870	23	29	11	28	58	40	52	46	82	17	11	917

Продолжение приложения В

№ п/п	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
№ скважины	095	097	296	103	128	109	110	299	125	126	328	130	9 312	9 137
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	1.06.13 1:00	0.06.13 10:00	3.06.13 10:00	3.07.13 11:00	5.07.13 12:00	4.07.13 9:00	6.08.13 8:00	0.08.13 20:00	4.08.13 6:00	2.09.13 18:00	3.09.13 10:00	6.09.13 8:00	10.10.13 7:00	14.10.13 9:00
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	7.06.13 14:00	7.06.13 15:00	0.06.13 4:00	0.07.13 5:00	1.07.13 14:00	1.07.13 16:00	3.08.13 5:00	7.08.13 20:00	1.08.13 21:00	0.09.13 11:00	9.09.13 23:00	3.09.13 0:00	17.10.13 10:00	20.10.13 18:00
3. Фактическое время часов	57	73	62	62	46	75	65	68	83	85	57	60	171	153
4.Время к оплате, часов	37	58	42	53	08	48	43	39	49	52	37	32	138	132
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	5 876	5 876
6.Итого к оплате, тыс.рублей	05	28	34	99	35	70	40	17	76	93	05	76	811	776

Приложение Г

(обязательное)

Оценка проведения ремонтов ПР ГРП бригадами КРС ООО «КРС-Траст» в 2014 году

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
№ скважины	9 049	9 083	9 055	9 051	9 076	9 363	9 328	9 370	9 101	9 382	9 384	9 238	8 516	8 524	9 108
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	02.01.14 11:00	04.01.14 21:00	10.01.14 19:00	13.01.14 9:00	19.01.14 8:00	06.02.14 4:00	09.03.14 12:00	14.03.14 17:00	15.03.14 18:00	27.03.14 7:00	02.04.14 3:00	10.04.14 11:00	17.04.14 18:00	22.04.14 16:00	29.04.14 17:00
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	08.01.14 23:00	11.01.14 9:00	17.01.14 9:00	20.01.14 4:00	26.01.14 14:00	13.02.14 21:00	16.03.14 3:00	21.03.14 22:00	22.03.14 5:00	02.04.14 23:00	08.04.14 3:00	17.04.14 12:00	24.04.14 12:00	30.04.14 17:00	06.05.14 14:00
3. Фактическое время часов	156	156	158	163	174	185	159	173	155	160	144	169	162	193	165
4.Время к оплате, часов	139	142	147	139	146	144	136	146	129	145	129	133	131	138	147
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876
6.Итого к оплате, тыс.рублей	817	834	864	817	858	846	799	858	758	852	758	782	770	811	864

Продолжение приложения Г

№ п/п	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
№ скважины	8 412	8 612	9 158	8 511	8 542	9 133	8 612	8 623	9 128	8 657	9 114
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	01.05.14 1:00	10.05.14 10:00	6.05.14 4:00	3.06.14 7:00	12.06.14 6:00	11.06.14 9:00	19.06.14 6:00	27.07.14 19:00	03.08.14 6:00	11.08.14 18:00	16.08.14 10:00
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	07.05.14 21:00	17.05.14 18:00	2.06.14 21:00	1.06.14 3:00	19.06.14 13:00	17.06.14 21:00	25.06.14 23:00	04.08.14 6:00	09.08.14 22:00	18.08.14 4:00	22.08.14 23:00
3. Фактическое время часов	164	176	85	88	175	156	161	179	160	154	157
4.Время к оплате, часов	142	138	42	53	144	139	143	129	144	130	137
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	5 876	5 876	876	876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876
6.Итого к оплате, тыс.рублей	834	811	34	99	846	817	840	758	846	764	805

Приложение Д

(обязательное)

Оценка проведения ремонтов ЗР ГРП бригадами КРС ООО «КРС-Траст» в 2013 году

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
№ скважины	9 046	9 048	9 141	9 050	9 157	9 054	9 168	9 070	9 193	9 078	9 081	9 285	9 084	9 085	9 291
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	4.01.13 13:00	0.01.13 8:00	4.01.13 18:00	2.01.13 9:00	4.02.13 9:00	4.02.13 8:00	2.03.13 7:00	4.03.13 11:00	4.03.13 18:00	3.04.13 11:00	3.04.13 10:00	0.04.13 13:00	7.05.13 11:00	9.05.13 10:00	4.05.13 11:00
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	0.01.13 18:00	6.01.13 18:00	0.01.13 22:00	9.01.13 14:00	0.02.13 14:00	0.02.13 13:00	9.03.13 12:00	0.03.13 14:00	0.03.13 15:00	9.04.13 12:00	9.04.13 12:00	6.04.13 14:00	3.05.13 18:00	4.05.13 18:00	0.05.13 18:00
3. Фактическое время часов	49	54	48	73	49	49	73	47	41	45	46	45	51	28	51
4.Время к оплате, часов	21	20	30	38	25	30	38	27	22	43	45	40	21	42	37
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876
6.Итого к оплате, тыс.рублей	11	05	64	11	35	64	11	46	17	40	52	23	11	34	05

Продолжение приложения Д

№ п/п	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
№ скважины	9 095	9 097	9 296	9 103	9 128	9 109	9 110	9 299	9 125	9 126	9 328	9 130	9 312	9 137
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	1.06.13 9:00	4.06.13 10:00	5.06.13 11:00	6.07.13 10:00	5.07.13 11:00	9.07.13 10:00	6.08.13 18:00	4.08.13 9:00	4.08.13 14:00	7.09.13 10:00	3.09.13 16:00	17.09.13 17:00	21.10.13 9:00	24.10.13 8:00
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	7.06.13 18:00	0.06.13 17:00	1.07.13 16:00	3.07.13 14:00	1.07.13 13:00	5.08.13 1:00	3.08.13 10:00	0.08.13 12:00	0.08.13 13:00	3.09.13 11:00	9.09.13 20:00	23.09.13 21:00	28.10.13 22:00	30.10.13 16:00
3. Фактическое время часов	53	51	49	72	46	59	60	47	43	45	48	148	181	152
4.Время к оплате, часов	24	27	36	47	30	21	39	29	21	24	26	121	134	129
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	5 876	5 876	5 876
6.Итого к оплате, тыс.рублей	29	46	99	64	64	11	17	58	11	29	40	711	787	758

Приложение Е

(обязательное)

Оценка проведения ремонтов ЗР ГРП бригадами КРС ООО «КРС-Траст» в 2014 году

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
№ скважины	9 049	9 083	9 055	9 051	9 076	9 363	9 328	9 370	9 101	9 382	9 384	9 238	8 516	8 524	9 108
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	3.01.14 13:00	9.01.14 8:00	5.01.14 18:00	9.01.14 9:00	5.02.14 9:00	9.02.14 8:00	4.03.14 7:00	8.03.14 11:00	0.03.14 18:00	0.04.14 11:00	7.04.14 10:00	6.04.14 13:00	1.05.14 11:00	7.05.14 10:00	4.05.14 11:00
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	9.01.14 22:00	4.01.14 23:00	1.02.14 17:00	4.02.14 14:00	0.02.14 23:00	5.02.14 4:00	0.03.14 12:00	3.04.14 3:00	5.04.14 22:00	6.04.14 15:00	3.04.14 14:00	3.05.14 4:00	7.05.14 18:00	3.05.14 3:00	0.05.14 2:00
3. Фактическое время часов	53	35	67	49	34	40	49	36	48	48	48	59	51	37	35
4.Время к оплате, часов	21,0	30,0	36,0	31,0	25,0	24,3	29,5	27,0	22,0	29,5	30,1	22,7	31,8	20,4	22,9
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876
6.Итого к оплате, тыс.рублей	11	64	99	70	35	30	61	46	17	61	64	21	74	07	22



Продолжение приложения Е

№ п/п	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
№ скважины	8 412	8 612	9 158	8 511	8 542	9 133	8 612	8 623	9 128	8 657	9 114
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	16.05.14 9:00	3.05.14 10:00	1.06.14 11:00	18.06.14 10:00	29.06.14 11:00	04.07.14 10:00	04.07.14 18:00	12.08.14 9:00	17.08.14 14:00	29.08.14 10:00	28.08.14 16:00
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	21.05.14 18:00	9.05.14 17:00	7.06.14 21:00	25.06.14 14:00	05.07.14 18:00	10.07.14 14:00	10.07.14 14:00	18.08.14 16:00	24.08.14 1:00	05.09.14 3:00	03.09.14 23:00
3. Фактическое время часов	129	51	54	172	151	148	140	151	155	161	151
4.Время к оплате, часов	12 106,0	29,3	36,8	144,6	130,0	121,0	124,9	131,5	130,6	140,8	132,0
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	5 876	876	876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876	5 876
6.Итого к оплате, тыс.рублей	71 135	60	04	850	764	711	734	773	767	827	776

Приложение Ж

(обязательное)

Дополнительная добыча нефти в 2013 году после проведения ГРП в 2013 году

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
№ скважины	9 046	9 048	9 141	9 050	9 157	9 054	9 168	9 070	9 193	9 078	9 081	9 285	9 084	9 085	9 291	9 095	9 097	9 296
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	5,3	12,5	4,5	20,3	14,2	8,6	4,9	1,8	0,4	14,3	12,5	3,8	6,9	5,8	4,9	9,8	17,6	18,2
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	19,2	20,3	19,1	17,3	17,3	14,2	24,1	16,3	19,3	18,0	17,8	16,1	15,4	16,5	18,5	16,7	20,3	18,3
3. Фактическое время часов	16,4	24,7	11,2	44	24,9	19,7	11,7	6,7	7,1	22,9	23,7	9,6	13,5	12	9,4	20,3	36,1	40,6
4.Время к оплате, часов	11,1	12,2	6,7	23,7	10,7	11,1	6,8	4,9	6,8	8,6	11,2	5,8	6,6	6,2	4,5	10,5	18,5	22,4
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	345,25	339	335	336	314	314	278	276	276	257	247	249	232	221	215	197	184	183
6.Итого к оплате, тыс.рублей	3 832	4 139	2 245	7 973	364	3 490	1 887	1 354	1 866	2 206	2 761	1 447	1 533	1 372	969	2 071	3 409	4 107

Продолжение приложения Ж

№ п/п	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
№ скважины	9 103	9 128	9 109	9 110	9 299	9 125	9 126	9 328	9 130	9 312	9 137
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	3,8	2,9	7,0	2,3	8,1	4,6	3,8	3,5	3,4	12,8	17,5
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	20,1	16,0	21,7	17,1	19,7	16,3	20,7	16,4	17,5	18,6	16,3
3. Фактическое время часов	8,7	6	15,2	5,3	17,4	9,3	8	6,2	6	25,3	33,8
4.Время к оплате, часов	4,9	3,1	8,2	3,0	9,3	4,7	4,2	2,7	2,6	12,5	16,3
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	161	163	149	131	124	123	100	93	99	64	62
6.Итого к оплате, тыс.рублей	791	507	1 221	392	1 149	580	418	252	258	801	1 016

Приложение И

(обязательное)

Дополнительная добыча нефти в 2014 году после проведения ГРП в 2013 году

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
№ скважины	9 046	9 048	9 141	9 050	9 157	9 054	9 168	9 070	9 193	9 078	9 081	9 285	9 084	9 085	9 291	9 095	9 097	9 296
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	5,3	12,5	4,5	20,3	14,2	8,6	4,9	1,8	0,4	14,3	12,5	3,8	6,9	5,8	4,9	9,8	17,6	18,2
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	461,0	486,0	459,0	415,0	414,0	340,0	578,0	391,0	462,0	432,0	428,0	387,0	370,0	396,0	443,0	401,0	487,0	438,0
3. Фактическое время часов	16,4	24,7	11,2	44	24,9	19,7	11,7	6,7	7,1	22,9	23,7	9,6	13,5	12	9,4	20,3	36,1	40,6
4.Время к оплате, часов	8,3	9,2	5,0	17,3	7,8	8,1	4,8	3,5	4,8	6,2	8,1	4,2	4,9	4,6	3,3	7,6	13,3	16,1
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
6.Итого к оплате, тыс.рублей	3 039	3 340	1 834	6 315	2 851	2 958	1 762	1 270	1 749	2 260	2 943	1 524	1 783	1 675	1 215	2 759	4 862	5 887

Продолжение приложения И

№ п/п	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
№ скважины	9 103	9 128	9 109	9 110	9 299	9 125	9 126	9 328	9 130	9 312	9 137
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	3,8	2,9	7,0	2,3	8,1	4,6	3,8	3,5	3,4	12,8	17,5
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	483,0	385,0	520,0	410,0	472,0	391,0	497,0	394,0	421,0	447,0	391,0
3. Фактическое время часов	8,7	6	15,2	5,3	17,4	9,3	8	6,2	6	25,3	33,8
4.Время к оплате, часов	3,5	2,3	6,0	2,2	6,8	3,5	3,2	2,0	1,9	9,3	12,1
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
6.Итого к оплате, тыс.рублей	1288	826	2185	799	2478	1287	1150	739	702	3 376	4 403

## Приложение К

(обязательное)

### Дополнительная добыча нефти в 2015 году после проведения ГРП в 2013 году

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
№ скважины	9 046	9 048	9 141	9 050	9 157	9 054	9 168	9 070	9 193	9 078	9 081	9 285	9 084	9 085	9 291	9 095	9 097	9 296
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	5,3	12,5	4,5	20,3	14,2	8,6	4,9	1,8	0,4	14,3	12,5	3,8	6,9	5,8	4,9	9,8	17,6	18,2
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	461,0	486,0	459,0	415,0	414,0	340,0	578,0	391,0	462,0	432,0	428,0	387,0	370,0	396,0	443,0	401,0	487,0	438,0
3. Фактическое время часов	16,4	24,7	11,2	44	24,9	19,7	11,7	6,7	7,1	22,9	23,7	9,6	13,5	12	9,4	20,3	36,1	40,6
4.Время к оплате, часов	5,6	6,1	3,4	13,0	5,9	6,1	3,6	2,6	3,6	4,3	5,6	2,9	3,3	3,5	2,5	5,9	10,4	11,6
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
6.Итого к оплате, тыс.рублей	2 026	2 227	1 223	4 758	2 148	2 228	1 315	948	1 306	1 570	2 044	1 059	1 205	1 267	920	2 146	3 781	4 252

Продолжение приложения К

№ п/п	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
№ скважины	9 103	9 128	9 109	9 110	9 299	9 125	9 126	9 328	9 130	9 312	9 137
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	3,8	2,9	7,0	2,3	8,1	4,6	3,8	3,5	3,4	12,8	17,5
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	483,0	385,0	520,0	410,0	472,0	391,0	497,0	394,0	421,0	447,0	391,0
3. Фактическое время часов	8,7	6	15,2	5,3	17,4	9,3	8	6,2	6	25,3	33,8
4.Время к оплате, часов	2,5	1,6	4,1	1,5	4,7	2,5	2,2	1,4	1,4	6,8	8,8
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
6.Итого к оплате, тыс.рублей	930	588	1 497	548	1 697	926	797	512	512	2 464	3 213

Приложение Л

(обязательное)

Прогноз дополнительной добычи нефти в 2016 году после проведения ГРП в 2013 году

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
№ скважины	9 046	9 048	9 141	9 050	9 157	9 054	9 168	9 070	9 193	9 078	9 081	9 285	9 084	9 085	9 291	9 095	9 097	9 296
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	5,3	12,5	4,5	20,3	14,2	8,6	4,9	1,8	0,4	14,3	12,5	3,8	6,9	5,8	4,9	9,8	17,6	18,2
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	461,0	486,0	459,0	415,0	414,0	340,0	578,0	391,0	462,0	432,0	428,0	387,0	370,0	396,0	443,0	401,0	487,0	438,0
3. Фактическое время часов	16,4	24,7	11,2	44	24,9	19,7	11,7	6,7	7,1	22,9	23,7	9,6	13,5	12	9,4	20,3	36,1	40,6
4.Время к оплате, часов	2,2	2,4	1,7	5,9	2,7	2,4	1,5	1,1	1,4	1,8	2,4	1,4	1,6	1,5	1,1	2,6	4,6	5,6
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
6.Итого к оплате, тыс.рублей	810	891	611	2 163	976	891	546	393	517	659	858	508	578	543	394	958	1 688	2 044



Продолжение приложения Л

№ п/п	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
№ скважины	9 103	9 128	9 109	9 110	9 299	9 125	9 126	9 328	9 130	9 312	9 137
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	3,8	2,9	7,0	2,3	8,1	4,6	3,8	3,5	3,4	12,8	17,5
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	483,0	385,0	520,0	410,0	472,0	391,0	497,0	394,0	421,0	447,0	391,0
3. Фактическое время часов	8,7	6	15,2	5,3	17,4	9,3	8	6,2	6	25,3	33,8
4.Время к оплате, часов	1,1	0,7	1,9	0,7	2,0	1,0	0,9	0,6	0,5	2,6	3,4
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
6.Итого к оплате, тыс.рублей	411	260	688	252	713	360	322	207	199	958	1 249

## Приложение М

(обязательное)

### Дополнительная добыча нефти в 2014 году после проведения ГРП в 2014 году

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
№ скважины	9 049	9 083	9 055	9 051	9 076	9 363	9 328	9 370	9 101	9 382	9 384	9 238	8 516	8 524	9 108	8 412	8 612	9 158
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	13,0	4,5	12,3	15,6	12,0	5,2	2,1	0,4	13,0	14,6	13,6	4,2	7,1	6,2	5,9	7,6	18,0	14,6
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	20,1	21,9	22,2	22,6	19,0	21,0	19,4	21,2	20,1	20,3	21,5	22,7	20,0	20,5	20,4	20,7	19,3	22,7
3. Фактическое время часов	20,9	9,4	25,3	30,7	26,8	12	6,1	4,9	20,9	27	30,4	8,7	16,4	12,6	11,4	16	30,6	27,1
4.Время к оплате, часов	7,9	4,9	13,0	15,1	14,8	6,8	4,0	4,6	7,9	12,4	16,8	4,5	9,3	6,4	5,5	8,4	12,6	12,5
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	341	333	330	324	310	277	273	270	341	259	252	243	238	233	226	224	216	197
6.Итого к оплате, тыс.рублей	2 694	1 633	4 295	4 893	4 586	1 880	1 092	1 229	2 694	3 216	4 241	1 093	2 216	1 490	1 243	1 884	2 725	2 464

Продолжение приложения М

№ п/п	19	20	21	22	23	24	25	26
№ скважины	8 511	8 542	9 133	8 612	8 623	9 128	8 657	9 114
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	4,6	3,8	7,1	3,1	9,0	5,2	6,3	4,1
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	22,3	23,5	29,2	21,3	21,9	20,8	24,4	18,5
3. Фактическое время часов	8,4	9,2	13,8	7	15,6	11,1	14,2	8
4.Время к оплате, часов	3,8	5,4	6,7	3,9	6,6	5,9	7,9	3,9
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	189	179	174	174	135	130	118	119
6.Итого к оплате, тыс.рублей	720	968	1 169	680	893	767	931	464

## Приложение Н

(обязательное)

### Дополнительная добыча нефти в 2015 году после проведения ГРП в 2014 году

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
№ скважины	9 049	9 083	9 055	9 051	9 076	9 363	9 328	9 370	9 101	9 382	9 384	9 238	8 516	8 524	9 108	8 412	8 612	9 158
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	5,5	13,0	4,5	12,3	15,6	12,0	5,2	2,1	0,4	14,6	13,6	4,2	7,1	6,2	5,9	7,6	18,0	14,6
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	419,0	482,0	526,0	533,0	543,0	456,0	504,0	466,0	508,0	488,0	515,0	545,0	480,0	491,0	489,0	497,0	463,0	545,0
3. Фактическое время часов	11,7	20,9	9,4	25,3	30,7	26,8	12	6,1	4,9	27	30,4	8,7	16,4	12,6	11,4	16	30,6	27,1
4.Время к оплате, часов	4,4	5,6	3,5	9,2	10,7	10,5	4,8	2,8	3,2	8,8	11,9	3,2	6,6	4,5	3,9	6,0	8,9	8,9
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
6.Итого к оплате, тыс.рублей	1 607	2 047	1 270	3 369	3 913	3 835	1 762	1 037	1 179	3 213	4 354	1 166	2 410	1 659	1 425	2 177	3 265	3 239

Продолжение приложения Н

№ п/п	19	20	21	22	23	24	25	26
№ скважины	8 511	8 542	9 133	8 612	8 623	9 128	8 657	9 114
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	4,6	3,8	7,1	3,1	9,0	5,2	6,3	4,1
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	535,0	564,0	701,0	512,0	525,0	499,0	585,0	445,0
3. Фактическое время часов	8,4	9,2	13,8	7	15,6	11,1	14,2	8
4.Время к оплате, часов	2,7	3,8	4,8	2,8	4,7	4,2	5,6	2,8
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	365	365	365	365	365	365	365	365
6.Итого к оплате, тыс.рублей	985	1 399	1 736	1 011	1 710	1 529	2 047	1 011

Приложение П

(обязательное)

Прогноз дополнительной добычи нефти в 2016 году после проведения ГРП в 2014 году

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
№ скважины	9 049	9 083	9 055	9 051	9 076	9 363	9 328	9 370	9 101	9 382	9 384	9 238	8 516	8 524	9 108	8 412	8 612	9 158
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	5,5	13,0	4,5	12,3	15,6	12,0	5,2	2,1	0,4	14,6	13,6	4,2	7,1	6,2	5,9	7,6	18,0	14,6
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	419,0	482,0	526,0	533,0	543,0	456,0	504,0	466,0	508,0	488,0	515,0	545,0	480,0	491,0	489,0	497,0	463,0	545,0
3. Фактическое время часов	11,7	20,9	9,4	25,3	30,7	26,8	12	6,1	4,9	27	30,4	8,7	16,4	12,6	11,4	16	30,6	27,1
4.Время к оплате, часов	3,2	4,0	2,5	6,6	7,7	7,5	3,5	2,0	2,3	6,3	8,6	2,3	4,7	3,3	2,8	4,3	6,4	6,4
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
6.Итого к оплате, тыс.рублей	1 154	1 471	912	2 420	2 811	2 755	1 266	745	847	2 308	3 127	838	1 731	1 191	1 024	1 564	2 345	2 327

Продолжение приложения П

№ п/п	19	20	21	22	23	24	25	26
№ скважины	8 511	8 542	9 133	8 612	8 623	9 128	8 657	9 114
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	4,6	3,8	7,1	3,1	9,0	5,2	6,3	4,1
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	535,0	564,0	701,0	512,0	525,0	499,0	585,0	445,0
3. Фактическое время часов	8,4	9,2	13,8	7	15,6	11,1	14,2	8
4.Время к оплате, часов	1,9	2,8	3,4	2,0	3,4	3,0	4,0	2,0
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	365	365	365	365	365	365	365	365
6.Итого к оплате, тыс.рублей	707	1 005	1 247	726	1 229	1 098	1 471	726

Приложение Р

(обязательное)

Прогноз дополнительной добычи нефти в 2017 году после проведения ГРП в 2014 году

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
№ скважины	9 049	9 083	9 055	9 051	9 076	9 363	9 328	9 370	9 101	9 382	9 384	9 238	8 516	8 524	9 108	8 412	8 612	9 158
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	5,5	13,0	4,5	12,3	15,6	12,0	5,2	2,1	0,4	14,6	13,6	4,2	7,1	6,2	5,9	7,6	18,0	14,6
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	419,0	482,0	526,0	533,0	543,0	456,0	504,0	466,0	508,0	488,0	515,0	545,0	480,0	491,0	489,0	497,0	463,0	545,0
3. Фактическое время часов	11,7	20,9	9,4	25,3	30,7	26,8	12	6,1	4,9	27	30,4	8,7	16,4	12,6	11,4	16	30,6	27,1
4.Время к оплате, часов	1,3	1,7	1,0	2,7	3,2	3,1	1,4	0,8	1,0	2,6	3,5	0,9	2,0	1,3	1,2	1,8	2,6	2,6
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
6.Итого к оплате, тыс.рублей	475	606	376	996	1 157	1 134	521	307	349	950	1 288	345	713	491	422	644	966	958



Продолжение приложения Р

№ п/п	19	20	21	22	23	24	25	26
№ скважины	8 511	8 542	9 133	8 612	8 623	9 128	8 657	9 114
1. Дата начала проведения КРС ПР ГРП	4,6	3,8	7,1	3,1	9,0	5,2	6,3	4,1
2. Дата окончания проведения КРС ПР ГРП	535,0	564,0	701,0	512,0	525,0	499,0	585,0	445,0
3. Фактическое время часов	8,4	9,2	13,8	7	15,6	11,1	14,2	8
4.Время к оплате, часов	0,8	1,1	1,4	0,8	1,4	1,2	1,7	0,8
5.Стоимость 1 бригадо/часа КРС, рублей	365	365	365	365	365	365	365	365
6.Итого к оплате, тыс.рублей	291	414	514	299	506	452	606	299