

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

Школа инженерного предпринимательства
Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Экономические аспекты разработки трудноизвлекаемых запасов нефти (на примере ЗАО «Сибирская сервисная компания»)

УДК 330.44:622.276.6(571)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2-ЭМ52	Тухватшин Ильдар Айратович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.э.н., Доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

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

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Громова Татьяна Викторовна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Директор ШИП	Хачин Степан Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

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

Школа инженерного предпринимательства
Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

УТВЕРЖДАЮ:
Директор ШИП
_____ Хачин С.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
О-2-ЭМ52	Тухватшину Ильдару Айратовичу

Тема работы:

**Экономические аспекты разработки трудноизвлекаемых запасов нефти (на примере
ЗАО «Сибирская сервисная компания»)**

Утверждена приказом директора (дата, номер)	04.04.2016 № 2439/с
---	---------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.01.2018 г
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Внутренняя финансовая отчетность, данные по статистике добычи и приросту нефти, маркетинговая стратегия, данные строительству скважин ЗАО «Сибирская сервисная компания». Российская и зарубежная научно-публицистическая и учебная литература, материалы СМИ, статистические данные различных министерств и ведомств, нормативно-правовые акты различной юридической силы.
---------------------------------	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Технологические особенности разработки месторождений нефти с трудноизвлекаемыми запасами. Экономическая модель разработки и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов нефти. Проблемы экономического обоснования проекта разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и пути их решения в ЗАО «Сибирская Сервисная компания».</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Рисунки отражающие статистику по добыче и приросту нефти Северо-Западном федеральном округе, изменение объемов добычи нефти предприятиями РФ, прирост запасов нефти в России, крупнейшие месторождения нефти по объемам извлекаемых запасов, классификацию и объемы трудноизвлекаемой нефти в мире, финансовые показатели деятельности, аналитические данные, основные показатели бурения в ЗАО «Сибирская Сервисная Компания». Таблицы, отражающие экономическое обоснование проекта. Презентация в Microsoft Office PowerPoint 2010 для защиты магистерской диссертации.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Феденкова А.С.</p>

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.э.н., Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2-ЭМ52	Тухватшин Ильдар Айратович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
О-2-ЭМ52	Тухватшину Ильдару Айратовичу

Школа	Инженерного предпринимательства	Кафедра	-
Уровень образования	Магистр	Направление	38.04.02 Менеджмент

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»	
<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрация, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочее место является комфортным и полностью соответствует безопасному месту для выполнения работы. Освещение общее и местно с оптимальной мощностью. Также в помещении, где рабочее место находится кондиционер воздуха, для обеспечения комфортного микроклимата. Полностью отсутствуют источники шума и вибрации. Все находящиеся электроприборы отвечают требованиям пожарной безопасности.</p>
<p>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>1. OHSAS 18001:2007 2. Коллективный договор ЗАО «ССК» на 2016-18 г.; 3. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	
<p>1. Анализ факторов внутренней социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - принципы корпоративной культуры исследуемой организации; - системы организации труда и его безопасности; - системы социальных гарантий организации; 	<p>Реализация программ по подготовке квалифицированных кадров; Улучшение условий жизни работников; Социальные пакеты компании; Оплата страхования сотрудников и реализация курортно-оздоровительных процедур.</p>

- оказание помощи работникам в критических ситуациях.	
2. Анализ факторов внешней социальной ответственности: - содействие охране окружающей среды; - взаимодействие с местным сообществом и местной властью; - спонсорство и корпоративная благотворительность;	Участие в благотворительных мероприятиях; Охрана окружающей среды; Финансовые затраты на местные сообщества.
3. Правовые и организационные вопросы обеспечения социальной ответственности: - анализ правовых норм трудового законодательства; - анализ специальных (характерные для исследуемой области деятельности) правовых и нормативных законодательных актов; - анализ внутренних нормативных документов и регламентов организации в области исследуемой деятельности.	Анализ коллективного договора и внутренних нормативных регламентов ЗАО «ССК»
Перечень графического материала	1. Таблица 4.1 – Стейкхолдеры ЗАО «ССК» 2. Таблица 4.2 – Структура программ КСО ЗАО «ССК» 3. Таблица 4.3 – Экономические затраты на мероприятия КСО

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2-ЭМ52	Тухватшин Ильдар Айратович		

Запланированные результаты обучения по ООП 38.04.02 Менеджмент

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общепрофессиональные и профессиональные компетенции</i>	
Р₁	Умение применять теоретические знания, связанные с основными процессами управления развитием организации, подразделения, группы (команды) сотрудников, проекта и сетей; с использованием методов управления корпоративными финансами, включающие в себя современные подходы по формированию комплексной стратегии развития предприятия, в том числе в условиях риска и неопределенности
Р₂	Способность воспринимать, обрабатывать, анализировать и критически оценивать результаты, полученные отечественными и зарубежными исследователями управления; выявлять и формулировать актуальные научные проблемы в различных областях менеджмента; формировать тематику и программу научного исследования, обосновывать актуальность, теоретическую и практическую значимость избранной темы научного исследования; проводить самостоятельные исследования в соответствии с разработанной программой; представлять результаты проведенного исследования в виде научного отчета, статьи или доклада
Р₃	Способность анализировать поведение экономических агентов и рынков в глобальной среде; использовать методы стратегического анализа для управления предприятием, корпоративными финансами, организацией, группой; формировать и реализовывать основные управленческие технологии для решения стратегических задач
Р₄	Способность разрабатывать учебные программы и методическое обеспечение управленческих дисциплин, умение применять современные методы и методики в процессе преподавания управленческих дисциплин
<i>Общекультурные компетенции</i>	
Р₅	Способность понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, развивать свой общекультурный, творческий и профессиональный потенциал
Р₆	Способность эффективно работать и действовать в нестандартных ситуациях индивидуально и руководить командой, в том числе международной, по междисциплинарной тематике, обладая навыками языковых, публичных деловых и научных коммуникаций, а также нести социальную и этическую ответственность за принятые решения, толерантно воспринимая социальные, этические, конфессиональные и культурные различия

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 114 страницы, 13 рисунков, 16 таблиц, 42 использованных источника, 1 приложение.

Ключевые слова: нефтесервисные компании, разработка месторождений, трудноизвлекаемые запасы, экономическая модель разработки, минимизация затрат.

Объектом исследования является анализ экономических аспектов разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. В качестве предмета исследования выступила ЗАО «Сибирская Сервисная компания».

Цель работы - анализ экономических аспектов разработки трудноизвлекаемых запасов нефти на примере ЗАО «Сибирская Сервисная компания».

В процессе исследования были рассмотрены современные тенденции развития нефтегазового комплекса, понятие, сущность и классификации трудноизвлекаемых запасов углеводородов, технологические особенности разработки месторождений нефти с трудноизвлекаемыми запасами а также финансово-налоговое стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Проанализирована общая характеристика ЗАО «Сибирская Сервисная компания» и проведен анализ деятельности компании на нефтяном рынке, анализ показателей бурения в ЗАО «Сибирская Сервисная компания», выявлена взаимосвязь различных видов эффективности инвестиций в освоение трудноизвлекаемых запасов нефти в ЗАО «Сибирская Сервисная компания», а также приведено экономическое обоснование стоимости строительства скважины на трудноизвлекаемую нефть.

В результате исследования выявлены экономические проблемы проектирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в ЗАО «Сибирская Сервисная компания» и проведен анализ экономического обоснования проекта разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в ЗАО «Сибирская Сервисная компания».

Тематика данной работы имеет высокую практическую ценность, так как опыт, накопленный в процессе работы, будет использоваться в дальнейшей трудовой деятельности.

Обозначения и сокращения

В данной работе использованы следующие сокращения:

ТЭК – топливно-энергетический комплекс;

НГС – нефтегазовый сектор;

ВИНК – вертикально интегрированные нефтяные компании;

МРП – межремонтный период;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

УШВН – установка штангового винтового насоса;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ОС – объекты основных средств;

ПРС – подземный ремонт скважин;

ОПР – опытно-промышленная разработка;

КПГ – компримированный природный газ;

КСО – корпоративная социальная ответственность;

ТРИЗ – трудно-извлекаемые запасы;

ЭБ – эксплуатационное бурение;

ННБ – наклонно-направленное бурение;

БРД – Блок разведки и добычи;

ТЗ – Техническое задание;

БУ – Буровая установка;

ДО – Дочернее общество;

НКО – Неконкурентный отбор;

ЗКО – Закрытый конкурентный отбор;

АВИЭС – Автономная электроснабжающая станция;

КП – Коммерческое предложение;

КК – Конкурсная комиссия;

ЛОТ – Объем запланированных работ по услуге;

КПЭ – Коэффициент показателя эффективности;

МСК – Маркетинговая стратегия контрактования;

ПП – Производственная программа;

Оглавление

Введение.....	12
1. Трудноизвлекаемые запасы углеводородов в ресурсной базе и нефтедобыче РОССИИ.....	14
1.1 Современные тенденции развития нефтегазового комплекса	14
1.2 Понятие, сущность и классификации трудноизвлекаемых запасов углеводородов.....	25
1.3 Технологические особенности разработки месторождений нефти с трудноизвлекаемыми запасами.....	29
1.4 Финансово-налоговое стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти.....	33
2. Экономическая модель разработки и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов нефти на примере ЗАО «Сибирская Сервисная компания»	45
2.1 Общая характеристика ЗАО «Сибирская Сервисная компания» и анализ деятельности компании на нефтяном рынке.....	45
2.2 Общий анализ показателей бурения в ЗАО «Сибирская Сервисная компания»	53
2.3 Взаимосвязь различных видов эффективности инвестиций в освоение трудноизвлекаемых запасов нефти в ЗАО «Сибирская Сервисная компания»	61
2.4 Экономическое обоснование стоимости строительства скважины на трудноизвлекаемую нефть	65
3. Проблемы экономического обоснования проекта разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и пути их решения в ЗАО «Сибирская Сервисная компания»	82
3.1. Экономические проблемы проектирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в ЗАО «Сибирская Сервисная компания»	82

3.2. Анализ экономического обоснования проекта разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в ЗАО «Сибирская Сервисная компания»	86
4. Корпоративная и социальная ответственность компании ЗАО «Сибирская Сервисная Компания».....	92
4.1 Факторы внутренней социальной ответственности ЗАО «Сибирская Сервисная Компания».....	92
4.2 Факторы внешней социальной ответственности ЗАО «Сибирская Сервисная Компания».....	97
4.3 Анализ эффективности программы КСО в ЗАО «ССК».....	98
4.4 Затраты на проведение программ КСО	101
4.5 Оценка эффективности программ и выработка рекомендаций.....	103
Заключение	105
Список использованных источников	108
Приложение А	114

Введение

Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти в России приобретают особую актуальность в современных условиях, что объясняется в первую очередь изменением качественных и количественных характеристик запасов углеводородов. Так, государственным балансом запасов полезных ископаемых в РФ учтено 2923 месторождений нефти, в т.ч. 12 уникальных с запасами более 300 млн т, 83 крупных – 60-300 млн т. На долю этих категорий приходится 57 % извлекаемых запасов и 58 % отечественной добычи. Запасы газа учтены в 923 месторождениях, в т.ч. 29 уникальных – более 500 млрд м³, 81 крупных – от 75 до 500 млрд м³; 71 % запасов – в уникальных, 22 % – в крупных. 450 месторождений содержат конденсат. При этом растет доля трудноизвлекаемых запасов в геологическом и географическом аспектах с параллельным увеличением доли малых и средних месторождений. В частности, большинство открываемых в России месторождений относятся к категории мелких, средний размер которых около 4 млн т. Кроме того, в Западной Сибири – основном регионе нефтедобычи – в течение ряда лет добыча падает.

Во-вторых, увеличивается добыча углеводородного сырья (УВ) из нетрадиционных источников. Развитие мировой энергетики в последнее десятилетие отражает активизацию бизнеса в разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, в частности, нефти. Существующее разнообразие подходов к понятию и классификации трудноизвлекаемых запасов нефти обусловило потребность в применении различных финансово-налоговых и организационно-экономических инструментов стимулирования их разработки. Наиболее действенными в современных условиях являются налоговые преференции.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ экономических аспектов разработки трудноизвлекаемых запасов нефти на примере ЗАО «Сибирская Сервисная компания».

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- раскрыть понятие, сущность, классификации и основные этапы процесса освоения трудноизвлекаемых запасов нефти;

- раскрыть проблемы разработки и использования, а также налоговые и экономические проблемы освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти;

- охарактеризовать деятельность ЗАО «Сибирская Сервисная компания» во взаимосвязи различных видов эффективности инвестиций в освоение трудноизвлекаемых запасов нефти в ЗАО «Сибирская Сервисная компания»;

- проанализировать удельные совокупные затраты на освоение и выявить экономические проблемы проектирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в ЗАО «Сибирская Сервисная компания»;

- проанализировать экономическое обоснование проекта разработки и произвести оценку эффективности программ КСО трудноизвлекаемых запасов нефти в ЗАО «Сибирская Сервисная компания».

Объектом научного исследования является анализ экономических аспектов разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. В качестве предмета исследования выступила ЗАО «Сибирская Сервисная компания».

Информационной базой послужили российская и зарубежная научно - публицистическая литература, учебная литература, нормативно-правовые акты различной юридической силы, официальные статистические данные различных министерств и ведомств, внутренняя бухгалтерская отчетность и годовые отчеты ЗАО «ССК».

1. Трудноизвлекаемые запасы углеводородов в ресурсной базе и нефтедобыче РОССИИ

1.1 Современные тенденции развития нефтегазового комплекса

В Энергетической стратегии России на период до 2030 года указаны следующие параметры развития нефтяной отрасли: добыча нефти в 2030 году в объеме 530 млн т и достижение коэффициента извлечения нефти (КИН) 0,35–0,37. В настоящее время средний КИН составляет: 0,38–0,45 для активных запасов; 0,10–0,35 для низкопроницаемых коллекторов (НПК), которых в России более 25 %; 0,05–0,25 для высоковязких нефтей.

Добыча нефти в России по итогам 2016 г. выросла до максимальных показателей с 1990 г. и составила 547,5 млн т нефти. При этом абсолютный максимум добычи на территории РСФСР был достигнут в 1988 г. и составил около 570 млн т. В настоящее время доля России в мировой добыче нефти составляет 12,5 %.

Западная Сибирь с ее Ханты-Мансийским и Ямало-Ненецким округами остается центральными районами добычи в России. Она стоит в одном ряду с такими крупнейшими нефтегазовыми бассейнами, как Персидский и Мексиканский заливы, Сахара и Аляска. Большинство из месторождений начали разрабатываться еще в советское время.

С 2010 года по 2016 год добыча нефти в Западной Сибири (без учета льготизируемого по НДПИ ЯНАО), снизилась с примерно 307,5 млн тонн до примерно 285,5 млн тонн в год (только по ХМАО добыча сократилась на 27 млн тонн, то есть на 10%).

Добыча нефти в Северо-Западном федеральном округе составляет 33,7 млн т (около 6 % общероссийского показателя) (рис. 1.1, 1.2).

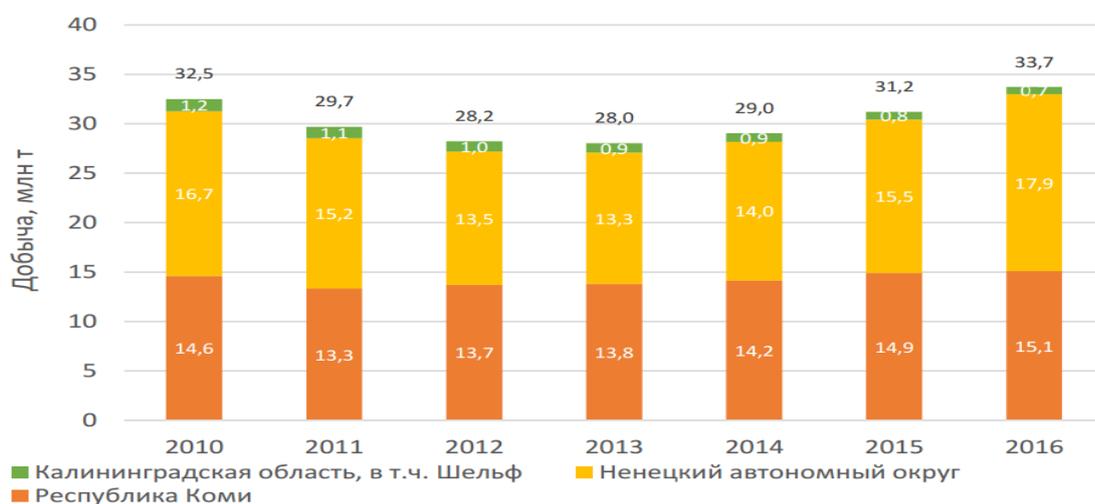


Рисунок 1.1 – Добыча нефти в Северо-Западном федеральном округе

Источники: Данные по России – Росстат

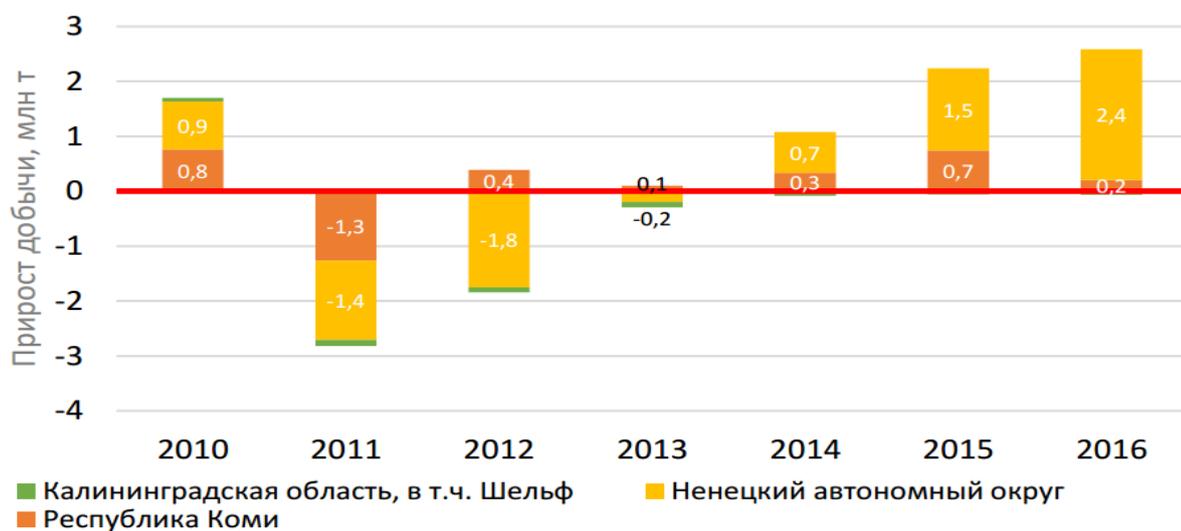


Рисунок 1.2 – Прирост добычи нефти в Северо-Западном федеральном округе

Источники: Данные по России – Росстат

Основой сырьевой базы в регионе является Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция. В рамках провинции располагаются административные границы двух субъектов: Республики Коми и Ненецкого автономного округа.

Помимо Тимано-Печорской провинции, добыча нефти также осуществляется в Калининградской области, включая шельф.

Развитие нефтедобычи в Республике Коми идет с 1920-х гг. Пик добычи нефти приходится на середину 1980-х гг., когда добывалось более 19 млн т нефти в год, однако в течение 10 лет добыча сократилась до 7 млн т.

С середины 1990-х гг. по настоящее время происходит восстановление добычи нефти, что связано с интенсификацией добычи тяжелых и высоковязких нефтей.

Широкомасштабная добыча нефти в Ненецком АО ведется с середины 1990-х гг. Пик добычи нефти в регионе пришелся на 2009-2010 гг. (более 18,8 млн т), после чего она несколько снизилась. Это связано с пересмотром прогноза развития ряда крупных базовых месторождений региона.

По итогам 2016 г. добыча нефти в Республике Коми составила 15,1 млн т. Добыча нефти в Ненецком автономном округе составляет 17,9 млн т. Суммарная добыча нефти в Тимано-Печорской провинции составила 33 млн т, что на 1,6 млн т выше уровня предыдущего года. В Калининградской области, включая месторождения на шельфе, добыто 0,7 млн т нефти.

Условия работы нефтяных компаний ухудшаются по причинам, обусловленным геологическими характеристиками месторождений и производственными параметрами, такими как рост обводненности и истощенности месторождений. Как следствие снижается дебит на действующих месторождениях (с 69 баррелей в сутки в 2012 году до примерно 64,8 баррелей в сутки в 2016 году). Для поддержания добычи приходится бурить на много больше и глубже: средняя глубина выросла на 162 м с 2012 по 2016 г. (с 2810 до 2972 м), а общая проходка за 5 лет выросла на 22% (с 21187 до 25786 тыс. м). При этом также растет количество ГТМ, необходимых для обеспечения экономически обоснованных дебитов – количество ГРП выросло в 1,4 раз за 5 лет.¹

¹ ДОКЛАД МИНИСТРА АЛЕКСАНДРА НОВАКА ПО ВОПРОСУ ВВЕДЕНИЯ НДД НА СОВЕЩАНИИ «О РАЗВИТИИ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ» ПОД РУКОВОДСТВОМ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ Д.А. МЕДВЕДЕВА. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/9897>. Дата обращения: 22.12.2017.

Анализ добычи по компаниям позволяет выделить следующую тройку лидеров: НК «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» (таблица 1.1, 1.2)

Таблица 1.1 – Изменение объемов добычи нефти предприятиями РФ в 2011-2016 годах, млн. тонн

Предприятие	011	012	013	014	015	016
НК «Роснефть»	18,7	22,0	89,2	04,9	02,8	10,05
ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ»	0,9	9,86	0,8	7,2	00,7	2,0
ОАО «Сургутнефтегаз»	0,8	1,4	1,5	1,4	1,6	1,8
«Газпром нефть»	1,5	2,9	3,4	4,8	6,0	7,8
«Татнефть»	6,2	6,3	6,4	6,5	7,2	8,7
АО «НГК Славнефть»	8,1	7,9	6,8	6,2	5,5	5,0
«Башнефть»	3,1	5,4	6,1	7,8	9,9	0,8
ПАО НК «РуссНефть»	3,6	3,9	2,5/ 8,81	,55	,9	,0
Справочно: по РФ	11,4	18,0	23,3	26,7	34,0	47,6

Русснефть в 2013 году без учёта выбывших активов предприятий Уральского блока.

Источники: для оценки использовались данные: информagenства RNS, а также официальные сайты компаний: «Роснефть», «Лукойл» и остальные.

Таблица 1.2 – Добыча нефти 2011-2016 гг. тремя крупнейшими добывающими компаниями

Показатель	011	012	013	014	015	016
Всего, млн. т	70,4	73,3	41,5	63,5	65,1	63,9
В процентах к						

итогу	2,8	2,7	5,4	9,1	8,4	6,5
-------	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Источники: Данные по России – Росстат

С учетом вклада групп компаний «Газпром нефть» и «Татнефть» их доля увеличивается и по оперативным данным 2016 года достигает 82,2%.

Таблица 1.3 – Добыча нефти 2011-2016 гг. пятеркой крупнейших добывающих компаний

Показатель	011	012	013	014	015	016
Всего, млн. т	28,1	32,4	01,3	24,8	28,3	50,4
В процентах к итогу	4,1	4,1	6,9	0,8	0,2	2,2

Источники: Данные по России – Росстат

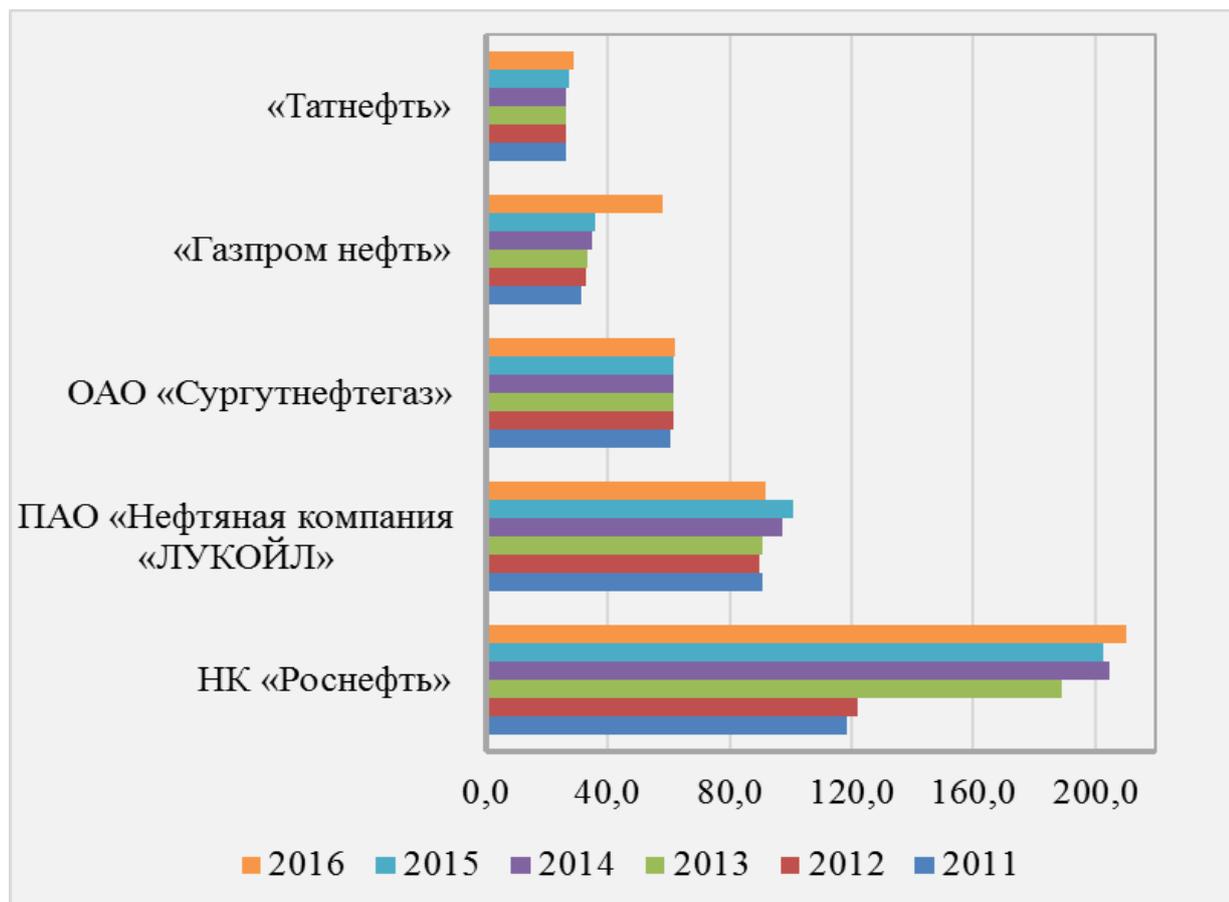


Рисунок 1.3 – Изменение объемов нефтедобычи 2011-2016 гг.

крупнейшими добывающими компаниями, млн. тонн

Источники: Официальные сайты компаний, за 2016 год - Информагентство RNS

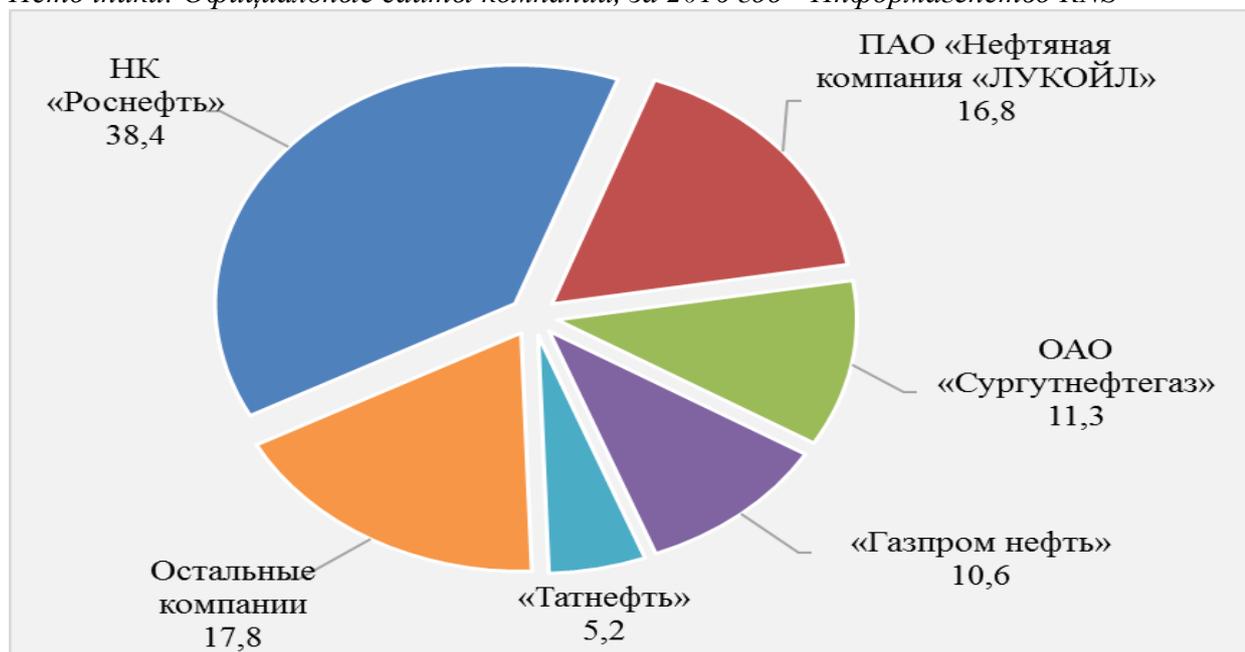


Рисунок 1.4 – Вклад крупнейших компаний в нефтедобычу в 2016 году, в %

Источники: Данные по России – Росстат, по компаниям - Информагентство RNS

При этом КИН в России составляет в среднем около 27-28%, при среднесрочном потенциале в 32%-35% и выше. Но потенциал может быть достигнут только в случае применения более совершенных технологий, в том числе применение третичных методов нефтеотдачи пластов, для этого необходим экономический стимул.

Однако представленная динамика, по мнению специалистов, может быть сохранена в случае активного вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, так как доля добычи на новых месторождениях Восточной Сибири незначительна (21%) , а добыча на месторождениях Западной Сибири будет падать на 3–4% в год, а также за счет увеличения прироста запасов.

Прирост запасов нефти в 2016 г. составил 575 млн. т, что на 21,2 % ниже уровня 2015 г. (730 млн т) и превысил текущий уровень добычи нефти по стране на 41 млн т, или на 7,7 % (рис. 1.5, 1.6).



Рисунок 1.5 – Прирост запасов нефти в России

Источники: Данные по России – Росстат

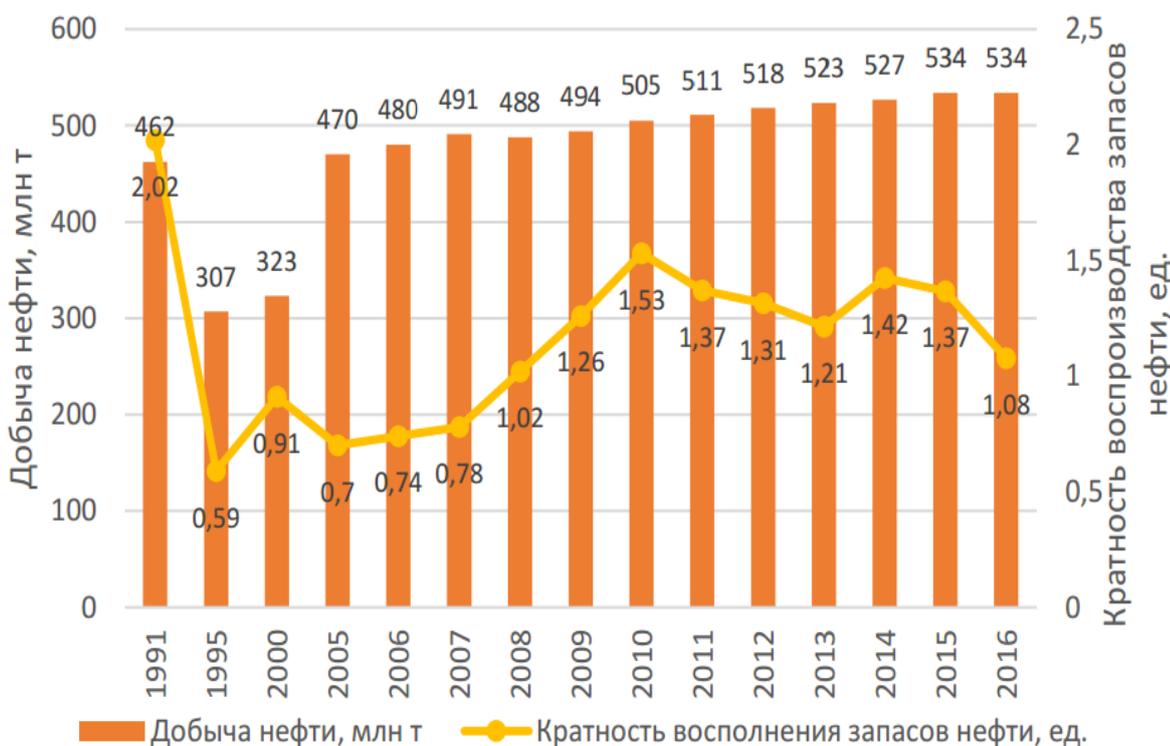


Рисунок 1.6 – Кратность воспроизводства запасов нефти

Источники: Данные по России – Росстат

На протяжении последних 25 лет объём прироста запасов нефти имел неустойчивую динамику. В период с 1991 г. по 2004 г. наблюдалось в основном сокращение объёма прироста запасов нефти, а с 2005 г. Начался устойчивый рост. В то же время уровень прироста запасов нефти, который бы обеспечивал расширенное воспроизводство сырьевой базы, т.е. превышал текущую добычу, был достигнут только в 2008 г. До этого на протяжении 14 лет происходило так называемое «проедание» запасов, т. е. объём разведанных и подготовленных к промышленной эксплуатации запасов нефти не компенсировал уровень текущего их изъятия из недр.

В последние годы меняется характер воспроизводства сырьевой базы нефти. В зрелых нефтегазоносных провинциях вновь открываемые месторождения и структуры представлены мелкими и мельчайшими по запасам нефти объектами, которые и дают в последние десятилетия основной прирост запасов в России.

Продолжает ухудшаться структура разведанных запасов нефти и газа. Происходит опережающая разработка наиболее рентабельных частей месторождений и залежей. Вновь подготавливаемые запасы сосредоточены в основном в средних и мелких месторождениях и являются в значительной части трудноизвлекаемыми. В целом объём трудноизвлекаемых запасов составляет более половины разведанных запасов страны.

Современное состояние минерально-сырьевой базы углеводородного сырья характеризуется относительно невысокими темпами воспроизводства жидких углеводородов.

Перспективные извлекаемые запасы этого полезного ископаемого Российской Федерации на 1.01.2015 г. составляли 18340,1 млн. тонн.



Рисунок 1.7 – Распределение перспективных ресурсов нефти по основным нефтегазоносным бассейнам и областям Российской Федерации, млрд. тонн

Источник: Госдоклад МПР РФ «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2015 году»

Таблица 1.4 – Крупнейшие месторождения нефти по объемам извлекаемых запасов

Месторождение	Объем, млн. тонн	Год начала эксплуатации	Место расположения
Самотловское	2700	1969	Ханты-Мансийский АО
Ромашкинское	3000	1952	Татарстан, г. Альметьевск
Приобское	2400	1988	Ханты-Мансийский АО
Арланское	500	1958	Удмуртия
Ванкорское	490	2008	Красноярский край
Русское	410	2008	Ямало-Ненецкий АО

ое	Лянторск	380	1978	Ханты-Мансийский АО
нское	Туймази	300	1939	Башкортостан
ское	Фёдоров	189,9	1971	Ханты-Мансийский АО
вское	Мамонто	93,4	1970	Ханты-Мансийский АО

Источники: *vestifinance.ru*

Практически половина всех извлекаемых запасов российской нефти падает на первую пятерку крупнейших месторождений: Самотлорское, Ромашкинское, Приобское, Арланское, Ванкорское.

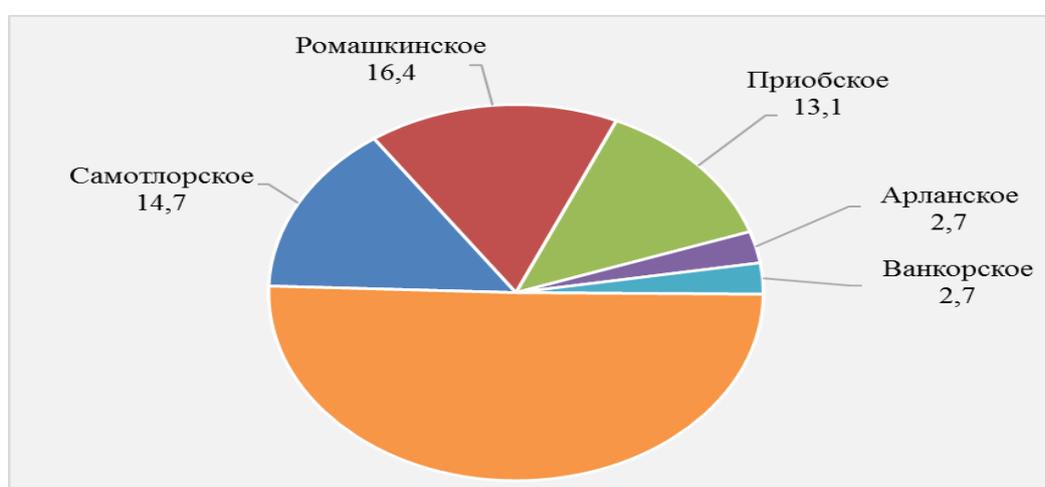


Рисунок 1.8 – Доля крупнейших нефтяных месторождений в общем объеме добываемых запасов нефти России, в %

Источники: *vestifinance.ru*, Государственный доклад МПР РФ «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2014 году»

Основной прирост запасов нефти традиционно формируется в трёх ключевых регионах – Уральском, Приволжском и Сибирском федеральных округах (рис. 1.9, 1.10).



Рисунок 1.9 – Структура прироста запасов нефти по федеральным округам

Источники: Данные по России – Росстат



Рисунок 1.10 – Структура глубокого поискового и разведочного бурения на нефть и газ по федеральным округам

Источники: Данные по России – Росстат

В Дальневосточном федеральном округе прирост запасов нефти происходит в основном в Республике Саха (Якутия). По итогам 2016 г. прирост запасов в УФО составил около 231 млн т (+29 млн т относительно предыдущего года), Приволжском – 159 млн т (-33 млн т), Сибирском – 68

млн т (-14 млн т). В результате самое значительное сокращение прироста запасов произошло по ПФО.

1.2 Понятие, сущность и классификации трудноизвлекаемых запасов углеводородов

Дефиниции трудноизвлекаемых запасов углеводородов (ТриЗ) в нормативной правовой базе нет. Однако необходимо отметить, существующая нефтегазовая терминология, четко отделяет запасы от ресурсов и геологические запасы от извлекаемых. «...К извлекаемым запасам относится часть геологических запасов, извлечение которых из недр на дату подсчета экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологий добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды...»² То есть, запасы, можно назвать извлекаемыми, в том числе и трудно, только тогда, когда они могут экономически эффективно извлекаться в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологий добычи с учетом соблюдения требований по охране недр (ОН) и окружающей среды(ОС).

Трудноизвлекаемые запасы нефти содержатся в залежах или частях залежей, отличающихся сравнительно неблагоприятными для извлечения УВ геологическими условиями залегания нефти и (или) аномальными физическими её свойствами. В пластах с трудноизвлекаемыми запасами наблюдается чрезвычайно сложный механизм вытеснения нефти, связанный с одновременным влиянием множества факторов, таких, как капиллярные явления, вязкостные силы, фазовые переходы в сочетании со слоистой неоднородностью.

² Источник: Приказ МПР РФ от 01.11.2005 N 298 (ред. от 09.12.2008) «Об утверждении Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 23.12.2005 N 7296)

Трудноизвлекаемыми запасами нефти называются нефтяные залежи, для которых характерны неблагоприятные условия для добычи данного ресурса, а также неблагоприятные физические свойства. Кроме этого, к данному типу нефтяных залежей также относятся и те, которые располагаются в шельфовой зоне, в месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, а также высоковязкая нефть. Хорошим примером добычи высоковязкой нефти является разработка Ямало-Немецкого месторождения, которое имеет особенности, способствующие застыванию нефти не только на морозе, но и при плюсовой температуре.

Под «трудноизвлекаемыми» запасами понимаются месторождения или объекты разработки, которые характеризуются неблагоприятными для добычи нефти геологическими условиями или (и) ее физическими свойствами. ТИН могут считаться запасы в шельфовой зоне, остатки нефти в месторождениях, которые находятся в поздней стадии разработки, а также нефть с высокой вязкостью.

В «Классификации трудноизвлекаемых запасов» (Халимов Э. М., Лисовский Н. Н.) все критерии отнесения запасов к трудноизвлекаемым объединены в пять групп по признакам:

- аномальности свойств нефтей и газов (вязкость);
- неблагоприятности характеристик коллекторов (низкие значения коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, проницаемости, латеральная и вертикальная неоднородность пластов);
- типам контактных зон (нефть-пластовая вода, нефть-газовая шапка);
- технологическим причинам (выработанность);
- горногеологическим факторам, осложняющим (удорожающим) бурение скважин и добычу нефти.³

На данный момент не только в России, но и в мире целом складывается следующая ситуация по запасам ТИН.⁴

³ Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. - 2009. - № 6

Таблица 1.5 – Классификация и объемы трудноизвлекаемой нефти в мире

Типы ТИН		Объем выборки	Кол ичество бассейнов	Количес тво месторождений
Группа Нефти с аномальными физикохимическими свойствами	Тяжелая (плотность более 0,88 г/см ³)	57 32	129	1920
	Вязкая (вязкость более 35 мм ² /с при 20°С)	26 91	68	931
	Сернистая (содержание серы более 3%)	93 2	39	379
	Смолистая (содержание смол более 13%)	22 15	54	752
	Парафинис тая (содержание парафинов более 6%)	24 97	60	849
	С высокой газонасыщенностью (более 500 м ³ /т)	10 7	24	73
	С низкой газонасыщенностью (менее 200 м ³ /т)	37 07	68	1326
	С высоким содержанием сероводорода (более 5%)	12 5	19	65
	С высоким содержанием ванадия (более 0,003%)	62 3	29	269
	С высоким содержанием никеля (более 0,007%)	18 5	24	103
Нефти в сложных условиях	В слабопроницаемых	12 14	41	715

⁴ Пуртова И.П., Вариченко А.И., Шпуров И.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России // Наука и ТЭК. - 2011. - № 6.

залегания	коллекторах (проницаемость менее 0,05мкм ²)			
	В коллекторах с низкой пористостью (менее 8%)	20 5	18	149
	В прерывисто- сплошной криолитозоне	24 67	7	680
	В островной криолитозоне	31 26	3	932
	Высокая пластовая температура (выше 100°С)	35 9	36	198

Источники: Данные по России – Росстат

В настоящее время в условиях ухудшения сырьевой базы традиционных источников углеводородов в России баженовская свита является основным нетрадиционным источником углеводородов в России на долгосрочную перспективу.

Согласно оценке ИНГГ СО РАН в этих отложениях сосредоточено 150-500 млрд т геологических ресурсов нефти, в том числе в «высокоемких» коллекторах – 120-400 млрд т. Принимая коэффициент извлечения нефти 0,15, можно предварительно оценить извлекаемые ресурсы нефти баженовской свиты в районе 10-60 млрд т.

Карта перспектив нефтегазоносности баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции приведена в приложении А.

Нетрадиционность баженовской свиты заключается в следующем:

– вся толщина баженовской свиты является нефтематеринской и содержит нефть и твёрдое органическое вещество;

- отсутствует понятие «залежь» с её атрибутами – водонефтяной контакт, внешним внутренним контуром, переходной зоной, зоной предельного нефтенасыщения и т.п.;
- отсутствует понятие коллектор/неколлектор с точки зрения граничных значений пористости и проницаемости;
- основное влияние на содержание углеводородов и качество запасов оказывает степень катагенеза твердого органического вещества (керогена);
- для прогноза продуктивных и перспективных зон необходима выработка комплекса специфичных геологических критериев и признаков;
- нетрадиционность пород баженовской свиты требует изучения не только петрофизических, но и геохимических характеристик пород.

Баженовская свита сложена карбонатно-глинисто-керогенкремнистыми породами. Толщина кремнистых и карбонатных прослоев не превышает 2-3 м. Они не имеют широкого площадного распространения даже в пределах локальных структур, в связи с этим они не могут рассматриваться как объекты разработки. В этом состоит отличие баженовской свиты от широко известной формации Бакен (крупнейшее месторождение «сланцевой» нефти в США). Нефтематеринские породы, слагающие основную матрицу баженовской свиты, могут быть как непроницаемы, так и являться коллектором. Именно с этим коллектором связывают основные перспективы добычи нефти из баженовской свиты и её стратиграфического эквивалента нижнетутлеймской подсвиты.

1.3 Технологические особенности разработки месторождений нефти с трудноизвлекаемыми запасами

Учитывая качественные характеристики трудноизвлекаемой нефти, стоит отметить, что обычные методы разработки таких месторождений будут неэффективными. Разработка ТРИЗ требует применения

высокотехнологичных и дорогостоящих методов добычи, интенсификации добычи и методов увеличения нефтеотдачи, к которым относятся:

- бурение горизонтальных скважины с МГРП;
- физико-химические МУН — обработка призабойной зоны пласта (кислотные, ПАВ, пены, щелочи);
- физико-химическое воздействие на пласт (ПАВ, пены, щелочь—ПАВ-полимеры);
- тепловые методы — закачка воды или пара, внутрипластовое горение (SAGD, CSS,ТНАИ);
- газовые методы — закачка CO₂ , N₂;
- прочие третичные методы.

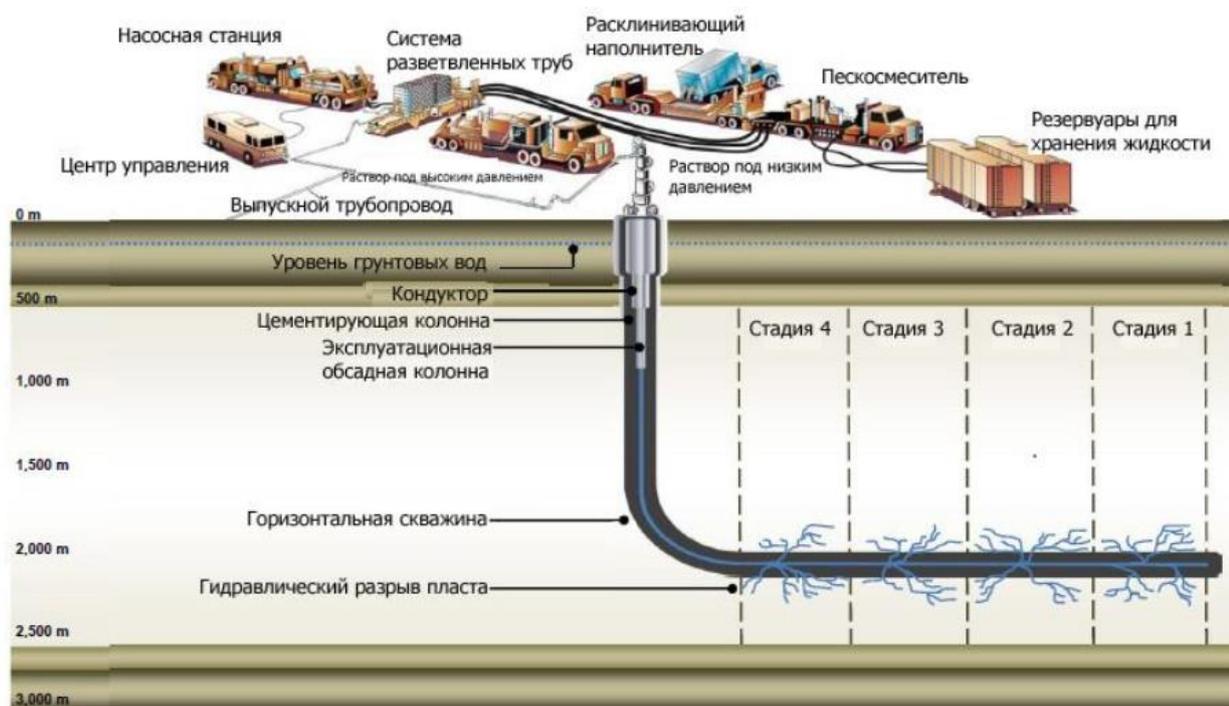


Рисунок 1.11 – Схема ГРП в горизонтальной скважине

Таким образом, разработка трудноизвлекаемых запасов нефти традиционными методами приводит к тому, что изначально ресурс из скважины идет хорошо, однако он быстро заканчивается. Это связано с тем, что добыча нефти в данном случае осуществляется из маленького участка, который вплотную прилегает к перфорированному участку скважины. В связи с этим, бурение привычных вертикальных скважин не дает

необходимого результата. В данном случае, следует использовать методы, позволяющие увеличить продуктивность скважины. Как правило, они направлены на увеличение площади соприкосновения с пластом, который имеет большую нефтяную насыщенность. Такой эффект можно достичь путем бурения скважин, имеющих большой горизонтальный участок, а также применения метода гидроразрыва пласта в нескольких местах одновременно. Данный способ также зачастую используется при добыче сланцевой нефти. Однако, для добычи, например, природных битумов или сверхвязкой нефти, данный способ будет неэффективным.

Выбор методов добычи подобного сырья основывается на таком параметре, как глубина залегания пород, насыщенных нефтью. Если залежи находятся на сравнительно небольшой глубине, до нескольких десятков метров, то применяется открытый способ добычи. В противном случае, если глубина залегания достаточно велика, то трудноизвлекаемую нефть сначала подогревают паром под землей, что позволяет сделать ее более жидкой и поднять на поверхность. Производство пара, который закачивается в скважину, осуществляется в специальной котельной. Стоит отметить, что трудности возникают с использованием данного метода в том случае, если глубина залегания трудноизвлекаемой нефти сильно большая. Это связано с тем, что по пути к нефти, пар теряет свою температуру, тем самым не прогревая нефть необходимым образом, из-за чего ее вязкость изменяется не так, как нужно. Поэтому, существует метод парогазового воздействия, предполагающий не подачу пара в пласт, а его получение прямо на нужной глубине. Для этого осуществляется установка парогенератора прямо в забое. В парогенератор подаются специальные реактивы, при взаимодействии которых выделяется тепло, что способствует образованию азота, углекислого газа и воды. Когда углекислый газ растворяется в нефти, то она также становится менее вязкой.

Таким образом, стоит отметить, что трудноизвлекаемая нефть является важным ресурсом, добыча которого позволит поддерживать добычу

необходимых объемов нефти. Однако, для ее извлечения следует применять принципиально другие методы, существенно отличающиеся от добычи нефти из традиционных залежей. Это, в свою очередь, влечет за собой дополнительные финансовые растраты. В связи с этим, конечная стоимость добытой трудноизвлекаемой нефти составит порядка 20 долларов за 1 баррель, в то время, как стоимость 1 барреля традиционной нефти составляет 3-7 долларов. Специалисты продолжают работать над новыми технологиями, которые позволят добывать трудноизвлекаемую нефть с минимальными затратами.

В России уже были предприняты первые шаги к реализации проектов по ТИН. Так, принято Распоряжение Правительства РФ от 3 мая 2012 г. №700-р «О стимулировании реализации новых инвестиционных проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти» и поправки в налоговое законодательство (вступили в силу в сентябре 2013 г.), в соответствии с которыми месторождения баженовской, абалакской, хадумской и доманиковой свит освобождаются от налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на 15 лет. По оценке Минприроды, эти льготы за 20 лет дадут дополнительную добычу нефти в объёме 326 млн т.⁵

Пионером по добычи ТИН выступила компания ООО «Газпромнефть-Восток». В 2015 году была пробурена первая разведочная скважина на Арчинском месторождении в рамках проекта по созданию в Томской области опытного полигона по добыче трудноизвлекаемой нефти.

В данный момент ведутся работы по созданию единой концепции для поиска и освоения месторождений палеозоя. Уже сейчас собраны все компетенции, необходимые для успешного выполнения проекта. Предварительная дата, к которому должна быть готова эта технология – конец 2018 года. Для развития новых технологий необходим четкий план действий. Он должен состоят из:

⁵ Халимов Э.М. Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. - № 11.

- Регулирования ситуации на государственном уровне;
- Должного обеспечения научных центров бюджетом и данными
- Объединения знаний многих нефтяных компаний-гигантов в этой отрасли.⁶

1.4 Финансово-налоговое стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти

Для сохранения позитивной динамики Минэнерго России совместно с другими органами власти проводится работа по оптимизации налоговой политики в отрасли, в том числе продолжается реализация «большого налогового маневра». Результаты этой работы достаточно позитивны. Так, добыча нефти в новых регионах – в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке – приросла на 8,3%, почти до 70 млн т., добыча нефти на шельфе выросла на 17,4%, более чем до 22 млн т, а добыча «трудной» нефти достигла 37 млн т, увеличившись за год на 12,1%.

В этой связи необходимо менять принципы налогообложения нефтяной отрасли с сохранением общего уровня бюджетных поступлений. Очевидно, что изъятие природной ренты с помощью оборотных фискальных инструментов (НДПИ и экспортная пошлина) не оказывает стимулирующего влияния на повышение коэффициента извлечения нефти. Оно просто не оставляет средств для инвестирования в новые эффективные технологии.

В этой связи целесообразно введение новой системы налогообложения нефтяной отрасли, основанной на экономических показателях разработки месторождений, привязанной к финансовому результату, т.е. принятие законопроекта, предусматривающего введение НДД.

Под льготами для плательщиков НДПИ правомерно понимать:

⁶ Сайдашев Р.Р. ПРОБЛЕМА РАЗРАБОТКИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ // Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ: сб. ст. по мат. I междунар. студ. науч.-практ. конф. № 2(49). URL: [https://sibac.info/archive/technic/2\(49\).pdf](https://sibac.info/archive/technic/2(49).pdf) (дата обращения: 21.12.2017)

- возможность не уплачивать соответствующий налог в принципе;
- возможность пользоваться нулевой ставкой по НДС;
- возможность использовать вычеты по соответствующему налогу.

Рассмотрим подробно сущность каждой из отмеченных преференций, позволяющих снизить сумму налога к уплате.

НДС может не уплачиваться в установленных законом случаях:

1. Если добываемое сырье или минерал не могут быть отнесены к объектам налогообложения (перечень ископаемых, которые не считаются объектами налогообложения по НДС, зафиксирован в п. 2 ст. 336 НК РФ).

2. Индивидуальными предпринимателями. Это возможно в случае, если одновременно соблюдаются следующие 2 критерия:

- ископаемое добывается для личных нужд ИП — то есть без дальнейшей переработки в производстве или перепродажи;
- ископаемое относится к категории общераспространенных.

Перечень общераспространенных ископаемых зафиксирован в рекомендациях, которые утверждены распоряжением МПР России от 07.02.2003 № 47-р. К таким ископаемым относятся, в частности, обычный песок, ПГС (п. 2.2 рекомендаций).

3. Любыми хозяйствующими субъектами, если осуществляется извлечение полезных ископаемых, которые залегают над недрами — то есть в почвенном слое (преамбула к Закону «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1). Это возможно, например, если хозяйствующий субъект — строительная фирма и в ходе работ она извлекает песок из почвы в котловане.

Критерии определения глубины почвенного слоя не зафиксированы в федеральном законодательстве РФ. Но во многих региональных правовых актах есть норма, по которой хозяйствующий субъект, извлекающий полезные ископаемые из земли в пределах глубины 5 метров, не должен оформлять лицензию на их добычу и становиться, таким образом, субъектом уплаты НДС. В свою очередь, если ископаемые извлекаются с большей

глубины — лицензия нужна (например, ст. 15 закона Нижегородской области «О недропользовании» от 03.11.2010 № 169-3).

Собственно, факт наличия лицензии у ИП или юрлица на добычу полезных ископаемых — единственный критерий установления у того или иного лица статуса плательщика НДС (письмо Минфина РФ от 08.10.2013 № 03-06-05-01/41901).

В свою очередь, добыча ископаемых без лицензии штрафуется на основании положений п. 1 ст. 7.3 КоАП РФ. Кроме того, вред, нанесенный природе, должен быть компенсирован (ст. 51 закона «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1).

Существует достаточно широкий спектр полезных ископаемых, при добыче которых нет необходимости уплачивать НДС по причине того, что для них установлена нулевая ставка.

Основной перечень данных ископаемых зафиксирован в п. 1 ст. 342 НК РФ. К таковым относятся, в частности:

- любые ископаемые в части нормативных потерь;
- попутный газ;
- любые ископаемые, добытые на месторождениях с некондиционными запасами,
- сверхвязкая нефть;
- природный газ, газовый конденсат, добываемые на полуостровах Ямал, Гыданский и используемые в целях производства сжиженного газа (при соответствии объемов и сроков добычи критериям, которые зафиксированы в подп. 18 и 19 п. 1 ст. 342 НК РФ);
- нефть и газ, добытые на залежах, которые расположены на принадлежащих России участках Каспийского моря (представленных внутренними видами РФ, территориальным морем, континентальным шельфом РФ, российской частью дна) при условии, что данные залежи

соответствуют характеристикам, определенным в подп. 20 п. 1 ст. 342 НК РФ;

- нефть, которая добывается из скважин, которые соответствуют критериям, зафиксированным в подп. 21 п. 1 ст. 342 НК РФ;

- прочие случаи, зафиксированные в п. 1 ст. 342 НК РФ.

Если рассматривать примеры иных оснований для применения нулевой ставки — можно обратить внимание на формулировку, приведенную в подп. 11 п. 2 ст. 342 НК РФ: налоговая ставка 35 руб. за 1 000 куб. м при добыче природного газа принимается равной нулю, если сумма определенного показателя, характеризующего расходы на транспортировку газа и вычисляемого по отдельно приведенной методике, с произведением трех сомножителей — ставки для газа, базового значения единицы условного топлива, а также коэффициента сложности добычи газа, будет меньше 0.

Исчисленная сумма НДС может быть уменьшена налогоплательщиком по основаниям, которые отражены в ст. 343.1, 343.2 НК РФ.

В соответствии с п. 1 ст. 343.1 НК РФ налогоплательщики, добывающие уголь, могут уменьшить НДС на расходы, которые имеют отношение к обеспечению безопасности труда. При этом вместо данной льготы (при ее неприменении) налогоплательщик может включить соответствующие расходы в те издержки, которые учитываются при расчете базы по налогу на прибыль.

В соответствии с п. 3 ст. 343.2 НК РФ налогоплательщики, добывающие нефть в Татарстане и Башкортостане, вправе рассчитывать на особые льготы, установленные для черного золота. Так, если нефтяная компания осуществляет добычу углеводородов в Татарстане по лицензии, выданной до 01.07.2011, а также при условии, что начальные запасы нефти по месторождению составляют 200 млн тонн и более на 01.01.2011,

применяется вычет, исчисляемый в миллионах рублей по формуле, определенной в п. 3 ст. 343.2 НК РФ.

Вычет может быть применен в рамках налогового периода с 01.01.2012 по 31.12.2018.

Кроме того, плательщик НДС может применить еще один вычет — в виде уменьшения налогооблагаемой базы (определяемой исходя из стоимости ископаемого) по ископаемому, которое реализуется на рынке, на расходы, связанные с доставкой соответствующего продукта потребителю. Порядок применения данного вычета регламентирован ст. 340 НК РФ.

К числу льгот по НДС относится возможность:

- не платить данный налог в принципе;
- пользоваться нулевой ставкой по нему;
- применять вычеты.

При этом основания для неуплаты НДС, определенные для ИП и юрлиц, в ряде случаев различаются.

Исчисление НДС для нефти требует дополнения ставки большим количеством добавочных коэффициентов. Ставка для нефти определена в подп. 9 п. 2 ст. 342 НК РФ, и с начала 2017 года она установлена в размере 919 руб. за 1 тонну.

Согласно статье 343 НК РФ, величина НДС с 2017 года определяется как произведение налоговой ставки (базовой) за тонну обессоленной, обезвоженной и стабилизированной нефти, умноженной на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ($K_{ц}$) и уменьшенную на величину показателя, характеризующего особенности добычи нефти ($D_{м}$) [1]:

$$\text{НДС (сумма)} = \text{Налоговая ставка (базовая)} * K_{ц} - D_{м}$$

Формула расчета показателя, характеризующего особенности добычи нефти ($D_{м}$), представленная в статье 342.5 налогового законодательства России, рассчитывается по следующей формуле:

$$D_m = K_{ндтл} * K_{ц} * (1 - K_6 * K_3 * K_0 * K_{06} * K_{кан}) - K_k$$

Вместе с данной ставкой необходимо также брать в расчет такие коэффициенты, как:

где $K_{ндтл}$ - специфическая ставка налога на добычу полезных ископаемых который равен 559 (устанавливается законодательно в п. 1 ст. 342.5 НК РФ);

– $K_{ц}$ (определяется исходя из биржевых цен на нефть), который в апреле 2017 года был равен 7,7642 (сообщение на сайте ФНС России от 18.05.2017);

– K_6 (отражает степень выработанности участка недр), который обычно соответствует значению между 0,8 и 1, но иногда становится равным 0,3 или же 1 (п. 2 ст. 342.5 НК РФ);

– K_3 (отражает величину запасов нефти на месторождении), который может быть представлен в разных значениях, но чаще равен 1 (п. 3 ст. 342.5 НК РФ);

– $K_{кан}$ (определяется исходя из специфики региона добычи нефти, а также ее свойств), который также может быть разным, и в числе его самых частых значений — 1 (п. 4 ст. 342.5 НК РФ);

– K_0 (отражает степень сложности добычи нефти), который может составлять 1, 0,2, 0,4, а также 0,8 (п. 2 ст. 342.2 НК РФ);

– K_{06} (зависит от уровня сложности добычи на месторождении черного золота и выработанности залежи), который часто бывает равен 1 (п. 3 ст. 342.2 НК РФ).

Величина K_k на период с 1 января по 31 декабря 2017 года включительно устанавливается на уровне 306.

1. В рамках налогового маневра, результатами которого стали снижение экспортных пошлин и повышение НДС, проводимого с целью возмещения выпадающих бюджетных доходов РФ, с 1 января 2015 г.

формула расчета ставки НДС на сырую нефть была скорректирована (таблица 1.6).

Таблица 1.6 - Изменение размера налоговой ставки НДС

Год	012	013	014	015	016	017
Размер налоговой ставки, руб./тонна	46	70	93	66	57	19

Как следствие базовая ставка налога на добычу сырой нефти в 2015 г. была увеличена на 55,4% относительно 2014 г. до 766 руб. за тонну. С 2016 г. ставка выросла до 857 руб., а с 2017 г. – до 919 руб. за тонну, что увеличило нагрузку на нефтегазовый сектор экономики страны.

2. С 2009 года коэффициент $K_{ц}$ рассчитывается по формуле:

$$K_{ц} = (Ц-15) * \frac{P}{261}$$

где $Ц$ - уровень цен на нефть сорта «Юралс» (долл.за бар.),

P - среднее значение курса доллара США к рублю РФ.

На 1 января 2017 года средний уровень цен нефти сорта «Юралс» составляет 53,03 долл. США за баррель, среднее значение курса доллара США к рублю РФ за все дни налогового периода - 59,9583. Таким образом, ставка $K_{ц}$ в 2017 году равна 8,7365.

3. Согласно статье 342,5 НК РФ, коэффициент $K_{в}$, определяется следующим образом.

В случае выработанности запасов конкретного участка недр при значениях больше (равно) 0,8 и меньше (равно) 1, коэффициент рассчитывается по формуле:

$$K_{в} = 3,8 - 3,5 * \frac{N}{V}$$

где N - сумма совокупной нефтедобычи на участке недр с учетом потерь в процессе добычи;

V - объем начальных извлекаемых запасов нефти всех категорий.

В случае выработанности запасов конкретного участка недр при значении больше 1, коэффициент K_6 равен 0,3. В иных случаях, равен 1.

Уровень выработанности запасов конкретного участка недр определяется в виде частного от деления суммы совокупной нефтедобычи на начальные извлекаемые запасы нефти.

Если значение K_d для конкретной залежи углеводородного сырья меньше 1, коэффициент K_v , принимается равным 1.

4. Коэффициент K_3 определяется следующим образом.

Если объем начальных извлекаемых запасов нефти (V_3) по участку недр менее 5 млн. тонн и уровень выработанности запасов (C_{63}) меньше или равен 0,05, используется формула для расчета данного коэффициента:

$$K_3 = 0,125 * V_3 + 0,375$$

где V_3 - объем начальных извлекаемых запасов нефти (в млн. тонн).

Порядок расчета коэффициента K_3 по формуле не используется в отношении нефти, облагаемой по ставке 0 рублей, поэтому принимается на уровне 1.

Если объем начальных извлекаемых запасов (V_3) участка недр превышает или равен 5 млн. тонн, а уровень выработанности запасов (C_{63}) конкретного участка недр превышает 0,05, коэффициент K_3 принимается равным 1.

5. Согласно статье 342.2 НК РФ, пониженное значение в расчете объема налога на добычу природных ископаемых коэффициента K_d используется в отношении нефти, добыча которой ведется из конкретной залежи углеводородного сырья, и зависит от степени проницаемости и толщины пласта:

0,2 – при проницаемости не более 2×10^{-3} мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщине пласта не более 10 метров;

0,4 – при проницаемости не более 2×10^{-3} мкм и эффективной нефтенасыщенной толщине пласта более 10 метров;

0,8, - при добыче нефти из конкретной залежи тюменской свиты;

1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья.

6. Коэффициент $K_{\partial\partial}$, согласно статье 342.2 НК РФ, определяется следующим образом.

Если значение коэффициента K_{∂} для запасов месторождения углеводородного сырья менее 1, а степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья больше или равен 0,8 и меньше или равен 1, расчет коэффициента $K_{\partial\partial}$ производится по формуле:

$$K_{\partial\partial} = 3,8 - 3,5 * \frac{N_{\partial\partial}}{V_{\partial\partial}}$$

где N - сумма совокупной нефтедобычи на участке недр с учетом потерь в процессе добычи;

V - объем начальных извлекаемых запасов нефти.

Для значения коэффициента K_{∂} в отношении залежей углеводородного сырья менее 1 и степени выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья менее 0,8, коэффициент $K_{\partial\partial}$ равен 1.

Для значения коэффициента K_{∂} в отношении залежей углеводородного сырья менее 1 и уровня выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья более 1, коэффициент $K_{\partial\partial}$ равен 0,3.

7. В соответствии со статьей 342.5 НК РФ коэффициент $K_{кан}$ может приобретать только два значения 0 или 1. Коэффициент, равный 0, распространяется на следующие категории нефти [1]:

1) нефть со сверхвысокой степенью вязкости, добыча которой ведется из участков недр, с содержанием нефти по уровню вязкости более 200 мПа*с и менее 10 000 мПа*с (в условиях пласта);

2) нефть, добыча которой ведется на участках недр, расположенных полностью или частично на территории субъектов РФ таких, как республика Саха (Якутия), Иркутская область, Красноярский край;

3) нефть, добыча которой ведется на участках недр, расположенных в северной части Северного полярного круга, в границах внутренних морских вод и территориального моря, на континентальном шельфе РФ;

4) нефть, добыча которой ведется на участках недр, расположенных полностью или частично в границах Ненецкого автономного округа, полуострова Ямал в ЯНАО;

5) нефть, добыча которой ведется на участках недр, расположенных полностью или частично в акватории Черного, Азовского, Охотского и Каспийского морях;

б) нефть, добыча которой ведется на участках недр, расположенных севернее 65 градуса северной широты, а также полностью или частично на территории ЯНАО.

В остальных случаях коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти, принимается на уровне 1.

В отношении Республик Башкортостан и Татарстан используются специальные налоговые вычеты, которые относятся к рассчитанной сумме НДС в части добываемой нефти из месторождений с начальными запасами по состоянию на 1.01.2011 г. 2500 млн т и 200 млн т или более. Расчет налоговых вычетов, в данном случае, зависит от суммы экспортной пошлины.

Таким образом, разработанная система налогового стимулирования добычи ТРИЗ включает в себя множество различных видов преференций в виде нулевого значения ставки НДС, пониженных коэффициентов в формуле расчета НДС, специального порядка расчета налоговой базы для ряда месторождений.

Всё это значительно усложняет процесс вычисления НДС, а также оказывает отрицательное воздействие на систему менеджмента налогообложения нефтегазовой отрасли страны.

По мониторингу ГП «НАЦРН им. В. И. Шпильмана», к 2030 году на месторождениях баженовской свиты имеет возможность добываться 18–20 млн тонн нефти в год, но при условии хранения пакета льгот. При данном льготы, выданные сейчас, окупятся на следующий день. По оценке Центра им. Шпильмана, добыча приблизительно 600 млн тонн нефти из

месторождений баженовской свиты имеет возможность доставить в бюджет до 2 трлн руб..

В «Газпром нефти» (да и в целом в отрасли) предполагают, что льготирование разработки ТРИЗов — только 1-ый период на пути к увеличению привлекательности добычи сложной нефти в РФ. Деятельные льготы довольно узкоприменимы, и под их воздействие попадает только небольшая часть припасов, характеризующихся сложностью разработки. Наилучшим механизмом стимулирования разработки этих припасов нефтяники именуют налог на вспомогательный заработок, который станет гарантировать составление налогооблагаемой базы в зависимости от конечных финансовых итогов работы. При данном НДД позволит фирмам минимизировать фискальную нагрузку на исходной стадии дел, когда вложения максимальны, а отдачи ещё буквально нет.

Впрочем, в правительстве пока же нет целостности по данному предлогу. В Минэнерго в аутентичный момент диспутируется вероятность вступления НДД для отдельных планов, но Минфин говорит, что данная содержание сейчас не приоритетна. Адепты же ветви не утрачивают надежды и продолжают находить свежие расклады к разработке трудноизвлекаемых запасов.

Пакет законопроектов для введения НДД – налог на дополнительный доход от добычи нефти, был одобрен на заседании Правительства Российской Федерации под руководством Председателя Правительства РФ Дмитрия Медведева.

Запланировано что НДД будет распространяться на 4 группы месторождений:

- новые месторождения в Восточной Сибири с выработанностью менее 5%;
- месторождения, пользующиеся льготой по экспортной пошлине;

- действующие месторождения в Западной Сибири с выработанностью от 10% до 80% (не более 15 млн. тонн);
- новые месторождения в Западной Сибири с выработанностью менее 5% с совокупными запасами не более 50 млн. тонн в год.

Принятие данного проекта позволит решить проблему поддержания уровня добычи в соответствии со стратегическими документами в условиях постоянно ухудшающегося качества минерально-сырьевой базы, в том числе с акцентом на зрелые месторождения в Западной Сибири. Новый налоговый режим учитывает как интересы отрасли, так и бюджета.

Также отметим, что в рамках совещания «О развитии нефтяной отрасли в Российской Федерации» было отмечено, что уже сформирован перечень пилотных проектов в Западной Сибири, который включает в себя 35 лицензионных участков, разрабатываемых ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть», ОАО «Сургутнефтегаз» и независимыми нефтяными компаниями.

Действующие месторождения в Западной Сибири - переход на НДД указанных участков недр позволит в 2019-2035 гг. осуществить более 0,5 трлн рублей дополнительных инвестиций и увеличить добычу нефти более, чем на 100 млн тонн относительно текущего профиля добычи. При этом бюджетные поступления за указанный период от данной деятельности также увеличатся на почти 1 трлн рублей (в среднем за 18 лет около 50-60 млрд рублей в год). Выпадающие доходы бюджета будут иметь место только в течение нескольких лет, при этом на 4-ый год они будут полностью компенсированы. Предполагается, что новый налоговый режим будет одобрен Государственной Думой ФС РФ в 1 квартале 2018 года и вступит в силу с 1 января 2019 года.

2. Экономическая модель разработки и эксплуатации трудноизвлекаемых запасов нефти на примере ЗАО «Сибирская Сервисная компания»

2.1 Общая характеристика ЗАО «Сибирская Сервисная компания» и анализ деятельности компании на нефтяном рынке

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – (Юридический адрес: 125284, г Москва, проспект Ленинградский, дом 31а строение 1, этаж 9) негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

ЗАО «Сибирская Сервисная компания» располагает шестью филиалами в регионах РФ и имеет в своём составе более пяти тысяч сотрудников. География деятельности компании охватывает следующие территории: ХМАО, ЯНАО, Томская область, Красноярский край, Новосибирская область, Поволжский регион, Республика Коми, Иркутская область, Якутия.

1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал. В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отрадненский. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%). Сформированная четырнадцать лет назад,

Сибирская Сервисная Компания стала преемницей многолетнего опыта и традиций предыдущих поколений буровиков, работавших в Поволжье и Западной Сибири. Бригады и специалисты ЗАО «Сибирская Сервисная компания» – многократные призеры конкурсов профессионального мастерства различного уровня, обладатели отраслевых и государственных наград.

Нефтеюганский филиал. Создан на базе четырех сервисных предприятий региона входивших в состав Нефтеюганского УБР. В самом начале здесь работало 8 бригад бурения и 22 – капитального ремонта скважин. Наиболее крупные проекты – на Приобском и Салымском месторождениях. Здесь сегодня работают современные буровые установки, оснащенные верхними силовыми приводами. Бурение скважин проходит в рекордные сроки, в среднем от 9 до 11 суток.

Отраденская экспедиция. История Отраденской нефти идет с 1946 года, когда начались первые работы на Мухановском месторождении. В 1957-м в Отрадном сформирован трест «Первомайбурнефть», на базе которого впоследствии создано Отраденское управление буровых работ. В 2000-м коллектив УБР становится филиалом ССК. Сегодня работы идут в Самарской, Оренбургской, Ульяновской, Саратовской и других областях.

Красноярский филиал. История Красноярского подразделения АО «ССК» началась в сентябре 2002 года, когда было создано ООО ГРК «Эвенкия». А уже к 2006 году оно было преобразовано в Красноярский филиал. Сегодня работы ведутся на месторождениях Красноярского края, Иркутской области, Якутии.

В 2003 году в состав ЗАО «Сибирская Сервисная компания» входит ЗАО «Нефтепромбурсервис» («НПБС»), работающий на территории Томской области. На базе ЗАО «НПБС» с 01 января 2013 года начинает работать Томский филиал. Профиль предприятия в его нынешнем виде – бурение поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. На счету буровых бригад несколько параметрических скважин-“пятитысячников». География

деятельности сегодня – это работа в Томской и Новосибирской областях, в ЯНАО и Республике Коми.

Филиал «ССК-Технологии». Создан в 2005 году на основе подразделений Нефтеюганска, Отрадного и Стрежевого, обеспечивающих сопровождение буровых растворов и систем очистки бурения. В 2012 году в связи с существенным расширением спектра предоставляемых услуг подразделение переименовано в филиал «ССК-Технологии». К сегодняшнему дню в Нефтеюганске филиал имеет лабораторию, которая отвечает за подбор и разработку рецептур буровых и цементных растворов. В Поволжье, Западной и Восточной Сибири, в Тимано-Печоре и ЯНАО обеспечивается сопровождение буровых растворов как для подразделений ССК, так и для сторонних заказчиков. Начиная с 2011 года, филиал реализует услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

Филиал «Управление цементирования скважин». Образован в конце 2005 года. Каждое региональное подразделение УЦС (в Нефтеюганске, Стрежевом, Отрадном) представляет собой мощный производственный блок. Виды деятельности: подбор рецептур тампонажных растворов, цементирование обсадных колонн, ремонтно-изоляционные работы на скважинах и предоставление услуг спецтехники, как для бурения, так и для ремонта скважин. УЦС выполняет работы как в интересах филиалов ССК, так и для сторонних заказчиков.

Ямальский филиал. Открыт в 2016 году в Новом Уренгое в продолжение целенаправленной экспансии ССК в новые регионы. География работы филиалов ССК всегда связана с объективным увеличением потребности в строительстве скважин. Своевременный выход на работы в ЯНАО позволил прирастить портфель заказов, увеличить количество работающих буровых бригад, вспомогательного персонала.

Филиал «Ремонт скважин» создан на базе мощностей по ремонту скважин, входящих в филиалы АО «ССК». Как самостоятельное

подразделение начал функционировать 1 января 2017 года в продолжение реализации политики Компании по специализации собственных бизнес-направлений и усилению акцента на уникальности каждого вида услуг, специфичности в организации и проведении соответствующих работ, в том числе, географически.

Одна из главных задач Сибирской Сервисной Компании – максимально быстро реагировать на все изменения рынка. Мы внедряем современные методы управления бизнесом, стремимся к повышению его конкурентоспособности и укреплению деловой репутации, создавая новые продукты и идеи, развивая дополнительные сервисы, которые нужны нашим клиентам. Основопологающими принципами в работе на протяжении многих лет были и остаются социальная ответственность и забота об окружающей среде.

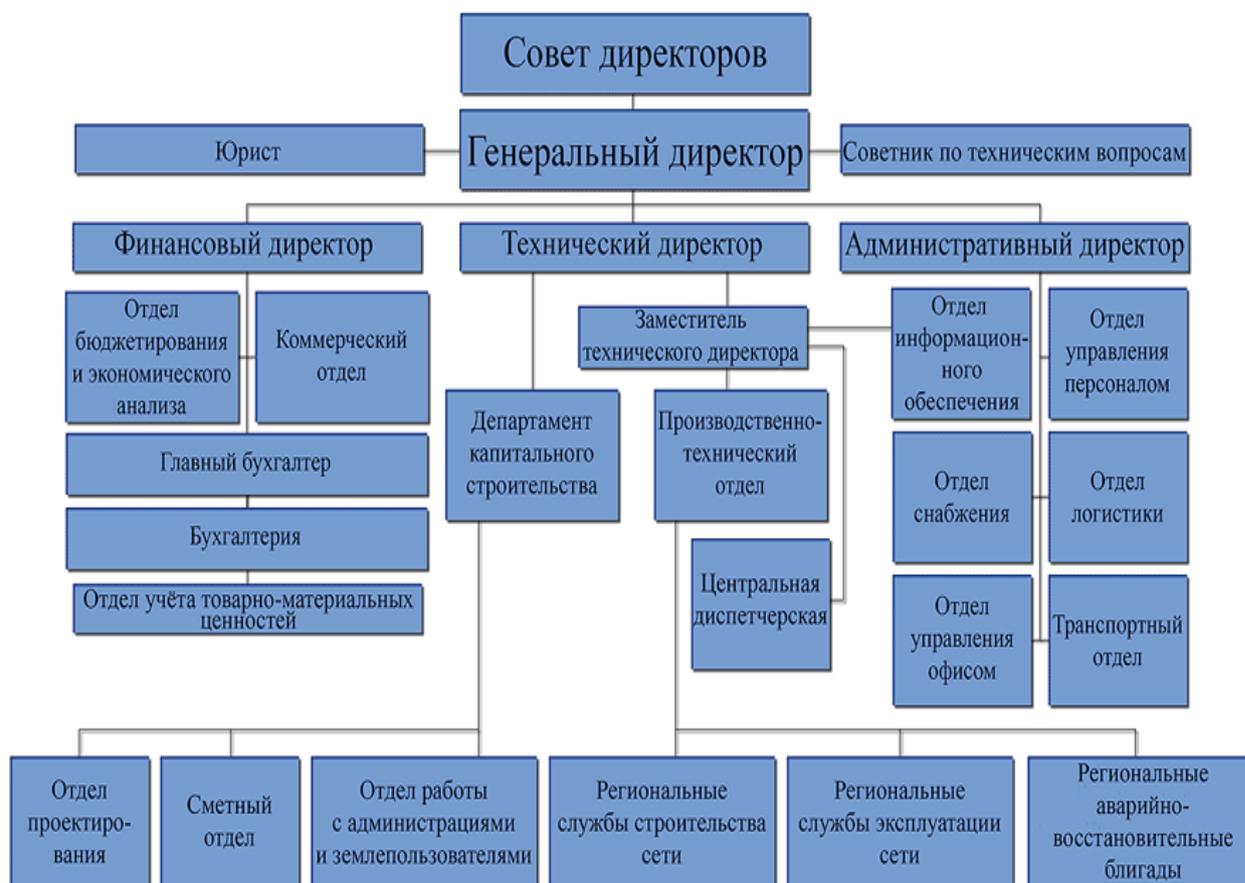


Рисунок 2.1 – Организационная структура ЗАО «Сибирская Сервисная компания»

Когда образовывалось ЗАО «Нефтепромбурсервис», ставшее впоследствии Томским филиалом Сибирской Сервисной Компании, мы процентов на семьдесят укомплектовали штат специалистами из нефтеразведок и других структур, которые входили в состав объединения «Томскнефтегазгеология». Руководство ЗАО «Сибирская Сервисная компания» пригласило на работу самые лучшие, самые квалифицированные кадры. И это позволило удачно стартовать на рынке буровых услуг, — рассказывает директор Томского филиала ЗАО «Сибирская Сервисная компания» Александр Горбачёв.

По такому принципу подбирались все подразделения компании. Целенаправленно ССК приглашала к себе самых лучших специалистов — легендарных буровых мастеров, при непосредственном участии которых были открыты и разработаны десятки нефтяных и газоконденсатных месторождений, множество других работников, которые принесли с собой в компанию, опыт, знания, традиции. Именно так был создан устойчивый фундамент, который во многом и позволил устоять компании даже в самые кризисные времена. Высокую планку профессионализма сотрудники ССК подтверждают и сегодня — ежегодными победами в конкурсах профессионального мастерства, отраслевыми и государственными наградами.

Лидирующие позиции по основным производственным показателям позволяют Сибирской Сервисной Компании уверенно занимать первые строчки в рейтингах заказчиков. Высокие темпы роста эффективности, ежегодный прирост выручки выше среднего по отрасли, сфокусированные инвестиции с максимальной отдачей на вложенный капитал — главные козыри ЗАО «Сибирская Сервисная компания», которое едва ли не первым в России доказало, что независимая (частная) компания способна существовать на рынке, достойно выдерживая конкуренцию, как с российскими, так и с зарубежными компаниями.

Партнерами-заказчиками Сибирской Сервисной Компании на протяжении всей её истории являются ОАО Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», МГК «ИТЕРА», ОАО Нефтегазовая компания «РуссНефть», ОАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», Иркутская Нефтяная Компания, ОАО «Новосибирскнефтегаз» и другие компании, говорит о доверии к ССК лучших представителей нефтегазовой отрасли.

Интенсивная динамика развития. Годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения превышает 1,6 млн. метров проходки. Количество выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год – порядка 3200 (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%).

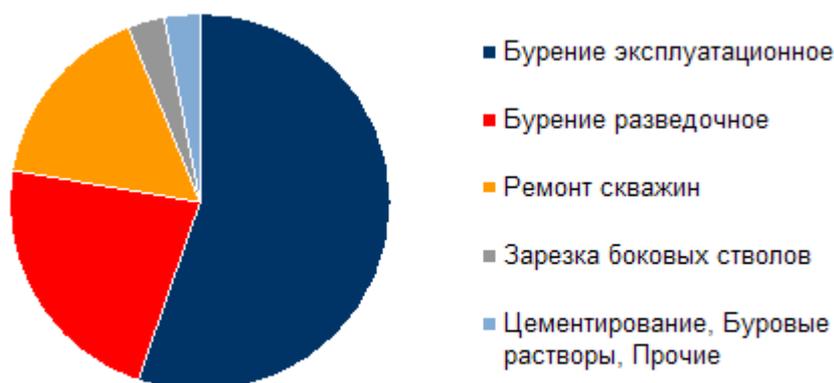


Рисунок 2.2 – Портфель услуг ЗАО «Сибирская Сервисная компания»

Стратегические цели ЗАО «Сибирская Сервисная компания». Стратегия ЗАО «Сибирская Сервисная компания» направлена на усиление позиций компании на нефтесервисном рынке, как за счет развития существующего спектра услуг, так и за счет освоения новых перспективных направлений сервисной деятельности.

В послужном списке компании сверхглубокие (свыше 5 тысяч метров) параметрические скважины «Восток-1» и «Восток-3», пробуренные в

правобережном районе Оби. Участие в уникальном проекте для ЗАО «Ванкорнефть» в северных районах Восточной Сибири.

Грамотная инвестиционная политика ЗАО «Сибирская Сервисная компания» только за последние 5 лет позволила обновить большую часть парка буровых установок и оборудования. Объем инвестиций, начиная с 2007 года, составил 17 миллиардов рублей.

Со стороны компании заинтересованность персонала в работе поддерживается серьезной кадровой политикой. Ежегодно принимаются планы обучения специалистов всех категорий и рабочих. Для повышения личной заинтересованности сотрудников действует рейтинговая система оценки эффективности работы буровых бригад и бригад по ремонту скважин.

Рассмотрим также финансовые показатели деятельности ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» за 2015-16 гг. в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Финансовые показатели деятельности ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» за 2015-16 гг.

Наименование показателя	За 2016 год	За 2015 год
Выручка отражается за минусом налога на добавленную стоимость, акцизов.	28 9 70 319	28 5 17 710
Себестоимость продаж	(23 9 79 533)	(22 7 16 493)
Валовая прибыль (убыток)	4 99 0 786	5 80 1 217
Управленческие расходы	(1 59 0 883)	(1 64 0 952)
Прибыль (убыток) от продаж	3 39 9 903	4 16 0 265
Проценты к получению	41 8 95	23 1 82
Проценты к уплате	(1 15 0 256)	(1 12 8 741)

Прочие доходы	252 161	612 958
Прочие расходы	(1 02 3 052)	(1 40 9 828)
Прибыль (убыток) до налогообложения	1 52 0 651	2 25 7 836
Текущий налог на прибыль	(213 373)	(187 037)
Изменение отложенных налоговых обязательств	200 182	304 213
Изменение отложенных налоговых активов	22 1 74	- 53 974
Прочее	2 27 1	16 3 23
Чистая прибыль (убыток)	1 12 6 999	1 69 6 292
Совокупный финансовый результат периода	0	0

ЗАО «Сибирская Сервисная компания» активно сотрудничает с высшими учебными заведениями страны. Ежегодно в компании проходят производственную и преддипломную практику лучшие студенты российских вузов, которые в дальнейшем пополняют кадровый резерв. Молодым специалистам предлагаются индивидуальные программы развития, творческая работа, карьерный рост.

Перешагнув в феврале 2015 года 15-летний рубеж успешной работы на российском рынке нефтесервиса, ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» уверенно смотрит в будущее и строит перспективные планы своего дальнейшего развития.

2.2 Общий анализ показателей бурения в ЗАО «Сибирская Сервисная компания»

Модернизация, постоянное совершенствование технологий в бурении и ремонте скважин, планомерное расширение географии и спектра решаемых задач, работа в соответствии с требованиями системы менеджмента качества (компания обладает сертификатами стандартов ISO 9001, ISO 14001 и OHSAS 18001), социальная ответственность и забота об окружающей среде позволяет ССК реализовывать самые смелые замыслы в интересах заказчиков, предлагать нестандартные решения нефтесервисных задач.

Конкурентные преимущества для ЗАО «Сибирская Сервисная компания» с первых дней сопряжены, в первую очередь, с высококвалифицированным персоналом.

На первоначальной стадии проектирования строительства скважин огромное внимание уделяется составлению профиля скважины. Именно от этого параметра в будущем будет зависеть стоимость скважины, а также сопутствующие производственные риски. В условиях постоянного развития программного обеспечения построение оптимального профиля скважины становится гораздо легче.

Ежегодное увеличение объемов бурения, естественно, зависит не только от профиля скважины, но и от многих других факторов, описанных ранее.

Несмотря на падение цены на нефть в 2015 году, российские нефтедобывающие компании продолжали бороться за наращивание добычи. Дается это нелегко. Например, само по себе увеличение проходки не дает плановых показателей роста добычи: из-за истощения месторождений показатели роста добычи составляют лишь 25 т/м проходки при ожидании 50 т/м. Согласно данным Минэнерго, по итогам 2015 г. объемы эксплуатационного бурения выросли на 12%. Что, в том числе, произошло за счет ранее сделанных инвестиций. И хотя, объем инвестиций снижается, но

уйти в ноль он не может, потому что ни наращивание, ни даже поддержание текущего уровня добычи невозможно без качественного нефтесервиса.

Уход части зарубежных компаний из проектов, конечно, стал благоприятным для российских нефтесервисных компаний, но этим еще нужно суметь воспользоваться. Не всякая отечественная компания может легко конкурировать с зарубежными участниками рынка. Здесь сказывается и практика отсрочки платежей за услуги, на которую более охотно идет зарубежный нефтесервис, и проблема оборудования. Не стоит забывать, что в период 2012–2015 гг. началось и продолжается сейчас массовое списание буровых установок, введенных в эксплуатацию в пик их производства в СССР в 1987-1991 гг. А чтобы не просто выжить, но продолжать развиваться в таких условиях, необходимо обладать большим запасом прочности, собственными технологиями, способными заменить импорт.

Одно из таких предприятий – ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» (ССК), независимая, обеспечивающая широкий спектр услуг по бурению и ремонту скважин практически на всех крупнейших нефтегазоносных территориях России: ХМАО, ЯНАО, НАО, Красноярский край, Поволжский регион, Республика Коми, Якутия, Томская область, Новосибирская и Иркутская области. Вот уже несколько лет Стрежевской филиал ССК динамично расширяет географию работ, обусловленную объективным увеличением потребности в строительстве скважин в ЯНАО. Для повышения эффективности управления процессом бурения и обеспечением бригад в 2015 году руководством компании было даже принято решение об открытии филиала в Новом Уренгое.

В целом юбилейный для ЗАО «Сибирская Сервисная компания» 2015 год выдался непростым, как и для других предприятий отрасли. Ситуация сложна, но перспективы очевидны: падение цен на нефть и санкции Запада – это серьезное испытание для России, но и большие возможности для российского нефтесервиса.

Вопрос необходимости модернизации был и остается важнейшим в деятельности ЗАО «Сибирская Сервисная компания». Работы сейчас настолько много, что повышение эффективности – насущная задача. Сибирская Сервисная Компания предлагает схему совместного с Заказчиком развития интересующих технологических направлений, где ключевые условия развития – заключение долгосрочного договора, в котором определяется потребность недропользователя в конкретном оборудовании, график ввода оборудования в работу и необходимые инвестиции (в том числе, со стороны недропользователя). При этом ведется постоянная работа по сокращению непроизводительных затрат, снижению аварийности, простоев, внеплановых ремонтов, неэффективных спускоподъемных операций – и это далеко не полный перечень.

Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник, считает, что кризис – это время возможностей. Тот, кто идет трудным путем – получает результат. Выдерживают те, кто имеет резервы.

ЗАО «Сибирская Сервисная компания» вошла в 2016 г., имея за плечами достойные результаты работы.

Одним из показателей эффективности компании стало присутствие ЗАО «Сибирская Сервисная компания» в первых строках рейтинга буровых подрядчиков. Для повышения прозрачности рынка нефтегазосервисного оборудования в октябре 2015 г. Минпромторг РФ провел опрос среди 65 нефтегазовых компаний. Важно, что оценка подрядчиков осуществлялась на основе истории взаимодействия. По группе «Бурение» ЗАО «Сибирская Сервисная компания» заняла почетное 2-е место (разница с лидером – 0,03 рейтингового балла), по группе «ТКРС и ЗБС» – вошла в тройку лидеров!

2015 год стал весьма результативным для Красноярского филиала ЗАО «Сибирская Сервисная компания» – филиал перевыполнил параметры бизнес-плана более чем на 15%, благодаря внедрению новых технологических решений, позволивших сократить сроки строительства

скважин, расходы на химию, а также сокращению непроизводительных затрат.

Уже во второй раз был признан лучшим подрядчиком в выполнении ГРП Томский филиал ЗАО «Сибирская Сервисная компания». Подводя итоги конкурса среди буровых команд, строивших геологоразведочные скважины в 2015 г., филиал «Газпромнефть-Развитие» – «Мессояха» назвал лучшим коллектив, работавший на скважине № 118 Восточно-Мессояхского месторождения, где генеральным подрядчиком является Томский филиал Сибирской Сервисной Компании.

В августе 2015 г. на Западно-Салымском месторождении ЗАО «Сибирская Сервисная компания» пробурило юбилейную, 1000-ую, скважину глубиной 2880 м. для компании «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.»

В целом, задачи по объемам бурения в 2015 году были в полной мере реализованы и достигли 1,615 млн м., а самый многочисленный – Нефтеюганский филиал ЗАО «Сибирская Сервисная компания» уже в ноябре перешагнул рекордный показатель годовой проходки в 1 млн м. горных пород.

Бурить на максимальных скоростях и с надлежащим качеством Компании позволяют современное оборудование и применяемые в ЗАО «Сибирская Сервисная компания» эксклюзивные технологии ведения работ. Компания успешно прошла пик списания буровых установок, введенных в эксплуатацию на закате СССР, и ныне имеет более 300 единиц современного оборудования, в т.ч. 64 буровые установки различной грузоподъемности, 78 подъемных агрегатов, 18 цементируемых флотов, 50 партий наклонно-направленного бурения и 50 групп по инженерному сопровождению буровых растворов.

Санкции мало повлияли на работу компании, хотя и надо признать, что вопрос обеспечения оборудования запасными частями пока решен не до конца. Однако внедрение нового оборудования, в т.ч. китайского и

отечественного производства, постепенно снимает и эту проблему. Особенно активизировалась работа с российскими производителями. Успешно, например, показала себя установка УНБ2-600×70 Ижнефтемаша.

Весь этот потенциал позволяет ЗАО «Сибирская Сервисная компания» производить работы по бурению и ремонту скважин в короткие сроки, в соответствии с высокими требованиями Заказчика к технологиям и качеству, с наименьшими рисками возникновения осложнений.

Продолжаемая программа модернизации позволяет всем филиалам Сибирской Сервисной Компании оставаться конкурентоспособными, мобильными, максимально готовыми к решению сложных производственных задач в любых климатических, геофизических и логистических условиях.

Сибирская Сервисная Компания со дня своего основания (16 лет назад) была и остается социально ответственным предприятием, заботящимся о своем персонале, планомерно занимающимся его развитием. Образовательные программы для молодых специалистов, программы по развитию кадрового резерва, профессиональные конкурсы позволяют постоянно повышать квалификацию всего коллектива.

Забота о семьях и детях работников, материальная помощь, санаторно-курортное лечение – значимое направление в реализации социальной политики ЗАО «Сибирская Сервисная компания». Есть в Компании добрая традиция – в честь своего профессионального праздника оказывать благотворительную помощь различным учреждениям, занимающимся лечением и образованием детей и взрослых: домам инвалидов, реабилитационным центрам, детским спортивным школам, больницам.

Говоря о планах и перспективах ЗАО «Сибирская Сервисная компания» можно привести слова Ю. Шафраника: «Наступил новый, чрезвычайно сложный и ответственный этап в развитии отечественного нефтегазового комплекса. Сейчас требуется значительное и стремительное повышение эффективности всех отраслевых производств, радикальный рост

технического и технологического уровня всех видов деятельности, но действовать нужно намного целенаправленнее и активнее».

Сибирская Сервисная Компания сегодня имеет достойный портфель заказов. Модернизация, постоянное совершенствование технологий, планомерное расширение географии присутствия и спектра решаемых задач, социальная ответственность Компании, забота об окружающей среде являются её важнейшими конкурентными преимуществами. Современная ЗАО «Сибирская Сервисная компания», начав отсчет своей истории с 2000 года, первой в России доказала, что независимая компания способна существовать на свободном рынке, достойно выдерживать конкуренцию с интегрированными отечественными и зарубежными компаниями, добиваться все больших успехов. ССК становится больше, осваивает все новые регионы и будет продолжать динамично идти вперед, приумножая достигнутое.

Таблица 2.2 – Аналитические данные Ф ССК-Технологии ЗАО «Сибирская Сервисная компания»

Компании	Количество пробуренных скважин за 2015 г.		Количество пробуренных скважин за 2016 г.	
	НС	С	НС	С
Бейкер Хьюз				
Газпромнефть-ННГ	0		2	
Газпромнефть-Хантос	46		00	
НСХ-АД	9			
НФ ЗАО «ССК»	08	2	19	3
Петр о инженер				

инг				
ТФ ЗАО «ССК»				
Юганскнефтегаз			50	
Итого:	27	3	94	5
Итого за год:	360		429	

Увеличение объемов пробуренных скважин (см. таблица 4) в большей степени связано с выходом компании на новых заказчиков, а также с увеличением количества предоставляемых услуг.

Основным фактором конкурентоспособности ЗАО «Сибирская Сервисная компания» является разнообразие предоставляемых услуг, ценовая политика, которая в свою очередь зависит от грамотного выбора используемого оборудования, умения прогнозирования производственных рисков.

Использование дорогого оборудования всегда оправдывается сокращением рисков, а также качеством выполнения планируемых работ. За счет профессионального и компетентного подбора специалистов, необходимости затрат на дорогое оборудование нет. Умение производить сложные операции с текущим оборудованием вызывает доверие заказчика, а как дальнейший фактор, способствует росту объемов бурения. В таблице 2.1 наглядно продемонстрировано данная динамика.

В связи с этим на начало 2016 года компания произвела сильный рост в бурении ГС (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Основные показатели бурения ГС в ЗАО «Сибирская Сервисная компания» в 2016 г.

Месторождение	уст	Скважина	Инт		П	V мех, м/ч
			ервал	о		
			т	о		

Приобс	5						3
кое	69	5723г	13	824	911	2,39	
Приобс	5						3
кое	69	5730г	021	276	255	3,62	
Приобс	5						2
кое	69	5731г	97	213	216	2,99	
Приразло	6						2
мное	29	506г	32	899	167	8,84	
Приразло	6						2
мное	29	557г	21	801	080	9,82	
Приразло	6						2
мное	29	507г	42	022	280	5,52	
Приразло	6						3
мное	33.1	705г	60	015	255	1,77	
Приразло	6						3
мное	33.1	703г	70	971	201	4,85	
Приразло	6						3
мное	33.1	706г	77	164	387	1,74	
Приразло	1						2
мное	71	6615г	14	855	141	9,95	
Приразло	1						3
мное	71	6614г	22	979	257	0,50	
Приразло	1						2
мное	95.1	5799г	67	988	221	8,01	
Приразло	1						2
мное	95.1	5950г	22	822	100	6,65	
Омбинс	1						2
кое	.1	537г	030	391	361	5,89	
Омбинс	1						2
кое	.1	538г	015	304	289	6,55	
Омбинс	1						3
кое	.1	086г	042	464	422	0,82	

Согласно данным таблицы 2.2, на март 2016 года компания успешно пробурила 16 горизонтальных скважин, что уже составляет чуть менее 50% от пробуренных ГС за весь 2015 г.

2.3 Взаимосвязь различных видов эффективности инвестиций в освоение трудноизвлекаемых запасов нефти в ЗАО «Сибирская Сервисная компания»

В 2016 году российские нефтедобывающие компании продолжали бороться за наращивание добычи. Так, к примеру, увеличение проходки не дает плановых показателей роста добычи по причине истощения месторождений показатели роста добычи, которые составляют лишь 25 т/м проходки при ожидании 50 т/м. Также отметим, что согласно данным Минэнерго, по итогам 2016 г. объемы эксплуатационного бурения выросли на 12%. При этом отметим, что объем инвестиций снижается, но уйти в ноль он не может, потому что ни наращивание, ни даже поддержание текущего уровня добычи невозможно без качественного нефтесервиса.

Уход части зарубежных компаний из проектов, конечно, стал благоприятным для российских нефтесервисных компаний. В данном аспекте сказывается и практика отсрочки платежей за услуги, на которую более охотно соглашается зарубежный нефтесервис, и проблема оборудования. Не стоит забывать, что в период 2012–2015 гг. началось и продолжается сейчас массовое списание буровых установок, введенных в эксплуатацию в пик их производства в СССР в 1987-1991 гг. С целью не только выжить, но продолжать развиваться в таких условиях, необходимо обладать большим запасом прочности, собственными технологиями, способными заменить импорт.

Стрежевской филиал ССК динамично расширяет географию работ, обусловленную объективным увеличением потребности в строительстве скважин в ЯНАО. Для повышения эффективности управления процессом

бурения и обеспечением бригад в 2015 году руководством компании было принято решение об открытии филиала в Новом Уренгое.

Юбилейный для ССК 2015 год можно считать непростым, как и для других предприятий отрасли. Ситуация сложна, но перспективы очевидны: падение цен на нефть и санкции Запада – это серьезное испытание для России, но и большие возможности для российского нефтесервиса.

Вопрос необходимости модернизации был и остается важнейшим в деятельности ССК. Сибирская Сервисная Компания предлагает схему совместного с Заказчиком развития интересующих технологических направлений, где ключевые условия развития – заключение долгосрочного договора, в котором определяется потребность недропользователя в конкретном оборудовании, график ввода оборудования в работу и необходимые инвестиции (в том числе, со стороны недропользователя). При этом ведется постоянная работа по сокращению непроизводительных затрат, снижению аварийности, простоев, внеплановых ремонтов, неэффективных спускоподъемных операций – и это далеко не полный перечень.

Сибирская Сервисная Компания вошла в 2016 г., имея достойные результаты работы. Одним из показателей эффективности компании стало присутствие ССК в первых строках рейтинга буровых подрядчиков. Для повышения прозрачности рынка нефтегазосервисного оборудования в октябре 2015 г. Минпромторг РФ провел опрос среди 65 нефтегазовых компаний. Важно, что оценка подрядчиков осуществлялась на основе истории взаимодействия. По группе «Бурение» ССК заняла почетное 2-е место (разница с лидером – 0,03 рейтингового балла), по группе «ТКРС и ЗБС» – вошла в тройку лидеров.

2015 год стал весьма результативным для Красноярского филиала ССК – филиал перевыполнил параметры бизнес-плана более чем на 15%, благодаря внедрению новых технологических решений, позволивших сократить сроки строительства скважин, расходы на химию, а также сокращению непроизводительных затрат.

Томский филиал ССК в 2015 году был признан лучшим подрядчиком в выполнении ГРР. Подводя итоги конкурса среди буровых команд, строивших геологоразведочные скважины в 2015 г., филиал «Газпромнефть-Развитие» – «Мессояха» назвал лучшим коллектив, работавший на скважине № 118 Восточно-Мессояхского месторождения, где генеральным подрядчиком является Томский филиал Сибирской Сервисной Компании.

В августе 2015 г. на Западно-Салымском месторождении ССК пробурило юбилейную, 1000-ую, скважину глубиной 2880 м. для компании «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.».

В целом, задачи по объемам бурения в 2016 году были в полной мере реализованы и достигли 1,615 млн м., а самый многочисленный – Нефтеюганский филиал ССК в ноябре перешагнул рекордный показатель годовой проходки в 1 млн м. горных пород.

Бурить на максимальных скоростях и с надлежащим качеством Компании позволяют современное оборудование и применяемые в ССК эксклюзивные технологии ведения работ. Компания успешно пережила пик списания буровых установок, введенных в эксплуатацию на закате СССР, и ныне имеет более 300 единиц современного оборудования, в т.ч. 64 буровые установки различной грузоподъемности, 78 подъемных агрегатов, 18 цементируемых флотов, 50 партий наклонно-направленного бурения и 50 групп по инженерному сопровождению буровых растворов.

Санкции мало повлияли на работу компании, хотя и надо признать, что вопрос обеспечения оборудования запасными частями пока решен не до конца. Однако внедрение нового оборудования, в т.ч. китайского и отечественного производства, постепенно снимает и эту проблему. Особенно активизировалась работа с российскими производителями. Успешно, например, показала себя установка УНБ2-600×70 Ижнефтемаша.

Весь этот потенциал позволяет ЗАО «Сибирская Сервисная компания» производить работы по бурению и ремонту скважин в короткие

сроки, в соответствии с высокими требованиями Заказчика к технологиям и качеству, с наименьшими рисками возникновения осложнений.

Продолжаемая программа модернизации позволяет всем филиалам Сибирской Сервисной Компании оставаться конкурентоспособными, мобильными, максимально готовыми к решению сложных производственных задач в любых климатических, геофизических и логистических условиях.

Сибирская Сервисная Компания со дня своего основания (16 лет назад) была и остается социально ответственным предприятием, заботящимся о своем персонале, планомерно занимающимся его развитием. Образовательные программы для молодых специалистов, программы по развитию кадрового резерва, профессиональные конкурсы позволяют постоянно повышать квалификацию всего коллектива.

Сибирская Сервисная Компания сегодня имеет достойный портфель заказов. Модернизация, постоянное совершенствование технологий, планомерное расширение географии присутствия и спектра решаемых задач, социальная ответственность Компании, забота об окружающей среде являются её важнейшими конкурентными преимуществами. Современная ССК, начав отсчет своей истории с 2000 года, первой в России доказала, что независимая компания способна существовать на свободном рынке, достойно выдерживать конкуренцию с интегрированными отечественными и зарубежными компаниями, добиваться все больших успехов. ССК становится больше, осваивает все новые регионы и будет продолжать динамично идти вперед, приумножая достигнутое.

На долю ЗАО «Сибирская Сервисная компания» приходится около 8% общероссийского объема пробуренных метров в год.

Годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения – более 1,6 млн м, более 3200 текущих и капитальных ремонтов скважин в год.

Ежегодно инвестируя в среднем 11% выручки, ССК является 2-й компанией в отрасли по удельным объемам инвестиций.

ЗАО «Сибирская Сервисная компания», обладающая сбалансированным портфелем предоставляемых услуг, предлагает Заказчику полный спектр нефтесервисных работ.

Для повышения прозрачности рынка нефтегазосервисного оборудования в октябре 2015 г. Минпромторг РФ провел опрос среди 65 нефтегазовых компаний. Важно, что оценка подрядчиков осуществлялась на основе истории взаимодействия. По группе «Бурение» ССК заняла почетное 2-е место (разница с лидером – 0,03 рейтингового балла), по группе «ТКРС и ЗБС» – вошла в тройку лидеров.

2.4 Экономическое обоснование стоимости строительства скважины на трудноизвлекаемую нефть

Основным звеном при проводке скважин является буровая бригада, количественный и качественный состав бригады зависит от глубины скважины и вида привода буровой установки. В таблице ниже представлен численный и квалификационный состав буровых работ (таблица 2.4).

Таблица 2.4 - Количество специалистов на одну бригаду, включая сервисные компании

Специалисты	Р	1	2	3
	азряд	заезд	заезд	сего
Мастер		1		
Сменный мастер			1	
Участковый геолог		1	1	2
Технолог		1	1	2
Бурильщик	7	2	2	4
Бурильщик	6	3	2	5
Помощник бурильщика	5	4	5	9
Помощник бурильщика	5			0
Слесарь по обслуживанию буровой	6	2	2	4
Слесарь по обслуживанию буровой (сварщик)	6	1	1	2

Инженер-энергетик		0	0	
Электромонтер по обслуживанию буровой	6	0	0	
Машинист буровых установок	6	0	0	
Оператор котельной		0	0	
Геолог газокаротажной станции		0	0	
Специалист по IT		1	1	
Всего		16	16	2
Вспомогательные службы				
Стропальщик		2	2	
Крановщик		0	0	
Бульдозерист		0	0	
Погрузчик		0	0	
Геофизики				
Фельдшер		1	1	
Повар				
Всего		4	4	
Состав специалистов сервисных компаний				
Буровые растворы:				
Инженер по буровым растворам		2	2	
Телеметрическое сопровождение:				
Инженер по телеметрии		2	2	
Инженер по направленному бурению		2	2	
Тампонажный флот:				
Мастер/супервайзер		1	1	
Оператор		1	1	
Помощник оператора		2	2	
Отбор керна:				
Инженер		1	1	
Долотный сервис:				
Инженер по долотам		1	1	

Всего		12	12	3
ИТОГО		32	32	4

Расчет скоростей бурения скважины на трудноизвлекаемую нефть

Скорости бурения являются частью системы плановых показателей работы по скважине.

1) Механическая скорость проходки характеризует эффективность разрушения горной породы в период ее углубления. Используется для оценки эффективности внедрения новых долот, забойных двигателей, режимов бурения, промывочных жидкостей.

Темпы углубления скважины (средняя скорость углубления забоя) определяются по формуле:

$$U_{мех} = H_{скв.} / T_{мех.} \text{ (м/час)}$$

где $H_{скв.}$ - проектная глубина скважины (метр).

$T_{мех.}$ - время механического бурения (час)

$$U_{мех} = 3300 / (50/60 + 1100/40 + 2150/27) = 3300 / 108 = 30,6 \text{ м/час};$$

2) Рейсовая скорость бурения характеризует темп углубления скважины с учетом затрат времени на спускоподъемные операции. Характеризует производительность буровой техники и труда буровых рабочих. Определяется по формуле:

$$U_p = H_{скв.} / (T_{мех.} + T_{сно} + T_{нар} + T_{зам}) \text{ (м/час)}$$

где $T_{сно}$ - затраты времени на спускоподъемные операции $T_{нар}$ - затраты времени на наращивание в часах

$T_{зам}$ - затраты времени на проведение замеров зенитного и азимутального угла во время бурения

$$T_{сно} = (1,9 * 3,5/60 + 42,6 * 3,5/60 + 1,9 * 4/60 + 42,6 * 4/60 + 122,2 * 4/60) = 0,11 + 2,5 + 0,1 + 2,8 + 8,1 = 13,6 \text{ ч}$$

$$T_{нар} = (1,9 + 40,7 + 79,6) * 4/60 = 8,1 \text{ ч}$$

$$T_{зам} =$$

$$(55*10+107*10)/60 = 9,2+17,9=27,1 \text{ ч } U_p = 3\ 300/(108 +13,6+ 8,1+ 27,1) = 3\ 300/156,8 = 21 \text{ м/час};$$

3) Коммерческая скорость бурения характеризует производство работ по бурению и креплению скважины и определяется по формуле:

$$U_{ком} = H_{скв.} / T_{бк} * 30,4 \text{ (м/ст-мес)}$$

где $T_{бк}$ - затраты времени на бурение и крепление скважины

30,4 - перевод единиц измерения суток в месяцы, если $T_{бк}$ измеряется в сутках

$$U_{ком} = 3\ 300 / 19 * 30,4 = 5\ 280 \text{ м/ст-мес};$$

Коммерческая скорость определяет, сколько тысяч метров пробурено буровой бригадой за месяц и сколько бригад надо иметь, чтобы выполнить план. Этот показатель используется при планировании объемов буровых работ, финансировании, анализе хозяйственной деятельности, нормировании.

4) Цикловая скорость бурения характеризует технический и организационный уровень и темпы буровых работ, отражает эффективность совместных работ по сооружению буровой, бурению, креплению и испытанию скважины, определяется по формуле:

$$U_{ц} = H_{скв.} / T_{ц} * 30,4 \text{ (м/ст-мес)}$$

где $T_{ц}$ - время строительства скважины в сутках

$$U_{ц} = 3\ 300 / (10+19+0,5) * 30,4 = 3\ 300/501,6 = 3\ 401 \text{ м/ст-мес}$$

Цикловая скорость характеризует использование буровых установок, являющихся основными фондами. Она позволяет определить, сколько буровых установок необходимо иметь для выполнения планового объема работ.

5) Техническая скорость - величина проходки скважин в единицу производительного месяца (станко-месяц производительного времени). Отражает технические и технологические возможности буровых установок, способов, режимов бурения буровой бригады, определяется по формуле:

$$U_{т} = H_{скв.} / T_{пр} * 30,4 \text{ (м/ст-мес)}$$

где $T_{пр}$ - производительное время работы буровой бригады в сутках

$$U_m = 3300 / 29,01 * 30,4 = 3\,458 \text{ м/ст-мес}$$

Общий уровень организации буровых, строительно-монтажных работ четко проясняется при сравнении цикловой, коммерческой и технической скоростей бурения. Чем лучше организация строительно-монтажных работ, тем ближе $U_{ц}$ и $U_{ком}$; чем совершеннее технология бурения, меньше аварий, тем $U_{ком}$ ближе к U_m .

Сметная стоимость строительства скважины определяется подсчетом всех затрат, связанных со строительством скважины согласно сводной смете на строительство скважины. Сметная себестоимость работ по строительству скважины рассчитывается как разница между сметной стоимостью строительства скважины без учета НДС и плановыми накоплениями согласно сводной смете на строительство скважины. Плановые накопления (прибыль) определяются на основе сводного расчета. Стоимость 1 м проходки определяется как частное от деления сметной стоимости строительства по телеметрии, растворам, долотам и тампонажному флоту скважины на глубину скважины. Ниже приведен сметный расчет на строительство скважины с учетом затрат на услуги по телеметрии, растворам, долотам и тампонажному флоту (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Сметный расчет на строительство скважины, включая сервис

Статьи затрат	д. измерения	Стоимость строительства одной скважины	Стоимость 1 суток работы	Стоимость 1 часа (премия за досрочное окончание строительства)	Стоимость за 1 метр
Заработная плата бригады	у ^б .	2 314 428	1 21 812	2 538	01
в т.ч. страховые взносы	у ^б .	786 906	4 1 416	8 63	38
Затраты на питание бригады	у ^б .	459 511	2 4 185	5 04	39

Амортизация оборудования	у ^б .	7 132 942	75 418	3	7	161
Содержание бурового оборудования	у ^б .	556 890	9 310	2	6	69
Услуги ВПФЧ	у ^б .	11 313	95	5	1	
Услуги связи	у ^б .	72 677	825	3	8	2
Вспомогательные материалы	у ^б .	160 084	425	8	1	9
Экологические платежи	у ^б .	140 524	396	7	1	3
Работа транспорта при строительстве	у ^б .	2 520 264	80 601	1	3	64
Доставка вахт	у ^б .	1 229 911	3 072	6	1	73
Затраты на ГСМ	у ^б .	2 558 105	34 637	1	2	75
Дефектоскопия инструмента	у ^б .	137 987	262	7	1	2
Опрессовка обсадных труб	у ^б .	286 878	5 099	1	3	7
Страхование	у ^б .	83 310	385	4		5
Материалы бурения и крепления	у ^б .	844 847				56
Сервисные услуги подрядчиков		11 770 558	18 560	6	1	567
Телеметрия и ВЗД	у ^б .	3 498 525	84 133	1	3	060
Долотный сервис	у ^б .	1 240 296	5 279	6	1	76
Растворный сервис	у ^б .	2 600 653	36 876	1	2	88
Энергосервис	у ^б .	698 674	5 829	3	7	12

Станция ГТИ	у ^б .	223 668	1 772	45	2 8
Тампона жные услуги	у ^б .	3 508 742	84 671	847	3 063
ВСЕГО:	у ^б .	31 067 136	636 000	3 992	3 414
Накладны е расходы	у ^б .	3 728 056	6 320	079	4 130
Плановые накопления	у ^б .	1 043 856	54 970	142	1 16
Всего с накладными и плановыми	у ^б .	35 839 048	887 289	9 213	3 0 860
Итого с НДС:	у ^б .	42 290 076	227 002	6 272	4 2 815

Для оценки технико-экономического уровня производства используется система показателей, представленных в таблице ниже (таблица 2.6).

Таблица 2.6 – Технико-экономические показатели строительства скважины

п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Количество нное значение
	Проектная глубина скважины	м	3 300
	Механическая скорость проходки	м/ч ас	7, 2
	Рейсовая скорость проходки	м/ч ас	2 1
	Коммерческая скорость проходки	м/с т.- мес.	5 208
	Цикловая скорость проходки	м/с т.- мес.	3 401
	Сметная стоимость строительства скважины без учета НДС	ру ^б .	35 839 048

	Сметная стоимость строительства скважины с учетом НДС (с накладными и плановыми)	руб	42 290 076
	Плановые накопления (прибыль)	руб	1 043 856
	Сметная себестоимость строительства скважины	руб	34 795 192
0	Стоимость 1 м проходки без учета НДС	руб	1 0 860
1	Стоимость 1 м проходки с учетом НДС	руб	1 2 815

Четкая система технико-экономических показателей позволяет проводить систематическое сравнение технического и организационного уровня предприятия, выявлять внутрипроизводственные резервы и улучшать разработку текущих и перспективных планов.

План-факт анализ себестоимости строительства скважины Для проведения детального анализа себестоимости строительства скважины с целью выявления резервов ее снижения необходимо рассмотреть структуру себестоимости всего цикла строительства скважины и непосредственно бурения ствола скважины.

Структура себестоимости - это удельный вес отдельных статей затрат в общих расходах на работы, позволяющих выделить основные направления затрат и обосновать резервы их снижения.

Таблица 2.7 – Анализ себестоимости строительства скважины

Вид выполняемых работ	Статьи затрат	Пл анов ая сто имость скв ажины, руб	Факти ческая стоимо сть скважи ны, руб.	Отклонен ие (+ перерасход, - экономия)	
				Руб.	

		.			
	Мобилизационные расходы	2 736 837	2 955 726	+	8
	Демобилизационные расходы	1 929 974	1 871 561	-	3
	Монтаж БУ	1 891 483	1 887 396	- 4	0,2
	Демонтаж БУ	1 259 337	1 221 576	-	3
	Передвижка, 5м.	604 984	403 323	-	33
Бурение		31 067 136	31 784 324	+	2
в том числе:	Заработная плата (вкл. страховые взносы)	3 101 334	3 126 604	+	0,8
	Содержание и ремонт оборудования	7 689 832	7 450 650	-	3
	Работа транспорта	2 520 264	2 970 346	+	18
	Дефектоскопия инструмента	137 987	56 925	-	59
	Опресовка обсадных труб	286 878	279 376	- 7	3
	Геолого-технические исследования	223 668	274 698	+	23
	Энергетические	698	701 359	+ 2	

	затраты	674		685	0,4
	МАТЕРИАЛЫ:	3	4 019	+	
		563 036	010	455 974	13
	Вспомогательн ые материалы	160 084	129 846	- 30 238	19
	ГСМ	2	3 011	+	
		558 105	077	452 972	18
	Цемент и материалы для цементжа	844 847	878 211	+	
				33 364	4
	СЕРВИСЫ	10	10 949	+	
		848 216	209	100 993	9
	Тампонажный	3	3 480	-	
		508 742	699	28 043	0,8
	Растворный	2	2 620	+	
		600 653	943	20 290	0,8
	Телеметрия	3	3 648	+	
		498 525	928	150 403	4
	Долотный	1	1 198	-	
		240 296	639	41 657	3
	ПРОЧИЕ:	1	1 956	-	
		997 246	147	41 099	2
	Страхование	83	83 310	-	
		310			
	Экологические расходы	140 524	137 652	- 2 872	2
	Доставка вахт	1	1 207	-	
		229 911	555	22 356	1,8
	Затраты на связь	72 677	68 331	- 4 346	6
	Соц. пакет	459	448 199	-	

	(питание)	511		11312	2
	Прочее	11	11 100	-	
		313		213	2
Освоен ие скважин				-	
		1	1 468	259 200	15
		728 000	800		
Итого:		32	33 253	+	
		795 136	248	458 112	1,4

Анализ выполнения запланированных объемов буровых работ начнем с общей оценки выполнения плана по себестоимости путем сопоставления фактических затрат с плановыми в расчете на выполненный объем работ. Необходимо определить абсолютное отклонение фактической себестоимости от плановой по направлениям и отдельным статьям затрат.

При выявлении основных путей снижения затрат определим факторы, которые формируют эти затраты. Как уже отмечалось, затраты на бурение скважин подразделяются на зависящие от времени и от 1 м проходки. Следовательно, на экономию или перерасход затрат на бурение влияет временной фактор и объемы бурения. Отдельно следует рассмотреть фактор организации производства и труда.

Поскольку в себестоимости буровых работ преобладают затраты на проходку ствола скважины, их необходимо рассмотреть в первую очередь. В структуре себестоимости бурения преобладают расходы на материалы - 45%, эксплуатацию бурового оборудования - 22,4%, а также расходы на содержание транспорта (9%).

Задачи анализа себестоимости требуют прежде всего обратить внимание на элементы затрат, по которым допущен перерасход. Однако, анализу должны подвергаться и те элементы затрат, по которым достигнуто изменение по сравнению с планом с целью использования путей экономии этих затрат в следующем плановом периоде. После определения отклонений

фактических затрат от плановых необходимо выявить причины отклонения и оценить их количественное влияние.

Факторный анализ себестоимости строительства скважины по элементам затрат.

Анализ затрат на материальные ресурсы в бурении и пути их снижения.

Строительство скважин - довольно материалоемкое производство: как уже отмечалось, на долю материальных затрат приходится около 45% от всей суммы затрат. Важнейшими факторами, влияющими на отклонение фактических затрат на материалы от плановых, являются:

- 1) изменение планового объема проходки;
- 2) отклонение от установленных норм расхода материалов;
- 3) изменение цены на материалы.

Удорожание фактической стоимости бурения по сравнению с плановой по статье «Цемент и материалы для цементации» составило 33 364 руб. на фактически выполненный объем проходки - 3 350 м. Перерасход затрат вызван увеличением объема бурения и нормы расхода цемента на 1 м проходки.

Таблица 2.8 - Расчет расхода цемента

Интервал, м				Коэффициент каверности		Расход цемента, тн.	
план		факт		план	факт	план	факт
	0		4	,4	,57	3,36	3,78
	150		156	,22	,3	3,2,94	35,10
	300		350	,1	,15	4,6,31	48,42
Итого						8	87

ТОГО						2,61	,30
	Стоимость, руб. за 1 тн.-					5	58
6739						56 709	8 285
	Материал					2	28
ы, руб.						88 138	9 927
	ВСЕГО,					8	87
руб.						44 847	8 211

Увеличение глубины скважины по сравнению с плановой привело к удорожанию себестоимости на:

$$C_{a \text{ нагр}} = (54-50) 0,07 \cdot 6739 = 1\,811,44 \text{ руб.}$$

$$C_{a \text{ кон}} = (1156-1150) 0,03 \cdot 6739 = 1\,158,17 \text{ руб.}$$

$$C_{a \text{ экспл}} = (3350-3300) 0,01 \cdot 6739 = 4\,728,53 \text{ руб.}$$

$$C_a = 1\,811,44 + 1\,158,17 + 4\,728,53 = 7\,698,14 \text{ руб.}$$

Увеличение норм расхода цемента в связи с изменением коэффициента кавернозности и увеличением объемов бурения обусловило превышение плановых затрат на:

$$C_n \text{ нагр} = (0,07001-0,07) 54 \cdot 6739 = 1\,022,71 \text{ руб.}$$

$$C_n \text{ кон} = (0,030363-0,03) 1156 \cdot 6739 = 13\,398,07 \text{ руб.}$$

$$C_n \text{ экспл} = (0,014452-0,01) 3350 \cdot 6739 = 9\,457,06 \text{ руб.}$$

$$C_n = 1\,022,71 + 13\,398,07 + 9\,457,06 = 23\,877,84 \text{ руб.}$$

Проверка проведенных методом элиминирования расчетов осуществляется по формуле: отклонение фактических затрат на материалы от плановых должно быть равно сумме отклонений этих затрат за счет изменения объема проходки, норм расхода материалов и цен на них. Цена на тонну цемента осталась неизменной и составила 6 739 руб.

$$588\,285 - 556\,709 = 7\,698,14 + 23\,877,84$$

Рассмотрение плановых и фактических показателей расхода и затрат на материалы для цементжа позволит дополнить анализ причин перерасхода по статье «Цемент и материалы для цементжа». Ниже представлены

плановые и фактические показатели потребности в оснастке и химических реагентах для цементажа (таблица 2.9).

Из таблицы видно, что потребовалось на три штуки больше центраторов. Увеличение потребления центраторов обусловлено увеличением коэффициента кавернозности и прямо повлияло на сумму итоговых затрат на цемент.

Таблица 2.9 - Расчет потребности в оснастке и химических реагентах для цементажа

Наименование	Обозначение	Количество		Цена за ед., руб.	Затраты, руб.	
		план	факт		План	Факт
Башмак колонный, шт.	БКМ-324		1	595	595	595
Центратор, шт.	ЦЦ-324/394-1		2	3763	7525	7525
Башмак колонный, шт.	БКМ-245		1	5492	5492	5492
Центратор, шт.	ЦЦ-4-245/295	0	90	1071	96376	96376
Обратный клапан, шт.	ЦКОД-245-2		1	10337	10337	10337
Башмак колонный, шт.	БКМ-168		1	2948	2948	2948
Центратор, шт.	ЦЦ-2-168/216	27	130	893	113396	116075
Обратный клапан, шт.	ЦКОД-168-1		1	6102	6102	6102
Пробка продавочная, шт.	ПВЦ-168		1	1860	1860	1860
				ИТ	24	252
				ОГО	9996	674

Химреагенты для цементажа						
Хлористый кальций, тн.	CaCl	0,	25	25	2	
2	,1	1	424	42,373	542	
Смазка резьбовых соединений обсадных труб, кг.	P-	3	89	35	34	
402	0	9	0	600	710	
			ИТ	38	3725	
			ОГО	142,37	2,37	

Таким образом, перерасход по статье «Цемент и материалы для цементажа объективно обоснован и вызван ростом объемов производства и изменением геологических условий бурения. Снижение затрат по данной статье возможно за счет:

- уменьшения объема работ;
- применения новых технологических решений (увеличение скорости бурения снижает коэффициент кавернозности);
- применение более технологичного раствора (но тогда произойдет увеличение стоимости раствора).

Удорожание фактической стоимости бурения по сравнению с плановой по статье «Горюче-смазочные материалы» составило 452 848 руб. на фактически выполненный объем проходки - 3 350 м. Перерасход затрат вызван увеличением объема бурения при неизменной цене за единицу материала и норме расхода. Количественное влияние этого фактора можно отследить, разбив расход ГСМ по потребителям и на расход дизельного топлива и смазочных материалов.

Суммарное увеличение стоимости дизельного топлива составило 433 922 руб., что вызвано увеличением расхода дизельного топлива на:

- два насоса и два привода лебедок:

$$C_{al}=(689-581)*136 *19 = 279 072 \text{ руб.}$$

- три дизель-генератора:

$$C_{a2}=(1112-949)*50 *19 = 154 850 \text{ руб.}$$

Увеличение фактического расхода смазочных материалов привело к удорожанию стоимости ГСМ в части смазочных материалов на 19 050 руб.:

$$C_{a3}=(2318 - 2064)*75= 19 050 \text{ руб.}$$

Суммируем факторы отклонения:

$$3 011 077 - 2 558 105 = 279 072 + 154 850 + 19 050 \\ 52 972 = 452 972$$

Таким образом, перерасход по статье «Горюче-смазочные материалы» вызван ростом объемов производства. Снижение затрат по данной статье возможно за счет:

- сокращения срока строительства скважины;
- более рационального использования дизельных двигателей (сэкономить ГСМ, например, можно, если остановить двигатели насосов при СПО);
- жесткого контроля учета использования ГСМ;

Анализ транспортных затрат и направления их снижения

Удорожание фактической стоимости бурения по сравнению с плановой по статье «Работа транспорта» составило 450 082 руб. Перерасход затрат вызван увеличением времени бурения и изменением количества суток работы и дежурства транспорта при неизменной цене за единицу техники и неизменном количестве применяемой техники.

Количественное влияние изменения времени работы транспорта:

$$C_{a \text{ раб } 1}=(6,5-2)* 1*306 = 1 377 \text{ руб.}$$

$$C_{a \text{ раб } 2} = (6,5-4) *1*535 = 1 377,50 \text{ руб.}$$

$$C_{a \text{ раб } 3} = (0-2,5)*1*562,4 = - 1406,08 \text{ руб.}$$

$$C_{a \text{ раб } 4}=(9,5 -7)*1*500 = 1 250 \text{ руб.}$$

$$C_{a \text{ раб } 5}=(1,5-0,5)*1*600,2 = 600,17 \text{ руб.}$$

$$\Sigma C_{a \text{ раб }} = 1 377 + 1 377,50 - 1406,08 + 1 250 = 3 158,60 \text{ руб.}$$

Таким образом, перерасход по статье «Работа транспорта» произошел вследствие увеличения времени строительства скважины. Следовательно,

сокращение затрат по данной статье возможно за счет снижения сроков строительства.

3. Проблемы экономического обоснования проекта разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и пути их решения в ЗАО «Сибирская Сервисная компания»

3.1. Экономические проблемы проектирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в ЗАО «Сибирская Сервисная компания»

Замедление освоения новых нефтеносных провинций может привести к проблемам с выполнением обязательств России по поставкам нефти в восточном направлении.

Сокращение инвестиций будет иметь и другие негативные последствия. Такую тему, как импортозамещение, применительно к нефтяной отрасли можно будет считать закрытой, так как заказы от нефтяников на разработку нового оборудования сократятся на порядок. Уменьшение заказов подрядчикам приведет к сокращению рабочих мест со всеми вытекающими последствиями. Сокращение инвестиций и объемов потребления ресурсов и услуг приведут к сворачиванию бизнес-активности в смежных отраслях, таких как машиностроение, металлургия, бурение, нефтесервис, строительство, и к сокращению занятости на 1 миллион человек уже в текущем году. Таким образом, забирая у одной отрасли, государство будет вынуждено решать возникающие проблемы в других, работать с социальной напряженностью в регионах.

Другая статья расходов, которая неминуемо подвергнется ревизии, – это геологоразведка. Без неё развитие отрасли в среднесрочной и долгосрочной перспективе невозможно, старые месторождения истощаются, а чтобы открыть новые, необходимы средства и время.

Таким образом, дополнительное изъятие в нынешних, очень непростых для нефтяной отрасли условиях такой существенной суммы станет началом её регресса, потери устойчивости, разворота от стабильного роста к снижению всех показателей.

В проекте Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года отмечены основные задачи развития нефтяной отрасли на ближайшую перспективу:

- стабильная ежегодная добыча нефти с газовым конденсатом на уровне 525 млн т, с обеспечением возможностей ее увеличения при благоприятной конъюнктуре мирового и внутреннего рынков;
- модернизация и развитие отрасли;
- увеличение коэффициента извлечения нефти с 28 до 40 %;
- освоение трудноизвлекаемых ресурсов в объемах до 17 % общей добычи нефти и т.д.

Инициативы по увеличению фискальной нагрузки на нефтяные компании делает выполнение перечисленных задач практически невозможным.

Совет Союза нефтегазопромышленников России выделяет основные направления, по которым необходимо искать решение этих проблем:

Первое – дальнейшее совершенствование правил недропользования, с использованием таких рычагов, как лицензионная, инновационная, налоговая политика;

Второе – стимулирование процесса прироста запасов, посредством налоговых преференций, изменения принципов получения лицензии на геологическое изучение недр, возрождения геологической науки;

Третье – создание благоприятных экономических условий для становления и развития малых и средних регионально-ориентированных компаний, предметом деятельности которых должны стать малые и сложные месторождения минерального сырья;

Четвертое – координация усилий центра и регионов, обеспечение их лучшего взаимодействия с минерально-сырьевым бизнесом, совершенствование системы управления деятельностью компаний нефтегазового комплекса;

Пятое – перевод законодательства в русло создания эффективной государственной системы управления, способной осуществить кардинальные изменения в нефтегазовом секторе экономики.

Для целостного восприятия картины о нефтесервисном рынке России рассмотрим, что именно сейчас, в посткризисный период происходит в сервисе. Рынок нефтесервисных услуг России растет, но вот присутствие на нем отечественных компаний показывает тенденцию уменьшения. Отсутствие четкой государственной политики в этой сфере, а так же погоня нефтяных компаний за краткосрочной выгодой неуклонно ведет к потере технологической независимости страны в нефтяном комплексе.

Острая проблема, по мнению специалистов, - длительные сроки оплаты выполненных заказов и жесткий демпинг со стороны недобросовестных, низкоквалифицированных поставщиков услуг. По выражению президента Союза производителей нефтегазового оборудования Александра Романихина, многие отечественные нефтесервисные компании «балансируют между жизнью и смертью, не имея средств для развития».

Во многих нефтяных компаниях прижилась практика отсрочки платежей за сервисные услуги на два-три месяца, а то и более, хотя в до кризисные времена оплата произведенных услуг осуществлялась в двухнедельный срок. В кризис этот фактор стал одной из главных причин, по которой с российского рынка сервисных услуг ушли многие малые, но при этом высоко технологичные игроки. Сегодня нефтяные компании продолжают загонять предприятия нефтегазосервиса в тупик, устанавливая договорами сроки оплаты не менее 60 - 90 суток после подписания актов о выполненных работах. Получается, что мелкие и более экономически незащищенные аутсорсинговые компании загнанные в установленные рамки, кредитуют недропользователей, находящихся в гораздо более выгодном финансовом положении.

Цены при проведении тендерных процедур на рынке нефтесервисных услуг России до сих пор держатся на уровне 2008 года. Причина – открытый

демпинг ради попытки «выжить» в современных экономических и политических условиях со стороны мелких подрядчиков. Низкие цена как результат неминуемо приводят к снижению эффективности выполняемых работ со стороны даже самого высококвалифицированного и добросовестного подрядчика.

Также следует иметь в виду важный факт, что низкие цены, сохраняющиеся на внутреннем рынке, делают невозможным техническое перевооружение и развитие собственных высокотехнологичных нефтесервисных компаний.

Основные проблемы российского нефтесервиса – отставание от зарубежного в плане технической вооруженности, применения дорогостоящих высококласных технологий, активного внедрения и использования научных разработок, привлечения финансовых средств и профессионального кадрового состава. Недостаток инвестиционных вложений ведет к тому, что компании сервисеры не могут формировать свои инвестиционные программы и планы развития даже на среднесрочную перспективу.

Привлечение мировых сервисных компаний с их технологиями в проекты по бурению на территории России обходится в миллиарды долларов, что превышает цены на аналогичные услуги российских компаний в 10 раз, именно этот аспект заставляет задумываться нефтяников о восполнении утраченного советского задела в нефтегазовой отрасли и реабилитации собственных сервисных подразделений.

В настоящее время на буровую компанию могут повлиять как факторы, способствующие достижению высоких технико-экономических показателей и коммерческих скоростей бурения, так и факторы, сдерживающие рост компании.

Факторы, способствующие снижению затрат на строительство скважины:

- применение современных технологий;

- эксплуатация высокотехнологичного оборудования;
- усовершенствование способов организации работ;
- внедрение современных программных продуктов.

ЗАО «ССК» позволяет сделать вывод о том, что, несмотря на устойчивое положение компании среди передовых нефтесервисных предприятий, существует потенциал для сокращения сроков строительства скважины, снижения прямых затрат, а, следовательно, увеличения прибыли компании.

Анализ сметы на строительство скважины, организации основных и вспомогательных процессов, исследование баланса рабочего времени показали, что основные проблемы связаны с:

- 1) технологией бурения и крепления скважин;
- 2) системой управления буровой компании, в том числе с:
 - а) организацией работ в бурении, креплении, испытании скважин, вышкомонтажных работах;
 - б) управлением информацией;
 - в) управлением оборудованием и материалами;
- 3) логистикой.

3.2. Анализ экономического обоснования проекта разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в ЗАО «Сибирская Сервисная компания»

Экономическая оценка предлагаемых вариантов разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти. На всех стадиях развития нефтедобывающей промышленности региона важнейшим экономическим вопросом является определение ценности нефти открываемых и разрабатываемых месторождений.

Поэтому целью экономической оценки, позволяющей выполнить прогноз налоговых поступлений в бюджеты всех уровней от нефтедобычи,

является установление народнохозяйственной значимости отдельных месторождений, определение экономической целесообразности их промышленного освоения, а также обоснование параметров разработки месторождений, при которых обеспечивается наиболее высокая эффективность добывающего производства в долгосрочной перспективе.

Расчет экономической эффективности, выполненный в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов» (№ВК477 от 21.06.1999 г.), показал, что рекомендуемый вариант обеспечивает развитие Тюменской области и позволяет достичь максимального извлечения сырьевых ресурсов при оптимальном соотношении показателей экономической эффективности. Обеспечивает большую величину налоговых поступлений в бюджеты всех уровней от деятельности нефтедобывающих и нефтесервисных предприятий.

На основании вышеизложенного были предложены мероприятия по снижению затрат с расчетом экономического эффекта (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Мероприятия по снижению затрат с расчетом экономического эффекта

Мероприятие	Экономический эффект
<p>Применение долот HCD 604 современного дизайна в компоновке с винтовыми забойными двигателями Ultra Xtreme LS 5:6 компании Baker Hughes.</p>	<p>1) Повышение механической скорости бурения до 30 метров в час. Увеличение скорости бурения снижает коэффициент кавернозности.</p> <p>Интервал бурения под эксплуатационную колонну составляет 2 150 м (3300-1150 = 2194 м). Механическое время бурения данного интервала составляет 79,6 ч.</p> <p>Применение усовершенствованных долот позволяет сократить время бурения данного интервала на 8 часов: $2\ 150/30 = 71,6$ ч. $79,6 - 71,6 = 8$ ч.</p> <p>Стоимость суток работы составляет 1 636 000 руб.</p> <p>Экономия от внедрения долот HCD 604 составит: $1\ 636\ 000 / 24 * 8 = 545\ 333$ руб.</p> <p>2) Сокращение расходов по статье</p>

	<p>«Цемент и материалы для цементажа»: сокращение расходов по цементу на одну скважину на 18 тонн, следовательно, экономия при цене 6 739 руб. за тонну цемента составляет: $18 \cdot 6\,739 = 121\,302$ руб.</p> <p>Расходы по статье «Цемент и материалы для цементажа» составляют 844 847 руб. Сокращение расходов по данной статье: $844\,847 - 121\,302 = 723\,545$ руб.</p>
<p>Использование метода резистивиметрии при бурении горизонтального участка ствола скважины.</p> <p>Применение специального 18-ти метрового кернотборочного снаряда.</p>	<p>Данная технология:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Позволяет в сложных геологических условиях провести 89% горизонтального участка продуктивного пласта-коллектора. 2) Увеличивает дебит скважины. <p>Применение данного метода позволяет буровой компании получить конкурентные преимущества при выборе заказчиком бурового подрядчика.</p> <ol style="list-style-type: none"> 3) Применение 18-ти метрового кернотборочного снаряда при больших интервалах отбора керна позволяет исключить СПО. Ориентировочно 20 часов.
<p>Применение полимер-глинистого бурового раствора NEWTROL / NEW-DRILL разработанного специалистами-химиками компании Baker Hughes.</p>	<p>Позволяет:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Вдвое снизить количество проработок открытого ствола скважины. 2) Увеличить время нахождения инструмента в скважине без движения в 10 раз. 3) Сократить время строительства скважины на 1 СПО ~ 20 часов. <p>Затраты на строительство скважины снижаются: $1\,636\,000 / 24 \cdot 20 = 1\,363\,333$ руб.</p> <p>Необходимо учесть удорожание раствора. Цена раствора NEWTROL / NEW-DRILL составляет 776 руб./м³. Мы применяли раствор по цене 704 руб./м³.</p> <p>$268 \cdot 776 = 207\,968$ руб. – стоимость раствора NEWTROL / NEW-DRILL $207\,968 - 188\,864 = 19\,104$ руб. – сумма удорожания раствора</p> <p>Итоговая экономия за счет применения полимер-глинистого бурового</p>

	раствора NEWTROL / NEWDRILL составляет: $1\ 363\ 333 - 19\ 104 = 1\ 344\ 229$ руб.
Применение так называемого батарейного способа бурения	Позволяет: Сократить время, затрачиваемое на ОЗЦ из общего времени строительства скважины. Ориентировочно 24 часа. Расчет экономии производится исходя из суточной ставки дежурства, которая составляет 1 204 981 руб. и является суммой экономии.
Усовершенствование схемы обвязки устья скважин ПВО: закрепление блоков дросселирования и глушения совместно с выкидными линиями на вышечно-лебедочном блоке буровой установки.	Сокращение сроков монтажа /демонтажа на 4 часа. Рассчитываем экономию от применения усовершенствованной схемы обвязки устья, используя суточную ставку дежурства: $604\ 984 / 12 * 4 = 201\ 661$ руб.
Применение ультра современной технологии глушения скважин: установка химических пакеров с элементами наночастиц.	Сокращение фильтрации жидкости глушения в продуктивный пласт. В результате фильтрационные свойства пласта сохраняются, что обеспечивает более качественную добычу углеводородов.
Реализация системы удаленного мониторинга бурения в режиме реального времени, что позволяет своевременно и эффективно принимать решения в процессе строительства скважин.	Данный программный продукт позволяет вести и контролировать бурение в режиме реального времени в офисе. Специалисты могут своевременно и оперативно принимать решения в процессе строительства скважины, составлять прогнозы, вносить корректировки, что в свою очередь напрямую влияет на снижение аварийности работ.
Внедрение технологии беспилотного бурения горизонтальных скважин, что существенно сокращает сроки строительства	Позволяет экономить до 3-х суток. За счет исключения цементирования, ОЗЦ, срезки ствола. Актуально при бурении горизонтальных скважин, которых 8 на данном месторождении из 45.
Приобретение и работа в программе OPEN Wells позволяет ежемесячно проводить анализ поломок бурового оборудования.	Данный анализ позволяет оптимизировать затраты на приобретение запасных частей, максимизировать продолжительность работ механизмов, сделать более точным учет расходных

	материалов. В результате выдаются рекомендации по оптимизации ремонтных работ.
Перевод энергообеспечения буровой с дизельгенераторного обеспечения на снабжение от электросети	Позволяет снизить затраты на потребленный киловатт электроэнергии.
Мобилизация/демобилизация: снижение затрат на транспорт, посредством включения в карту завоза только водного и авто транспорта.	Исключение авиатранспорта в зимнее время года.
Снижение затрат по статье «Освоение скважин» возможно за счет: сокращения количества СПО, использования высококачественных снарядов для перфорации, оптимизации работы геофизиков (снижение простоев).	Перфорация с применением высококачественных снарядов производится за одно СПО в один интервал; время освоения сокращается на 6 часов. Стоимость бригада/час освоения составляет 7 200 руб. Получаем экономию в сумме: $7\ 200 * 6 = 43\ 200$ руб.

Внедрение вышеуказанных мероприятий позволит компании ЗАО «ССК»:

1) снизить затраты на строительство скважины на 6 156 892 руб. или 19%;

$(32\ 795\ 136 - 545\ 333 - 121\ 302 - 1\ 344\ 229 - 1\ 204\ 981 - 2\ 898\ 678 - 43\ 200 = 26\ 638\ 244$ руб.

$32\ 795\ 136 - 26\ 638\ 244 = 6\ 156\ 892$ руб. или 19%);

Таким образом экономия составит на этапе:

а) бурения скважины – 6 113 692 руб. или 19,7%;

б) освоения скважины – 43 200 руб. или 2,5%;

в) движка - 201 661 руб. или 33%.

2) сократить длительность цикла строительства скважин на 9%

$(696 - 8 - 20 - 24 - 4 - 6 = 634$ ч.

$696 - 634 = 62$ ч. или 9%);

3) увеличить размер прибыли на 5 059 334 руб. при условии согласования с заказчиком плановой сметной стоимости строительства

скважины с учетом плановых накоплений и накладных расходов и без учета освоения в размере 35 839 048 руб.

26 681 444 руб. - стоимость строительства скважины после внедрения мероприятий без учета освоения;

30 779 714 руб. – стоимость строительства скважины с учетом накладных расходов (12%) и плановых накоплений (3%).

$35\ 839\ 048 - 30\ 779\ 714 = 5\ 059\ 334$ руб. – внутренний резерв предприятия или сумма увеличения прибыли компании.

Внедрение мероприятий по повышению эффективности буровой компании применимо к практике бурения аналогичных скважин в аналогичном регионе и имеет стратегическое значение для акционеров компании, поскольку существенно улучшает финансово-экономические показатели компании, способствует стабильности бизнеса, повышая, тем самым, его инвестиционную привлекательность.

4. Корпоративная и социальная ответственность компании ЗАО «Сибирская Сервисная Компания»

4.1 Факторы внутренней социальной ответственности ЗАО «Сибирская Сервисная Компания»

Начнем с того, что КСО заключается в выполнении различных социальных обязательств компанией, предписанных законом, а также готовность нести расходы на данные обязательства.

Также, КСО заключается в готовности нести добровольные необязательные расходы на социальные нужды, которые не предусмотрены иным законодательством, исходя из моральных и этических соображений компании.

КСО делится на внутреннюю и внешнюю социальную ответственность.

Внутренняя социальная ответственность заключается в реализации мероприятий направленных на своих сотрудников. К ним относят: безопасность и охрана труда, обучающие программы, льготы и гарантии работникам, медицинское и социальное страхование и т.д.

К внешней социальной ответственности относят: выпуск качественной продукции, участие в экологических программах государства или региона, корпоративная благотворительность и т.д.

Наиболее распространенные в научной литературе составляющие КСО являются:

- экономическая составляющая, которая предполагает оптимальное использование ресурсов и эффективное применение производства предприятия, также удовлетворение потребностей потребителей и извлечение прибыли;

- со
циальная составляющая, которая направлена, в первую очередь, на самого

сотрудника и его благосостояние, ориентирована на сохранение стабильности социальных и культурных систем компании.

— ЭК
ологическая составляющая, которая направлена на сохранение и адаптацию к изменениям экосистем, вызванными производственными показателями, также направлена на создание экологически приемлемой продукции, минимизацию и уничтожение отходов.

ЗАО «ССК» практически в полной мере реализуют мероприятия по КСО.

Здесь большое внимание уделяют вопросам развития персонала и подготовке молодых специалистов. Среди основных ежегодно проводимых мероприятий по развитию и поддержке специалистов в компании осуществляются следующие: программа наставничества, карьерное планирование, программа адаптации специалистов, повышение квалификации, научно-технические конференции.

Следует отметить, что все обязательства компании перед сотрудниками закреплены в коллективном договоре, который предоставляет работникам социальные льготы и гарантии.

Коллективный договор предусматривает несколько пунктов, таких как льготы и гарантии работникам, социальную защиту молодых специалистов и поддержку ветеранов и пенсионеров.

В компании предусмотрены разные мероприятия, входящие в экономическую составляющую КСО. Данные мероприятия направлены на оплату аренды жилья для молодых специалистов (в размере 50 % от стоимости всей аренды), доплата за наставничество за каждого молодого специалиста (в размере 10 % от оклада наставника), также по всей организации, включая все филиалы, были увеличены размеры выплат материальной помощи женщинам по уходу за ребенком до трех лет, для ритуальных расходов, связанных со смертью сотрудника, также данная

компания производит выплаты многодетным семьям и неполным семьям, детям-сиротам.

Для поддержки молодых специалистов компания предлагает социальную систему, которая включает корпоративный пакет и компенсационный пакет.

Корпоративный пакет состоит из дополнительных льгот и социальных гарантий, которые компания предлагает сотрудникам в добровольном порядке.

Он включает в себя: добровольное медицинское страхование и корпоративные мероприятия (конференции, семинары, программы выходного дня).

Компенсационный пакет состоит из выплат за пользование имущества сотрудника (аренда жилья) и за услуги в связи с производственной необходимостью.

Данный пакет включает в себя:

- форменная одежда (выдается работнику для постоянного пользования);
- командировочные расходы;
- проезд (в случаях производственной необходимости имеет право использовать такси до необходимого пункта).

К социальной составляющей КСО данной компании можно отнести ряд мероприятий связанных с профессиональными конкурсами. Буровые бригады ЗАО «ССК» принимают активное участие в конкурсах «Лучший по профессии» и показывают там высокие результаты. Победителей ждет премирование, что для рабочих нефтепромысла является приоритетным видом стимулирования. Ежемесячно на предприятии подводятся итоги производственных соревнований, где выявляется бригада, показавшая лучшие производственные показатели за месяц. По итогам этих

соревнований работникам, занявшим призовые места, выплачиваются премиальные.

В компании приветствуются встречи всех сотрудников в дни профессиональных праздников: День нефтяной и газовой промышленности, день геолога, день рождения компании и самого филиала, а также в канун Нового года, дня защитника Отечества и международного женского дня.

Также компания предоставляет оплату расходов на санitarно-курортное лечение сотрудников и их семей, приобретает подарки для детей работников к Новогодним праздникам и школьные комплекты для первоклассников.

Данная компания выполняет обязательства по созданию безопасных условий труда, в соответствии с международным стандартом OHSAS 18001 разработана «Программа компании в области промышленной безопасности и охраны труда по недопущению травм, снижению риска, аварийности и внеплановых потерь». Данная программа направлена на сохранение жизни и здоровья работников, снижение аварий, повышение безопасности работы на оборудовании и улучшение противопожарного состояния объектов.

Рассматривая внешнюю социальную ответственность, можно выделить несколько целей, которыми руководствуется компания:

- рациональное использование природных ресурсов, минимизация потерь нефти и газа;
- повышение эффективности контроля соблюдения требований промышленной и экологической безопасности на производственных объектах;
- обеспечения надежной и безаварийной работы технологического оборудования;
- улучшение методов диагностики оборудования;
- сокращение негативного воздействия на окружающую среду за счет внедрения технологий, оборудования, материалов и повышения автоматизации процесса.

На данный момент в компании реализуется «Экологическая программа» созданная в 2016 году и рассчитанная на период 2016-2020 годы, которая призвана поддерживать состояние окружающей среды региона деятельности компании на нормативно допустимом уровне, соответствующем потенциальным возможностям самовосстановления природных экосистем.

Для того, чтобы предприятию укрепить свои лидирующие позиции среди сервисных компаний, которые оказывают услуги по бурению и ремонту скважин, в области безопасного персонала и охраны окружающей среды, ЗАО «ССК» принимает на себя следующие обязательства:

- Последовательно снижать негативное воздействие на окружающую среду, принимая своевременные меры по предупреждению загрязнения эффективно реагируя на чрезвычайные ситуации во всех районах деятельности компании;

- Планировать и осуществлять производственную деятельность с минимальными рисками для здоровья работников компании;

- Выполнять требования действующего законодательства, стандартов и норм и правил Российской Федерации в области промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды;

- Улучшать деятельность в области экологической промышленной безопасности, при этом улучшая систему управления, обучения и мотивирования персонала;

- Учитывать в своей деятельности интересы своего персонала, населения и других внешних заинтересованных сторон, связанных с охраной здоровья и сохранением окружающей среды.

ЗАО «ССК» каждый год в день Нефтяника проводит «Экологические субботники», т.к. для компании экологическая безопасность является важным критерием, при этом все сотрудники выходят на работу и совместно убирают территорию предприятия.

4.2 Факторы внешней социальной ответственности ЗАО «Сибирская Сервисная Компания»

Фактически со дня своего основания ЗАО «ССК» четко занимает позицию социально ответственного предприятия, реализуя соответствующую политику, включающую в себя образовательные программы для молодых специалистов, их участие в научных исследованиях, научно - технических конференциях и инновационных конкурсах, проведение конкурсов профессионального мастерства, постоянную заботу о кадровом резерве. Забота о семьях и детях работников, материальная помощь, санаторно-курортное лечение - важные направления в реализации социальной политики ССК. Перечень санаториев Черноморского побережья Кавказа, Алтая, Татарстана, Башкортостана и других регионов, где отдыхают и проходят оздоровление работники ССК, два года назад пополнился домами отдыха Крыма. А школьники из крымского Судака - приезжают «с ответным визитом» в златоглавую столицу на великолепные экскурсии.

Есть в компании добрая традиция - в честь своего профессионального праздника оказывать благотворительную помощь различным учреждениям, занимающимся лечением и образованием детей и взрослых, - домам инвалидов, реабилитационным центрам, детским спортивным школам, больницам.

ССК участвовала в финансировании обучения туркменских студентов-нефтяников в Тюменском государственном нефтегазовом университете (первый выпуск состоялся в 2013 г.).

Сегодня, благодаря Сибирской Сервисной Компании, и у крымских студентов появилась замечательная возможность получить высшее образование в ТГНУ. С ребятами заключены ученические договоры, предусматривающие единовременное денежное пособие, ноутбук, дополнительную стипендию, оплату дважды в год авиаперелетов, индивидуальное материальное стимулирование за высокие показатели в

учебе и гарантию трудоустройства. Возможностям, которые предоставляет программа «Крымский студент», рады и сами студенты, и их родители. Нет сомнений, что ее по достоинству оценят и работодатели будущих выпускников.

4.3 Анализ эффективности программы КСО в ЗАО «ССК»

Одной из главных задач при анализе эффективности программы КСО является оценка соответствия программы основным стейкхолдерам данного предприятия.

К стейкхолдерам компания относит организации, которые оказывают влияние на деятельность компании или перед которыми у данного предприятия имеются обязательства.

Стейкхолдеры могут оказывать как прямое, так и косвенное влияние на компанию.

К внутренним стейкхолдерам ЗАО «ССК» относят акционеров и инвесторов, потребителей и сотрудников, деловых партнеров и органов государственной власти. Данные стейкхолдеры оказывают существенное влияние на деятельность предприятия и интересы, которых существенно затрагивает деятельность предприятия (таблица 4.1).

К косвенным стейкхолдерам НФ АО «ССК» относят средства массовой информации, учреждения среднего и высшего профессионального образования, различные общественные организации и местные сообщества (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Стейкхолдеры ЗАО «ССК»

Прямые стейкхолдеры	Косвенные стейкхолдеры
Сотрудники компании	Федеральные, региональные и местные СМИ
Потребители: - клиенты АЗС, - потребители химической;	Общественные организации: - Российский союз промышленников и предпринимателей;

нефтяной, кабельной продукции; - нефтеперерабатывающие заводы.	- Союз нефтегазопромышленников России;
Деловые партнеры: - подрядные организации; - поставщики.	Профильные учреждения среднего и высшего профессионального образования
Акционеры и инвесторы	Местные сообщества: - Учреждения культуры; - Медицинские учреждения; - Спортивные учреждения.
Органы государственной власти: - Федеральные органы гос.власти; - Региональные органы гос.власти; - Администрации муниципальных образований.	Инвестиционно-аналитические рейтинговые компании и агентства.

ЗАО «ССК» понимает, что успешная работа во много зависит от отношения с прямыми стейкхолдерами, поэтому компания активно ведет диалог с заинтересованными ей сторонами. Например, компания обеспечивает достойный уровень жизни для сотрудников, предоставляется возможность карьерного роста и безопасность рабочих мест.

Для своих потребителей предоставляет качественные услуги, достоверную информацию о работе предприятия и стремится улучшить качество предоставляемых услуг.

Что касается партнеров компании, то ЗАО «ССК» предоставляет возможность своевременного выполнения договорных условий, честную конкуренцию и взаимовыгодное сотрудничество.

Также компания, поддерживает отношения с косвенными стейкхолдерами, например, набор студентов на производственные практики. ЗАО «ССК» уделяет большое внимание молодым специалистам, приходящим после вуза и прошедших производственные практики в самой компании. Также компания активно ведет рекламную деятельность при помощи СМИ, пресс-конференций, публикаций, опросов, буклетов и

интернет-портала. В данной компании реализуют мероприятие, направленное на улучшение рекламной деятельности за счет SMM-продвижения, как сообщество, в социальных сетях. Это мероприятие охватывает широкий спектр потенциальных соискателей на вакантные должности, дает возможность формировать бренд-компания и является дополнительным каналом для установления коммуникаций среди работников всей компании. Данное мероприятие реализуется путем создания интернет-страницы, либо интернет-группы на современных интернет-порталах.

Определение структуры программ КСО в данной организации производится путем выбора программ и выбора стейкхолдеров, на которых будут направленные программы. Полученные данные структуры программ КСО представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Структура программ КСО ЗАО «ССК»

Наименование мероприятия	Элемент	Стейкхолдеры	Срок и реализации мероприятия	Ожидаемый результат от реализации мероприятия
Внутренние корпоративные мероприятия: день нефтяника, день геолога, Новый год и т.д	Социальные инвестиции	Сотрудники, клиенты и местное сообщество	1 раз в год	Имиджевые мероприятия, которые потенциально расширяют как клиентскую базу, так и приток рабочих кадров, также способствуют укреплению отношений внутри коллектива.
Экологическая программа, включающая экологический субботник	Корпоративное волонтерство и социальные инвестиции	Сотрудники, местные сообщества, органы гос.власти	1 раз в год/ 1 раз в 3 месяца	Состояние окружающей среды региона деятельности компании на нормативно

				допустимом уровне, а также чистота на территории самой компании
Благотворительные пожертвования	Благотворительные пожертвования	Местные сообщества	1 раз в год	Имиджевое мероприятие, для привлечения партнеров и инвесторов, а также для упоминания в СМИ
Набор персонала, повышение квалификации	Денежные гранты	Сотрудники, профильные учреждения, СМИ	В зависимости от ситуации в компании и на рынке	Улучшение качества и количества производства в компании
Санаторно-курортное лечение, спортивные соревнования, медицинское страхование, наставничество	Социальные инвестиции	Сотрудники	1 раз в год	Улучшение жизни для сотрудников, а также привлечение рабочей силы.

4.4 Затраты на проведение программ КСО

Экономические затраты, связанные с набором персонала, обходятся компании в 250 000 рублей в год. Данные мероприятия связаны с работой СМИ и Интернет-порталом.

Экономические затраты компании на реализацию мероприятия, связанного с наставничеством молодых специалистов ежегодно составляют 900 000 рублей. Оклад сотрудника примерно 15 000 рублей, на одного наставника приходится два молодых специалиста, соответственно, на одного наставника доплата ежемесячно 3 000 рублей. На данный момент в организации трудятся 50 молодых специалистов, таким образом,

ежемесячные затраты компании на проведения наставничества составляют 75 000 рублей.

Заинтересовать сотрудников компания повышает за счет изменения величины заработной платы, за период с 2015 по 2017 год компания увеличила размер оклада на 12 %, что является существенной надбавкой постоянной части заработной платы. Также компания, для улучшений условий работы сотрудников, проводит мероприятия, такие как: оплата услуг медицинского страхования (ежегодно компания тратит 3 350 000 рублей), существенной части расходов на санаторно-курортное лечение (1750 000 рублей в год на 50 путевок в санатории), приобретения подарков для детей работников к Новогодним праздникам и школьные комплекты для первоклассников.

Также каждый год компания готовит сотрудников для переподготовки и повышения квалификации. Затраты на обучение и повышение квалификации сотрудников составляют 7 млн. руб.

В таблице 4.3 приведены затраты на мероприятия КСО на планируемый период 2017 года.

Таблица 4.3 – Экономические затраты на мероприятия КСО

	Мероприятия	Ед измерения	ена	Стоимост ь реализации на планируемый период
	Внутренние корпоративные мероприятия	мл н. руб.		4
	Набор персонала (реклама)	мл н. руб.		0,25
	Наставничество МС	мл н. руб.	,075	0,9
	Благотворительные пожертвования	мл н. руб.	,2	1
	Корпоративные подарки к праздникам	мл н. руб.		2,5
	Медицинское страхование	мл н. руб.	,03	3,35
	Спортивные соревнования	мл н. руб.	,25	2,75
	Санаторно-курортное лечение	мл н. руб.	,035	1,75

	Повышение квалификации и переподготовка сотрудников	мл н. руб.	,05	7
0	Охрана окружающей среды	мл н. руб.		1,5
1	Итого:	мл н. руб.		25

Каждый год компания тратит миллионы рублей для проведения мероприятий КСО, чтобы улучшить работу и жизнь своих сотрудников.

4.5 Оценка эффективности программ и выработка рекомендаций

Составление и разработка социальных программ предполагает обязательный порядок их оценивания для обеспечения качественного контроля и фиксации выполненных результатов. Компания ЗАО «ССК» имеет довольно высокий уровень среди сервисных нефтегазовых предприятий. Компания реализуют различные мероприятия, направленные на улучшение условий труда работников, обеспечение охраны труда и промышленной безопасности на предприятии, что способствует созданию комфортных условий для работников компании.

Внешняя социальная ответственность компании развита достаточно хорошо. Компания уделяет достаточно внимание экологии, сюда относятся осуществление природоохранных мероприятий и различных экологических проектов, соответствие законодательным нормам, внедрение систем экологического менеджмента, рекультивация нарушенных земель после пробуренных скважин.

Компания, активно вкладывает средства на социальную поддержку своих работников и членов его семьи. Ведёт активную работу внутри компании с молодыми специалистами. Молодые специалисты в жизни Сибирской Сервисной Компании играют важную и активную роль. Именно они являются той жизненной силой, тем потоком энергии, который заставляет предприятие двигаться вперед. Очень многие инициативы и предложения по улучшению производственной, научной, общественной и

творческой деятельности ССК исходит именно от них. оказывает благотворительную помощь различным учреждениям, занимающимся лечением и образованием детей и взрослых, - домам инвалидов, реабилитационным центрам, детским спортивным школам, больницам. ССК участвовала в финансировании обучения туркменских студентов-нефтяников в Тюменском государственном нефтегазовом университете.

Компании выгодно вкладывать средства и развивать КСО, так как в привлечение квалифицированных работников и молодых специалистов компания заинтересована в первую очередь, ведь именно им предстоит реализовывать перспективные планы компании во всех регионах.

Заключение

Нефть является одним из основных ресурсов, необходимых человеку. Уже на протяжении многих тысячелетий человечество использует нефть в разных сферах деятельности. И, не смотря на то, что ученые неустанно работают над разработкой новых энергетических технологий, нефть все равно остается незаменимым продуктом в области энергетики, в первую очередь. Однако, запасы этого «черного золота» истощаются несказанно быстро. Практически все гигантские месторождения давно уже найдены и разработаны, таковых практически не осталось. Стоит отметить, что с начала текущего столетия еще не было найдено ни одного крупного нефтяного месторождения, как Самотлор, Аль-Гавар или Прудо-Бей. Этот факт является свидетельством того, что человечество уже израсходовала самую большую часть нефтяных залежей. В связи с этим, вопрос о добыче нефти с каждым годом становится все острее и актуальнее, особенно для Российской Федерации, которая по объему мощности своего сектора в нефтеперерабатывающей области среди всех стран в мире находится на третьем месте, пропустив вперед Китай и США.

Таким образом, российская власть прилагает максимум усилий для того, чтобы поддержать объемы нефтедобычи, тем самым сохранив влияние государства на мировом рынке. Согласно аналитическим прогнозам, в скором будущем лидерство в области нефтедобычи перейдет к Канаде, Бразилии и США, что является неутешительным для РФ. С 2008 года в стране наблюдается отрицательная динамика в добыче этого ресурса. По данным Министерства энергетики по состоянию на 2010 год добыча нефти в государстве составляла 10,1 млн бар., однако к 2020 году, если ничего не изменится, добыча упадет до 7,7 млн бар.

Ситуацию может изменить только принятие кардинальных мер в политике нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отрасли. Однако, эти все статистики и показатели не являются свидетельством того, что запасы

нефти и вовсе заканчиваются. Это говорит о том что теперь большую часть составляют трудноизвлекаемые запасы нефти. По подсчетам Минэнерго, общее количество таких нефтяных залежей на территории России составляют порядка 5-6 миллиардов тонн, что в процентном соотношении составляет 50-60% от общего объема. Таким образом, трудноизвлекаемая нефть является хорошим решением проблемы, которая заключается в сохранении необходимых объемов добычи нефти. Таким образом, добыча трудноизвлекаемой нефти является вынужденной мерой.

Трудноизвлекаемыми запасами нефти называются нефтяные залежи, для которых характерны неблагоприятные условия для добычи данного ресурса, а также неблагоприятные физические свойства. Кроме этого, к данному типу нефтяных залежей также относятся и те, которые располагаются в шельфовой зоне, в месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, а также высоковязкая нефть. Хорошим примером добычи высоковязкой нефти является разработка Ямало-Немецкого месторождения, которое имеет особенности, способствующие застыванию нефти не только на морозе, но и при плюсовой температуре.

Абсолютно все залежи трудноизвлекаемой нефти подразделяются на две категории:

1. Залежи, характеризующиеся низкой проницаемостью пластов. К таким относятся плотные песчаники, сланцы, баженовская свита;
2. Высоковязкая и тяжелая нефть – природные битумы, нефтяные пески.

Стоит отметить, что нефть, относящаяся к первой группе по своим качественным характеристикам вполне сопоставима с той нефтью, которая добыта традиционным способом.

Учитывая трудности во время добычи такой нефти, стоит отметить, что обычные методы разработки таких месторождений будут неэффективными. В связи с этим, применяются совершенно иные технологии, требующие соответствующих затрат. На протяжении нескольких

лет специалисты изучают залежи трудноизвлекаемой нефти и разрабатывают подходящие, и в то же время относительно бюджетные, способы ее добычи.

Таким образом, стоит отметить, что трудноизвлекаемая нефть является важным ресурсом, добыча которого позволит поддерживать добычу необходимых объемов нефти. Однако, для ее извлечения следует применять принципиально другие методы, существенно отличающиеся от добычи нефти из традиционных залежей. Это, в свою очередь, влечет за собой дополнительные финансовые растраты. В связи с этим, конечная стоимость добытой трудноизвлекаемой нефти составит порядка 20 долларов за 1 баррель, в то время, как стоимость 1 барреля традиционной нефти составляет 3-7 долларов. Специалисты продолжают работать над новыми технологиями, которые позволят добывать трудноизвлекаемую нефть с минимальными затратами.

Список использованных источников

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. №1715-р «Энергетической стратегии России на период до 2030 г.».
2. Авраменко М. Нефтегазовый сервис в начале пути // Континент Сибирь. Красноярск. № 39 (561), 01. 07. 2011.
3. Александров В. Готовность номер один. Нефтегазовый сервис восстанавливает свой докризисный потенциал // Нефть России. Нефтяной сервис. - 2011. - № 1 (8). - С. 18-21.
4. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В., Чертенков М. В. Физико-химические технологии для увеличения нефтеотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // В сборнике: Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа Материалы 7-ой Всероссийской научно-практической конференции [Электронный ресурс]. 2016. С. 2–7.
5. АльМалави А. М., Альвард А. А. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти юрских отложений Западной Сибири (ХМАО) бурением горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле — 2017 сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. 2017. С. 12–15.
6. Баскаев К. Бурная работа. Нефтегазовый сервис пострадал от финансового кризиса не так сильно, как опасались игроки рынка // Нефть России. Нефтяной сервис. - 2010. - № 1 (7). - С. 16-22.3. Был ли Апокалипсис? Отечественный нефтегазовый сервис быстро восстанавливается после глобального финансово-экономического кризиса // Нефть России. Нефтяной сервис. -2011. - № 1 (8). - С. 6-9.
7. Гилязов Т. Ф. Методологические подходы к решению организационно-экономических проблем повышения нефтеотдачи пластов на предприятиях нефтедобывающего комплекса. Автореф. дисс. на соиск. уч.

степ. канд. эк. наук. М.: Московский государственный областной университет, 2010.

8. Гуторов Ю. А. Современные тенденции и перспективы организации сервисных услуг в области нефтегазовых технологий // Нефтяная провинция. 2016. № 3. С. 157–165.

9. Денисенкова Е. Ю. Особенности учета и анализа затрат нефтедобывающих предприятий // Молодой ученый. — 2015. — №23. — С. 525-528.

10. Дудырева Н.В. Исследование отрасли нефтесервисных услуг в России. Сервис. - М.:Республика, 2009. - С. 180-210.

11. Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов //Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых [сайт]. URL: http://www.gkz-rf.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=189:2014-04-30-12-17-36&catid=53:docsuvs&Itemid=70 (дата обращения 20.12.2017).

12. Конторович А.Э. Геотехнология разработки месторождений нефти и газа / Конторович А.Э., Ермилов О.М., Лапердин А.Н.// Вестник Российской Академии наук, 2013, том.83, №9, -С. 788-799.

13. Кротков Г. И. Принципы и предпосылки формирования нефтегазодобывающего кластера фирменного обслуживания. // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, 2011, № 10, С. 22-29.

14. Лавровский И.К. Будущее нефтяных компаний // Нефть России. №10, 2009.

15. Латышев Д. Ю. Развитие нефтяного комплекса России при переходе на эффективную систему контроля за разработкой запасов. Автореф. дисс.... на соиск. уч. степ. канд. эк. наук. СПб.: Санкт-Петербургский государственный университет экономики и финансов, 2010.

16. Логинова Е. Проблемы отраслей, обеспечивающих нефтегазовый комплекс. Режим доступа: <http://www.gosbook.ru/node/7518> (дата обращения 10.12.2017).

17. Мацко Н. А., Харитонов М. Ю. Тенденции нефтяного рынка // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2016. № 7. С. 61–70.

18. Мягких М.А. Необходимость полноты учета затрат на разведку, разработку и эксплуатацию нефтяных месторождений / М. А. Мягких // Аудит и финансовый анализ. — 2011 г. — № 5. — С.143–152

19. Никулина А. Ю. Иностраные инвестиции в нефтегазовую отрасль России в условиях санкций со стороны Европейского Союза // В сборнике: Арктика: история и современность труды международной научной конференции. 2016. С. 490–498.

20. Официальный сайт ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» [Электронный ресурс] - URL www.sibserv.com (дата обращения 9.12.2017).

21. Петраков А.М. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук «Научно методические основы применения технологий адресного воздействия для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти (на примере месторождений Западной Сибири)». Москва, 2010.

22. Полукеев С.М. Стабилизация добычи нефти в Югре за счет трудноизвлекаемых запасов- миф или реальность? / Полукеев С.М., Шпильман А.В., Кузьмин Ю.А., Коркунов В.В., Новиков М.В., Кузьменков С.Г. //Недропользование XXI век, 2013, № 10, -С.12-19 104

23. Попов И.П. Обоснование фильтрационно-емкостных модели юрских залежей и формирования трудноизвлекаемых запасов (на примере месторождений Западной Сибири) / Попов И.П., Попов А.И., Лесной А.Н. //Известия вузов, Нефть и газ, 2010, № 10, -С. 24-28.

24. Пуртова И.П. Анализ эффективности систем разработки юрских залежей / Пуртова И.П., Тимчук А.С., Шпуров И.В. // Нефтегазовая вертикаль, 2010. - С. 61-64.

25. Романчев М.А. Предварительные результаты комплексного решения задач разработки юрских отложений месторождения с

трудноизвлекаемыми запасами нефти / Романчев М.А., Черных Д.Г., Кириллов А.И., Зеленев И.А., Накрайников А.А. //Нефтяное хозяйство, 2013, № 10, с. 66-69

26. Рыжова А. В. Британские инвестиции в нефтегазовую отрасль России: ретроспективный анализ и современность. Автореф. дисс.... на соиск. уч. степ. канд. эк. наук. СПб.: Санкт-Петербургский государственный университет экономики и финансов, 2010.

27. Савостьянов Н.А., Лаптев В.В. О государственной политике России в сфере нефтегазового сервиса // Геология нефти и газа. №2, 2011.

28. Самсонов К. Ю., Шевелев А. П. Методика определения технических параметров ограничения водопритока // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016. Т. 2. № 2. С. 121–130.

29. Семенова Н.В. Диплом на соискание степени Магистр нефтегазового дела. М.: Российский Государственный Университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010 год, на правах рукописи.

30. Сергеев И. Б., Шкатов М. Ю., Сираев А. М. Нефтегазовые сервисные компании и их инновационное развитие // Фадеев А. М., Ларичкин Ф. Д. Стратегические приоритеты устойчивого развития сервисных услуг при освоении шельфовых месторождений // Записки Горного института. - 2011. - Т. 191. - С. 197-204.

31. Тирон Д.В., Павловская А.В. Проблемы развития нефтегазового сервиса. Социально-экономические проблемы развития предприятий и регионов: сборник статей 13-ой Международной научно-практической конференции. - Пенза: Приволжский Дом знаний, 2011. - С. 114-117.

32. Тюленев И.В. Развитие нефтегазового сервиса в России в контексте мирового опыта. Автореф. дис. на соискание уч. ст. к.э.н. М., 2011.

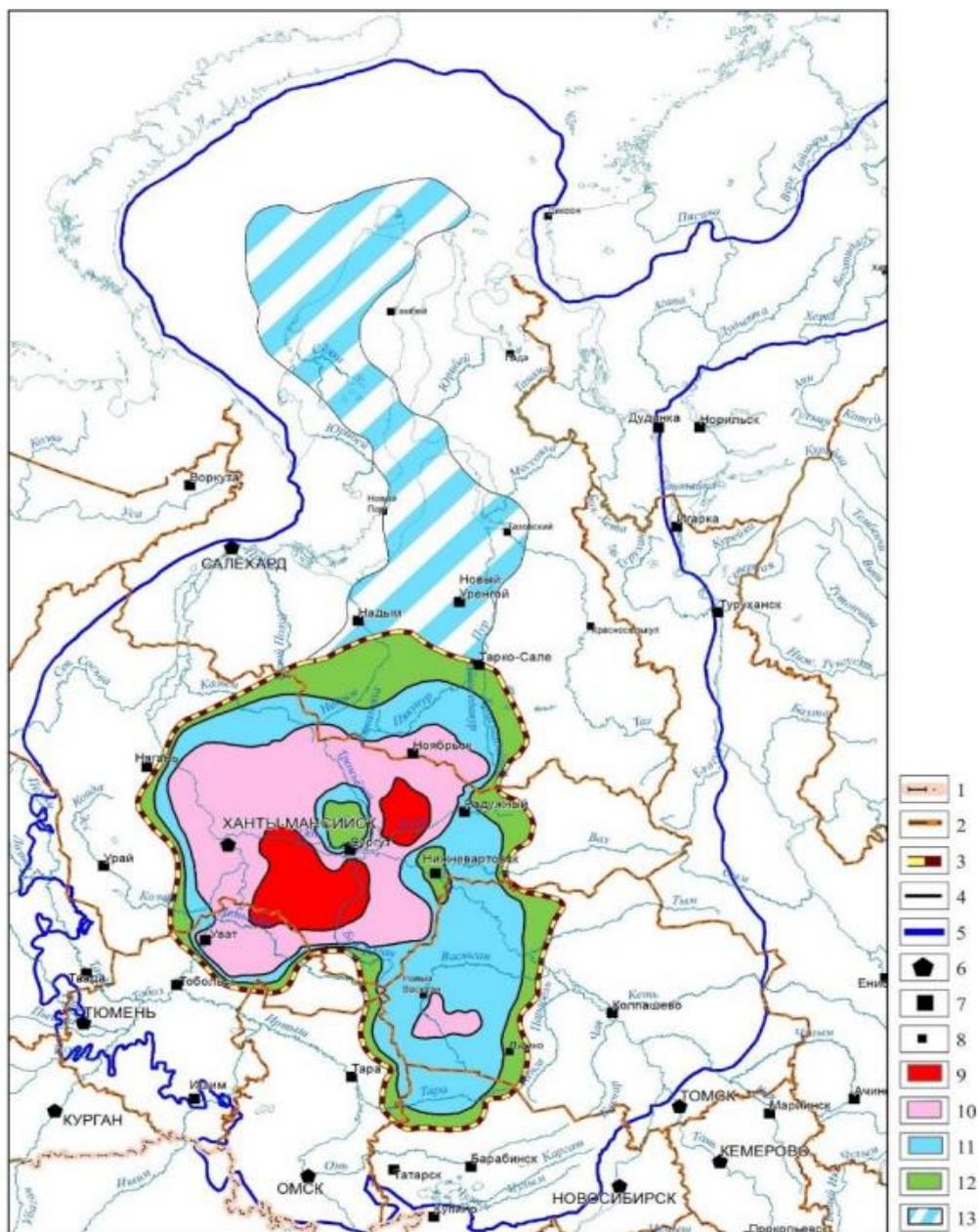
33. Ушакова Е. В., Шамина Л. К. Роль государства в развитии инновационного потенциала в Российской Федерации и за рубежом // Экономика и экологический менеджмент. - 2011. - № 2. - С. 266-273.

34. Фадеев А. М., Ларичкин Ф. Д. Стратегические приоритеты устойчивого развития сервисных услуг при освоении шельфовых месторождений // Записки Горного института. - 2011. - Т. 191. - С. 293-301.
35. Фадеев А. М., Череповицын А. Е., Ларичкин Ф. Д. Зарубежный опыт освоения углеводородных ресурсов Арктического континентального шельфа // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. - 2011. - Т. 13, № 11. - С. 79-89.
36. Шаргородская В. В. Экономическая эффективность освоения центров нефтегазодобычи в России // Вестник магистратуры. 2017. № 1–3 (64). С. 98–101.
37. Шаталов Д. А., Небогин Д. А., Семенов Д. А. и др. Совершенствование нефтегазового сервиса на месторождениях Западной Сибири. // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, 2011, № 8, С. 4-7.
38. Шмаль Г.И. Проблемы при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти в России и пути их решения. Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 1. С. 256-260.
39. Шпуров И. Новая классификация запасов углеводородов – средство регулирования инновационного процесса в ТЭК // Нефтегазовая Вертикаль. – 2014. – № 16. – С. 54, 46–56.
40. Щербакова А. С. Повышение эффективности трудноизвлекаемых запасов из скважин сложного профиля // Молодой ученый. — 2017. — №34. — С. 9-12. — URL <https://moluch.ru/archive/168/45450/> (дата обращения: 21.12.2017).
41. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. [Электронный ресурс]. // Министерство энергетики Российской Федерации [сайт]. URL: <http://minenergo.gov.ru/aboutminen/energostrategy/> (дата обращения 20.12.2017).

42. Яценко И.Г. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и экологические последствия их добычи // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 1. – С. 30–35.

Приложение А

(справочное)



Границы: 1 – государственные, 2 – субъектов Российской Федерации, 3 – перспективных территорий, 4 – территорий с разной плотностью ресурсов, 5 – отложений баженовского горизонта; Населенные пункты: 6 – административный центр, 7 – город, 8 – поселок, село, деревня; Плотность геологических ресурсов углеводородов, тыс. т/км²: 9 - > 300, 10 - 100-300, 11 – 50-100, 12 – 30-50, 13 – территории с неясными перспективами, недостаточно изученные

Карта перспектив нефтегазоносности баженовского горизонта
Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции