

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

---

Институт – природных ресурсов

Специальность – 080502 «Экономика и управление на предприятии (нефтяной и газовой промышленности)»

Кафедра – экономика природных ресурсов

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

**Повышение экономической эффективности эксплуатации нефтедобывающих  
скважин**

УДК-622-276.6.013:621.243 (57116)

Студент

| Группа | ФИО                         | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------------|---------|------|
| 3-2Э00 | Антонов Константин Павлович |         |      |

Руководитель

| Должность          | ФИО                           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|--------------------|-------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент кафедры ЭПР | Слободян<br>Михаил Степанович | к.т.н.                    |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

по разделу «Социальная ответственность»

| Должность                     | ФИО                            | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------|--------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент кафедры менеджмента | Грахова Елена<br>Александровна |                           |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Зав. кафедрой                   | ФИО                        | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|---------------------------------|----------------------------|---------------------------|---------|------|
| экономики природных<br>ресурсов | Боярко Григорий<br>Юрьевич | д.э.н.                    |         |      |

Томск – 2016 г.

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

---

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

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой экономики  
природных ресурсов

\_\_\_\_\_ Г. Ю. Боярко

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

|                  |
|------------------|
| Дипломной работы |
|------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО                            |
|--------|--------------------------------|
| 3-2Э00 | Антонову Константину Павловичу |

Тема работы:

|                                                                            |                                |
|----------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| Повышение экономической эффективности эксплуатации нефтедобывающих скважин |                                |
| Утверждена приказом директора ИПР                                          | от 16 февраля 2016 г. № 1179/с |

|                                          |                |
|------------------------------------------|----------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 27 мая 2016 г. |
|------------------------------------------|----------------|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|                                                                               |                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|-------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Исходные данные к работе</b>                                               | <i>Материалы преддипломной практики, нормативно-правовые акты, учебная литература и периодические издания в области, интернет-ресурсы.</i>                                                                                                                          |
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> | <i>А) Изучить теоретические аспекты оценки эксплуатации нефтедобывающих скважин.<br/>Б) Провести анализ фонда нефтяных скважин на исследуемом предприятии.<br/>В) провести анализ методов стимулирования добычи нефти из нерентабельных скважин, сделать выводы</i> |

|                                                                                     |              |                                                            |      |
|-------------------------------------------------------------------------------------|--------------|------------------------------------------------------------|------|
| Перечень графического материала                                                     |              | Приложение А Определения минимального рентабельного дебита |      |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы                          |              |                                                            |      |
| Раздел                                                                              | Консультант  | Подпись                                                    | Дата |
| Социальная ответственность                                                          | Грахова Е.А. |                                                            |      |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:    |              |                                                            |      |
| Факторы эффективной эксплуатации нефтедобывающих скважин                            |              |                                                            |      |
| Анализ состояния эксплуатации нефтедобывающих скважин                               |              |                                                            |      |
| Методы повышения экономической эффективности эксплуатации низкорентабельных скважин |              |                                                            |      |
| Социальная ответственность                                                          |              |                                                            |      |

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

**Задание выдал руководитель**

|                    |                            |                               |                |             |
|--------------------|----------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Должность</b>   | <b>ФИО</b>                 | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| Доцент кафедры ЭПР | Слободян Михаил Степанович | К.Т.Н.                        |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |                             |                |             |
|---------------|-----------------------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                  | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 3-2Э00        | Антонов Константин Павлович |                |             |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| Группа | ФИО                         |
|--------|-----------------------------|
| 3-2Э00 | Антонов Константин Павлович |

| Институт            | ИПР | Кафедра                   | ЭПР                                                                       |
|---------------------|-----|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| Уровень образования |     | Направление/специальность | Экономика и управление на предприятии (нефтяной и газовой промышленности) |

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

- Положения и рекомендации по корпоративной и социальной ответственности используемые в российской практике
- Внутренняя документация предприятия, официальной информации различных источников, включая официальный сайт предприятия, отчеты

- официальный сайт ОАО «Томскнефть» ВНК <http://www.tomskneft.ru>;
- Коллективный договор предприятия на 2016 год;

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

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p><i>Анализ факторов внутренней социальной ответственности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– безопасность труда;</li> <li>– стабильность заработной платы;</li> <li>– поддержание социально значимой заработной платы;</li> <li>– дополнительное медицинское и социальное страхование сотрудников;</li> <li>– развитие человеческих ресурсов через обучающие программы и программы подготовки и повышения квалификации;</li> <li>– оказание помощи работникам в критических ситуациях.</li> </ul> | <p>Проанализировать в качестве внутренних факторов социальной ответственности предприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-оказание помощи пострадавшим в результате стихийных бедствий, экологических, промышленных или иных катастроф, социальных, национальных, религиозных конфликтов, а также жертвам репрессий, беженцам и вынужденным переселенцам,</li> <li>-соблюдение стандартов, выполнение требований российского законодательства, а также выполнение международных договоров Российской Федерации, по вопросам заработной платы, социального страхования, предоставление оплачиваемых отпусков, охраны труда и т.д.</li> <li>-содействие компании деятельности в сфере образования, науки, культуры, искусства, просвещения, а также духовному развитию личности.</li> </ul> |
| <p><i>Анализ факторов внешней социальной ответственности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– спонсорство и корпоративная благотворительность;</li> <li>– содействие охране окружающей среды;</li> <li>– взаимодействие с местным сообществом и местной властью;</li> <li>– готовность участвовать в кризисных ситуациях;</li> <li>– ответственность перед потребителями товаров и услуг (выпуск качественных товаров), и т.д.</li> </ul>                                                             | <p>Проанализировать в качестве внешних факторов корпоративной социальной ответственности ресурсов рассматриваемого предприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-спонсорство и корпоративную благотворительность;</li> <li>-взаимодействие с местным сообществом и местной властью.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| <p><i>1. Определение стейкхолдеров организации:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- внутренние и внешние стейкхолдеры организации;</li> <li>- краткое описание и анализ деятельности стейкхолдеров организации.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                            | <p>Определить стейкхолдеров рассматриваемого предприятия, дать краткое описание анализу их деятельности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-внешние (находятся внутри организации): поставщики, посредники, покупатели.</li> <li>-внутренние (за пределами предприятия): учредители, инвесторы, персонал.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| <p><i>2. Определение структуры программы КСО</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Наименование предприятия;</li> <li>- Элемент;</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | <p>Описать программы КСО предприятия и определить их структуру, направленность на различных стейкхолдеров</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |

|                                                                                                                              |                                                                                                   |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------|
| - Стейкхолдеры;<br>- Сроки реализации мероприятия;<br>- Ожидаемый результат от реализации мероприятия.                       |                                                                                                   |
| 3. Определение затрат на программы КСО<br>-расчет бюджета затрат на основании анализа структуры программы КСО                | Определить затраты предприятия по описанным ранее программам КСО на основе официальных источников |
| 4. Оценка эффективности программ и выработка рекомендаций                                                                    | Дать оценку эффективности программ предприятия                                                    |
| <b>Перечень графического материала:</b>                                                                                      |                                                                                                   |
| При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров) |                                                                                                   |

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

**Задание выдал консультант:**

| Должность                     | ФИО                         | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент кафедры менеджмента | Грахова Елена Александровна |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                         | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------------|---------|------|
| 3-2Э00 | Антонов Константин Павлович |         |      |

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

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

Форма представления работы:

|                  |
|------------------|
| Дипломная работа |
|------------------|

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

| Срок сдачи студентом выполненной работы: |                                                                                     | 27мая 2016 года           |
|------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|
| Дата контроля                            | Название раздела                                                                    | Максимальный балл раздела |
| 31.03.2016                               | Факторы эффективной эксплуатации нефтедобывающих скважин                            | 15                        |
| 13.04.2016                               | Анализ состояния эксплуатации нефтедобывающих скважин                               | 20                        |
| 25.04.2016                               | Методы повышения экономической эффективности эксплуатации низкорентабельных скважин | 20                        |
| 12.05.2016                               | Социальная ответственность                                                          | 20                        |
| 20.05.2016                               | Нормоконтроль (проверка соответствия оформления требованиям к ВКР)                  | 15                        |
| 25.05.2016                               | Предварительная защита                                                              | 10                        |
| 27.05.2016                               | Сдача готовой работы                                                                | Итого 100                 |

Составил преподаватель:

| Должность          | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|--------------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент кафедры ЭПР | Слободян Михаил Степанович | к.т.н.                 |         | 16.02.2016 |

**СОГЛАСОВАНО:**

| Зав. кафедрой                | ФИО          | Ученая степень, звание | подпись | Дата       |
|------------------------------|--------------|------------------------|---------|------------|
| экономики природных ресурсов | Боярко Г. Ю. | д.э.н.                 |         | 16.02.2016 |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованных источников и содержит 83 страницы, 10 рисунков, 11 таблиц, 41 источник, 1 приложение.

В последние годы заметно ухудшается состояние разрабатываемых нефтегазовых месторождений. На завершающих этапах разработки месторождений перед недропользователем встает вопрос об остановке нерентабельных скважин<sup>1</sup>. Поэтому данная дипломная работа освещает вопросы в области эффективной эксплуатации нерентабельного фонда скважин, для которого основной задачей является разработка определенного экономического режима стимулирования дальнейшей эксплуатации. При подготовке настоящей работы проанализированы вопросы создания экономических стимулов для реализации эффективной добычи нефти из низкорентабельных скважин, нормативно-правовая база, касающаяся вопросов их строительства, а также статьи публицистических изданий. Кроме того, использована информация и результаты анализа в процессе прохождения преддипломной практики.

В первой главе рассмотрены теоретические вопросы, касающиеся повышения эффективности эксплуатации нефтедобывающих скважин. Вторая глава посвящена анализу нефтедобывающего фонда скважин на примере предприятия Западной Сибири. Выявлены основные факторы, влияющие на динамику количественного изменения действующего и бездействующего фондов. В третьей главе определены механизмы стимулирования эксплуатации нерентабельных скважин.

---

<sup>1</sup> Максимов В.М. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи // Бурение и нефть. – 2011. – №2. – 68 с.

## Содержание

|                                                                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Введение.....                                                                                                    | 10 |
| 1 Факторы эффективной эксплуатации нефтедобывающих скважин .....                                                 | 13 |
| 1.1 Анализ состояния и использования фонда нефтяных скважин в России .....                                       | 13 |
| 1.2 Условия эксплуатации нефтедобывающих скважин на разных стадиях<br>жизненного цикла месторождения .....       | 17 |
| 1.3 Методика формирования затрат и себестоимости добычи нефти по<br>скважинам.....                               | 23 |
| 2 Анализ состояния эксплуатации нефтедобывающих скважин .....                                                    | 27 |
| 2.1 Анализ действующего фонда скважин на предприятии.....                                                        | 27 |
| 2.2 Обоснование минимального рентабельного дебита скважин.....                                                   | 31 |
| 2.3 Анализ налоговой нагрузки на низкорентабельные скважины .....                                                | 38 |
| 3 Методы стимулирования эксплуатации низкорентабельных скважин .....                                             | 42 |
| 3.1 Обоснование технологических решений по улучшению показателей добычи<br>нефти на исследуемом предприятии..... | 42 |
| 3.2 Методы государственного стимулирования эксплуатации маргинальных<br>скважин .....                            | 47 |
| 3.3 Механизм налогового стимулирования эксплуатации нерентабельных<br>скважин .....                              | 51 |
| 3.4 Эффективность применения специального налогового режима на<br>исследуемом предприятии .....                  | 59 |
| 4. Социальная ответственность на рассматриваемом предприятии .....                                               | 61 |
| 4.1 Факторы внутренней социальной ответственности .....                                                          | 61 |
| 4.2 Факторы внешней социальной ответственности.....                                                              | 63 |
| 4.3 Внутренние и внешние стейкхолдеры организации .....                                                          | 64 |
| 4.3 Краткое описание и анализ деятельности стейкхолдеров организации .....                                       | 67 |
| 4.3 Определение затрат на программы КСО.....                                                                     | 70 |
| 4.4 Оценка эффективности программ.....                                                                           | 71 |
| Заключение .....                                                                                                 | 72 |
| Список используемой литературы .....                                                                             | 74 |

|                                                                                                                                                                                 |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Приложение А Определение минимального рентабельного дебита до и после применения специального налогового режима для скважин, добывающих продукцию с обводненностью 90-98% ..... | 78 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|

## Введение

В наше время значительное количество месторождений находятся в разработке, которые отличаются друг от друга по своим геолого-геофизическим свойствам, что оказывает существенное влияние на экономические показатели и процесс разработки. Нефтедобывающие предприятия в большей степени заняты разработкой давно уже открытых месторождений со старым фондом скважин, который характеризуется значительным снижением уровня добычи нефти при росте ее обводненности, что приводит к нарастающему увеличению расходов на подготовку нефти к потребительскому виду и, соответственно, удорожанию добываемой продукции – нефти. Вновь открываемые месторождения вводятся в разработку значительно реже и слабо влияют на повышение экономических показателей отрасли<sup>2</sup>.

Число скважин с малыми дебитами постоянно увеличивается по мере истощения запасов разрабатываемой залежи, количество средне-высокодебитных скважин соответственно сокращается. Они уже не могут в полной мере перекрыть отрицательное влияние малодебитных нерентабельных скважин на производственные и экономические показатели деятельности нефтедобывающих предприятий, рентабельность которых сократилась до критического уровня.

Дополнительной причиной, обостряющей сложившуюся ситуацию, является уровень налогов в нефтедобывающей отрасли страны, которыми облагаются как прибыльные, так и нерентабельные скважины.

В таких условиях нефтедобывающим предприятиям приходится прекращать эксплуатацию нерентабельных скважин, что позволяет им снизить убытки и улучшить свое экономическое положение. Однако для государства это чревато тем, что прекращение эксплуатации нерентабельных скважин наносит ущерб государству по причине безвозвратных потерь в недрах

---

<sup>2</sup> Максимов В.М. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи // Бурение и нефть. – 2011. – №2. – 68 с.

невоспроизводимого углеводородного сырья, сокращения доходов бюджета, а также затрагивает и социальную сферу в связи с сокращением рабочих мест.

Вышеуказанные негативные факторы обострили проблему нерентабельных скважин, что предопределяет актуальность постановки задачи совершенствования методов экономического стимулирования добычи нефти из маргинальных скважин (скважин с низким уровнем дебита и высоким уровнем добываемой продукции).

В условиях современной рыночной экономики основной целью предприятий нефтедобывающего комплекса является извлечение максимальной прибыли. Данная цель позволяет продолжать эксплуатации нерентабельных скважин только в том случае, если они обеспечивают улучшение экономических результатов в целом по месторождению.

Поэтому появилась необходимость экономического обоснования проблемы добычи нефти из низкодебитных нерентабельных скважин.

Цель и задачи. Основная цель написания выпускной квалификационной работы – анализ экономической эффективности эксплуатации маргинальных нефтедобывающих скважин на примере предприятия Западной Сибири. Для достижения указанной цели в работе поставлены и решены следующие задачи:

- рассмотрены критерии эффективности эксплуатации нефтедобывающих скважин;
- проведен анализ действующего фонда скважин на исследуемом предприятии;
- изучен зарубежный опыт при эксплуатации маргинальных скважин;
- разработаны предложения по продлению эффективной эксплуатации маргинальных нефтедобывающих скважин.

Объект исследования. В качестве объекта исследования выбрана нефтедобывающая компания Западной Сибири, имеющая месторождения различных размеров по величине извлекаемых запасов со средней выработанностью 70%.

Предметом исследования являются вопросы создания экономических стимулов для продолжения эффективной добычи нефти из нерентабельных скважин организациями нефтедобывающей промышленности России.

## **1 Факторы эффективной эксплуатации нефтедобывающих скважин**

### **1.1 Анализ состояния и использования фонда нефтяных скважин в России**

Условия ведения хозяйства, основанные на рыночной экономике, в корне изменили положение топливно-энергетического комплекса и привело к изменению условий функционирования хозяйствующих субъектов. В ситуации, когда мировые рынки сырья формирует состояние отечественного нефтяного рынка, российским нефтедобывающим предприятиям приходится совершенствовать пути управления и регулирования процессами добычи нефти, основывающиеся на своевременном закрытии ненужных и неэффективно работающих производств высвобождении или перераспределении трудовых ресурсов. Нефтяные компании, испытывающие инвестиционные трудности, могут рассчитывать только на внутренние резервы. Опыт работы нефтегазодобывающих районов в условиях рыночной экономики отображает, что необходимый контроль за реализацией и регулированием работы месторождения является одним из важнейших инструментов управления нефтедобычи предприятия.

Использование нефтяных скважин осуществляется на фоне постоянного ухудшения структуры запасов. В разработку вводится большое число месторождений, которые содержат трудно извлекаемые запасы. В результате проведения исследований выявили, что перед большим количеством крупных отечественных ВИНК (вертикально интегрированных нефтяных компаний) стоит большая задача вовлечения в разработку трудно извлекаемых запасов, как правило вырабатываемых с темпом в 2-8 раз ниже активных, к чему приводит увеличение затрат во столько же добычу нефти и объективно определяет необходимость применения прогрессивной технологии современного оборудования для достижения нужного уровня рентабельности. Однако технологии, используемые в наше время не позволяют достичь уровня

продуктивности на скважинах такого как при использовании активных запасов<sup>3</sup>.

Из-за снижения уровня разработки, связанного с уменьшением запасов разрабатываемых месторождений, повышается число низкодебитных скважин и высокообводненных скважин. Работа на таких скважинах нуждается в высоких материальных затратах (больше всего на капитальный ремонт скважин), которые не восполняются объемами добываемой из них нефти. Вступление многих крупных месторождений в поздние этапы разработки сделало удельный вес малодебитных и высокообводненных скважин в общем фонде нефтяных скважин преобладающим.

Исходя из практического опыта зарубежных нефтедобывающих компаний, можем наблюдать несколько иную ситуацию – ситуацию благополучного функционирования малорентабельных скважин. Работа именно этих скважин обеспечивают около 30% добычи в таких странах как Канада и до 40 % в США. При этом разработку месторождений с высоким количеством малодебитных скважин осуществляют, как правило, малые и средние предприятия, благодаря проведению государством стимулирующей политики<sup>4</sup>.

Важным фактором выполнения высокого уровня производственных показателей, в том числе и на малорентабельных скважинах, является большое применение технологий, направленных на повышение уровня нефтеотдачи и эффективности разработки месторождений. К ним можно отнести такие задачи как глубокопроникающий гидроразрыв пласта, бурение горизонтальных стволов различные физико-химическое воздействие на призабойную зону пласта и др. Такие технологии разрешают получить достаточно отдачу с уже имеющихся производственных мощностей, чем при создании новых фондов, а также и увеличить уровень извлекаемых запасов на уже разбуренных площадях.

Нефтяные компании, которые стремятся выжить на рынке, пытаются

---

<sup>3</sup> Яценко И.Г., Полищук Ю.М., Козин Е.. Трудноизвлекаемые нефти: классификация и анализ качественных особенностей // Oil&Gas Journal – 2015. – №11. – с. 64-70.

<sup>4</sup> Cordes Jonn, An introduction to the taxation of mineral rents // The taxation of mineral Enterprises. – 2010. – №2 – с. 34-39.

достичь планируемого уровня добычи при минимальных издержках. В то время, когда цена на нефть может колебаться в значительном диапазоне и не может оставаться устойчивой, общемировой тенденцией считается снижение издержек на производство, на мировых рынках является основой конкурентоспособности. Снижения затрат прежде всего можно добиться за счет применения новейших технологий и сокращения объёма параллельно добываемой воды, так же уменьшения фонда действующих скважин при своевременном отключении (временного или окончательного) высокообводненных скважин. При такой ситуации нужно отметить, что проблему отключения нерентабельных скважин нужно обязательно решать на стадии разработки нефтяных месторождений, так как фонд скважин рассматривается как система и отключение одной из действующей скважины или нескольких скважин не должно разрушить всю систему разработки.

Так как использование в эксплуатации высокообводненных скважин приводит к резкому увеличению затрат, снижается эффективность планируемой работы нефтяных скважин. Повышение затрат на добычу нефти привело к тому, что скважина становится убыточной при условии обводненности более 80% и дебите менее 5 т/сут<sup>5</sup>. Преобладание высокообводненных и малодебитных скважин на месторождениях осуществляет их разработку низкорентабельными из-за высокой себестоимости нефти (себестоимость добычи нефти из нерентабельного фонда скважин превышает себестоимость нефти, добытой остальным фондом скважин, в 2-10 раз). В связи с последствиями кризиса, а и снижения цены на нефть на мировом рынке сильно испортили положение нефтяных компаний и не дают возможности компенсировать убытки от использования нерентабельного фонда. Со стороны экономики, нерентабельные скважины просто необходимо отключать, а операцию сокращения количества действующих скважин наиболее неблагоприятно отразится на государстве, которое при проведении анализа выгод и результатов столкнется с некоторыми социально-экономическими проблемами.

---

<sup>5</sup> [www.tomskneft.ru](http://www.tomskneft.ru) – ОАО «Томскнефть». Официальный сайт.

Разрешить их способна ликвидация противоречий, между старыми и новыми принципами разработки экономических отношений, не дающими возможности предприятиям целесообразно управлять своими имеющимися ресурсами.

Принуждение добывающих организаций к ведению эксплуатации на завершающей стадии нерентабельного фонда скважин при нынешних рыночных условиях не эффективна так как нет для этого никаких стимулов. Пользователь недр конечно заинтересован в наилучшем использовании активов, позволяющих в свою очередь получить максимально возможную прибыль. Регулирование состава активов приводит к распределению сил между имеющимися активами, политикой дезинвестирования или новыми инвестиционными возможностями т.е. продажей активов. Принимается решение на уровне общей стратегии компаний. Сохранения мощностей на завершающих стадиях разработки не является оптимальным решением и ведет к перераспределению средств исчерчиваемости производства. Только административно-командная система с государственным финансированием, не преследующая цель получить прибыль может себе позволить эксплуатацию скважин до полной их обводненности.

Российское законодательство на сегодняшний день не обладает нормативными актами, которые адаптированы к цивилизованному образу ведения хозяйства, регулирующими работу нефтяных предприятий. Об этом говорит и то, что предел эксплуатации скважин определяется обводненностью 98%. Отсюда вытекает, что предел эксплуатации определяется только техническим показателем и никак не зависит от цены нефти, уровня затрат и других особенностей каждого месторождения. Такой показатель, как коэффициент извлечения нефти (КИН), устанавливающийся на этапе проектирования, также не зависит от рыночных условий. Данное положение рассматривает только общий случай, не учитывает особенностей каждого месторождения и приводит к ситуации, которая неизбежна для каждого месторождения – наличие значительного количества малодебитных и высокообводненных скважин. В нефтяных компаниях складывается ситуация, когда эксплуатация нерентабельных скважин приводит к убыткам, а их отключение наносит ущерб интересам государства (недополучение налогов, а

также безвозвратная потеря трудноизвлекаемой нефти).

Для выправлении ситуации и повышения рентабельности добытой нефти маргинальными скважинами необходимо создать и ввести специальный налоговый режим, главной целью которого будет являться отмена части налогов, которая входит в себестоимость для нерентабельного фонда скважин. Льготы должны применяться, в первую очередь, для нерентабельных скважин, а также для проектов, разработка которых для государства стратегически важна и невозможна при существующем уровне развития технологий и налоговом режиме. Необходимо сформулировать «предельные показатели» применения льгот – минимальный суточный дебит и максимальный уровень обводненности. При выходе за границы данных пределов, добыча становится убыточной даже при применении современных методов нефтеотдачи. Немаловажно установить жесткий контроль за их выполнением. Законодательно сформулированная методика определения предела эксплуатации каждой скважины (группы скважин) и указание налоговых льгот позволят увеличить эффективность работы нефтегазодобывающих компаний и что немаловажно создаст реальную основу для перестройки и совершенствования всей налоговой системы в нефтяном комплексе.

Для дальнейшего анализа целесообразно рассмотреть жизненные циклы всего месторождения и отдельно взятой скважины.

## **1.2 Условия эксплуатации нефтедобывающих скважин на разных стадиях жизненного цикла месторождения**

Жизненный цикл месторождения разбивается на девять стадий:

- а) геологоразведочные работы (ГРР);
- б) пробная эксплуатация месторождения;
- в) бурение и обустройство;
- г) стабильная и максимальная добыча;
- д) снижение добычи;

- е) резкое падение уровня добычи;
- ж) стабилизация падения добычи;
- з) обводнение;
- и) ликвидация (консервация) месторождения.

Для каждой стадии имеет место своя характеристика, ниже приведена краткая характеристика.

Геологоразведочные работы проводятся для подготовки месторождения к предварительной геолого-экономической оценкой запасов. Комплекс геологоразведочных работ включает в себя сейсморазведку и бурение нескольких поисково-оценочных скважин. Затраты же на данной стадии нефтедобывающие предприятия стараются свести к минимуму, так как после открытия месторождения оно может оказаться нерентабельным и все уже вложенные средства могут не окупиться.

Если по предварительным данным геолого-экономическая оценка свидетельствует о рентабельности разработки открытого месторождения, то реализуется проект пробной эксплуатации, на которой осуществляется обустройство 2-х или 3-х кустов и на каждом из них бурятся несколько скважин (как правило, не более 10). С этого момента начинается резкое увеличение капитальных вложений и появляются текущие затраты на эксплуатацию построенных кустов. Объем добываемой нефти на этих кустах столь незначительный, а валовая выручка от ее продажи столь мала, что не покрывает всех затрат, связанных с реализацией проекта пробной эксплуатации.

Геолого-геофизические данные, полученные в процессе пробной эксплуатации месторождения становятся основой для выполнения проектов разработки и обустройства месторождения. На стадии бурения и обустройства начинается интенсивное обустройство кустов, подъездных дорог, бурение промысловых скважин. Происходит резкий рост капитальных вложений, достигающих в некоторый момент своей максимальной точки. Одновременно с этим растут и объем добычи и текущие затраты. Начинается строительство пунктов нефтесбора, установок по подготовке нефти, систем поддержания

пластового давления. Объем капитальных вложений быстро сокращается до определенного стабильного уровня при завершении строительства основных нефтепромысловых объектов. При этом темпы роста объема добычи, а, следовательно, валовой выручки, становятся значительно выше интенсивности роста текущих затрат. На этой стадии разработки чистый дисконтированный доход (ЧДД) от продажи нефти принимает значение, равное нулю, и с этого момента разработка и эксплуатация месторождения начинает приносить прибыль, которая достигает своего максимального значения при снижении капитальных вложений до стабильного уровня.

Стадия максимальной и стабильной добычи следует за счет повышения эффективности работы введенных в эксплуатацию технологических систем. При этом отмечается увеличение текущих затрат до своего наибольшего значения. Поскольку строительство основных технологических объектов уже завершено, то уровень капитальных вложений остается на стабильно невысоком уровне. ЧДД снижается незначительно, либо остается на прежнем уровне.

Стадия снижения уровня добычи начинается с периода максимальной добычи с постепенным падением уровня и длится от 2 до 5 лет в зависимости от интенсивности разработки залежи и геологического строения. Этой стадии свойственно снижение текущих затрат за счет повышения эффективности управления технологическими процессами. Для замедления падения добычи бурятся дополнительные скважины, но это приводит к росту капитальных вложений. Происходит значительное снижение ЧДД.

Стадия резкого падения добычи неизбежна и связана с истощением извлекаемых запасов. Резкое увеличение процентного содержания воды в добываемой продукции приводит к сокращению действующего фонда скважин, и, как следствие, приводит к сокращению текущих затрат. Капитальные вложения одновременно с ЧДД снижаются до минимального уровня, который сохраняется до конца разработки месторождения.

Для достижения стабилизации падения добычи проводятся мероприятия по интенсификации притока, такие как форсированный отбор жидкости,

оптимизация заводнения, гидроразрыв пласта и т.д.; уплотняется сетка бурения. Остановка обводненных и низкодебитных скважин продолжается. На данном этапе капитальные затраты на ремонт скважин и оборудования остаются на прежнем уровне, снижаются текущие затраты. ЧДД сохраняется на минимальном низком уровне.

В зависимости от особенностей геологического и гидродинамического строений залежи рано или поздно наступает период резкого обводнения добываемой продукции, к концу которого обводненность извлекаемой нефти составляет более 90%. Скважины, которые достигли этого уровня, в виду низкой рентабельности останавливаются. Вследствие этого резко снижаются текущие затраты предприятия, затраты на содержание фонда скважин, капитальный ремонт минимальны, а ЧДД стремится к нулю.

Ликвидация либо консервация фонда скважин заключается в постепенном выводе из действия высокообводненных и низкодебитных скважин. Решение об остановке скважины принимается не только с учетом ее рентабельности, но и той роли, которую она играет в общей системе дренирования. При этом объем добычи и текущие затраты стремятся к нулю, а капитальные затраты минимальны. ЧДД может иметь отрицательное значение по причине появления затрат на консервацию месторождения.

Начиная с шестой стадии жизненного цикла нефтегазового месторождения, недропользователь пытается стабилизировать темпы падения уровня добычи нефти. На рисунке 1 представлен алгоритм принятия решения о дальнейших действиях со скважинами.



Рисунок 1 – Алгоритм оценки экономической эффективности эксплуатации скважин с учетом проведения мероприятий по повышению нефтедобычи

Представленный алгоритм используется в большинстве нефтедобывающих предприятий, в том числе и на исследуемом. То есть эффективность дальнейшей эксплуатации скважины определяется на основе технологических показателей (возможность проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) на данной скважине или месторождении) и экономических (прирост ЧДД, построение предела безубыточности). По этим критериям выделяется нерентабельный фонд скважин.

С позиции технологической целесообразности, стоит отметить, что на сегодняшний день на территории нашего государства и за рубежом применяется

более 70 различных мероприятий по увеличению нефтедобычи, и более 120 методов находятся в разработке. Большинство нефтедобывающих компаний экономически не заинтересовано в применении широкого спектра данных мероприятий. Большое количество разрабатываемых месторождений находится в поздней стадии разработки. Именно этим объясняется ежегодное сокращение объемов добычи нефти, рост фонда бездействующих скважин. Безусловно, первоочередной задачей является решение проблемы воспроизводства запасов разрабатываемых залежей, поэтому особого внимания заслуживают вопросы, направленные на вовлечение в разработку фонда бездействующих маргинальных скважин.

В данной работе будут изучены критерии рентабельности скважин, где нецелесообразно или невозможно проведение ГТМ. Ведь рано или поздно на каждой скважине становится технически или экономически невозможно проведение ГТМ.

Это можно объяснить с помощью представленного выше «жизненного цикла» разрабатываемого нефтегазового месторождения.

Для каждого месторождения, а значит и для каждой нефтедобывающей скважины существует свой жизненный цикл, заключительными этапами которого являются «стабилизация падения добычи», «обводнение» и «консервация». После проведения ГТМ пластов, таких как гидроразрыв пласта, оптимизация заводнения, форсированный отбор жидкости, забуривание боковых стволов, обводненность продукции падает на определенный промежуток времени (3-5 лет), а затем неизбежно растет и достигает уровней при которой дальнейшая эксплуатация скважин нерентабельна, и скважины переводят в недействующий фонд. В большинстве случаев при хорошо продуманном государственном стимулировании жизненный цикл работы скважин можно продлить еще на 3-5 лет. От каких факторов это зависит и каким образом недропользователи могут увеличить коэффициенты извлечения нефти будет описано в следующих главах. Но для этого необходимо знать из каких статей состоит себестоимость добываемой нефти на скважинах.

### **1.3 Методика формирования затрат и себестоимости добычи нефти по скважинам**

Вступление большего количества месторождений в позднюю стадию разработки, характеризующейся ростом числа высокообводненных и малодебитных скважин, оказывают возрастающее влияние на развитие добычи нефти и экономику отрасли в целом. Поэтому улучшение и совершенствование методов определения и планирования себестоимости добычи нефти должно быть направлено на установление оптимальных режимов разработки месторождений, при которых заданные уровни добычи достигаются при минимальных затратах. Для снижения издержек на добычу нефти при вступлении месторождения в позднюю стадию разработки основными направлениями является использование методов повышения нефтедачи, а также сокращение фонда добывающих скважин и попутно добываемой воды за счет своевременного вывода из эксплуатации (временного или окончательного) высокообводненных скважин.

Методика определения себестоимости нефти базируется на использовании калькуляции себестоимости добычи по статьям затрат. Перечень статей и включаемых в них затраты приведены в Инструкции по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа.

С целью проведения анализа и прогноза величины издержек добытой нефти по скважинам используются удельные нормативы эксплуатационных затрат, сформированные в разрезе статей калькуляции себестоимости добычи нефти и отражающие основные производственные процессы разработки нефтяных месторождений.

Вся система расчетов является основой для выявления нерентабельных скважин, оценки эффективности дальнейшей эксплуатации и принятия решений об их ликвидации или консервации. Принятие решения о переводе добывающих скважин в недействующий или нагнетательный фонд принимается только после оценки технологических последствий, а также детального рассмотрения

возможности применения методов повышения нефтеотдачи с оценкой их рентабельности.

Формирование затрат и себестоимости добычи нефти производится на основании тринадцати статей затрат.

Первой статьёй затрат являются расходы на энергию по извлечению нефти и рассчитываются по нижеуказанной формуле:

$$\mathcal{E}i_{\text{СКВ}} = \frac{\mathcal{E}i_{\text{ж}} * n * g_{\text{ср.ж}i} * 365 * K_{\text{экс}}}{n * g_{\text{ср.н}i} * 365 * K_{\text{экс}}} = \mathcal{E}i_{\text{ж}} \frac{g_{\text{ср.ж}i}}{g_{\text{ср.н}i}}, \quad (1)$$

где  $\mathcal{E}i_{\text{СКВ}}$  – затраты на энергию по извлечению 1т нефти по i-той скважине (или группе скважин), руб.,  $i=1, \dots, I$ ;  $\mathcal{E}i_{\text{ж}}$  – уд. затраты на энергию по извлечению 1т жидкости по месторождению, руб.;  $n$  – кол-во действующих скважин;  $g_{\text{ср.ж}i}$  – среднесуточный дебит по жидкости по i-той скважине (или группе скважин), т/сут;  $K_{\text{экс}}$  – коэффициент эксплуатации;  $g_{\text{ср.н}i}$  – среднесуточный дебит по нефти по i скважине (или группе скважин), т/сут.

Амортизация скважин и расходы по искусственному воздействию на пласт также являются статьями затрат.

Следующими статьями затрат являются расходы на основную и дополнительную заработную плату с начислениями на заработную плату (статьи 4, 5, 6), пример расчета которых указан ниже:

$$3\pi i_{\text{СКВ}} = \frac{3\pi i_{\text{уд}} * n}{n * g_{\text{ср.н}i} * 365 * K_{\text{экс}}} = \frac{3\pi i_{\text{уд}}}{g_{\text{ср.н}i} * 365 * K_{\text{экс}}} \quad (2)$$

где  $3\pi i_{\text{СКВ}}$  – основная и дополнительная заработная плата с отчислениями в фонды на 1 тонну нефти по скважине (или группе скважин), руб.;  $3\pi i_{\text{уд}}$  – уд. основная и дополнительная заработная плата с отчислениями в фонды на 1 нефтяную скважину среднедействующего фонда по месторождению, руб.

Расходы по сбору и транспортировке нефти также является незаменимой статьёй расходов и рассчитывается, как:

$$Ti_{\text{СКВ}} = \frac{Ti_{\text{уд}} * n * g_{\text{ср.ж}i} * 365 * K_{\text{экс}}}{n * g_{\text{ср.н}i} * 365 * K_{\text{экс}}} = Ti_{\text{уд}} \frac{g_{\text{ср.ж}i}}{g_{\text{ср.н}i}} \quad (3)$$

где  $Ti_{\text{скв}}$  – затраты по сбору и транспортировке нефти на 1 тонну нефти по  $i$  скважине (или группе скважин), руб.;  $Ti_{\text{уд}}$  – удельные затраты по сбору и транспортировке 1 тонны жидкости по месторождению, руб.

Следующей статьёй затрат являются расходы по технологической подготовке нефти:

$$ТПi_{\text{скв}} = \frac{ТПi_{\text{уд}} * n * g_{\text{ср.ж}i} * 365 * K_{\text{экс}}}{n * g_{\text{ср.н}i} * 365 * K_{\text{экс}}} = ТПi_{\text{уд}} \frac{g_{\text{ср.ж}i}}{g_{\text{ср.н}i}} \quad (4)$$

где  $ТПi_{\text{скв}}$  – затраты по технологической подготовке 1 тонны нефти по  $i$ -й скважине (или группе скважин), руб.;  $ТПi_{\text{уд}}$  – удельные затраты по технологической подготовке 1 тонны жидкости по месторождению, руб.

Немаловажными статьями затрат являются расходы на подготовку и освоение производств, по содержанию и эксплуатации оборудования, ценовые расходы, общепромысловые расходы, а также прочие производственные расходы.

Сборы, налоги и остальные обязательные отчисления, которые относятся к прочим производственным расходам распределяются пропорционально их налогооблагаемой базе в соответствии с действующим законодательством.

Сумма всех вышеуказанных тринадцати статей образуют производственную себестоимость добычи нефти на скважине (или нескольких скважин).

После определения себестоимости добычи нефти на скважине (или нескольких скважинах) осуществляется оценка эффективности ее эксплуатации в дальнейшем. В ситуации, когда скважина (или нескольких скважин) неэффективна в условиях действующей системы налогообложения, изучаются все возможные технологические и технические решения, обеспечивающие ее рентабельность. Если таких решений нет, то рассматриваются варианты вывода таких скважин из эксплуатации в фонд консервационных или ликвидационных скважин.

Для того, чтобы определить экономию эксплуатационных затрат при переводе скважин в бездействующий фонд (ликвидационный или

консервационный), необходимо учитывать высвобождаемые налоги (НДПИ), а так же высвобождаемые затраты (ВЗ).

ВЗ считаются по статьям калькуляции затрат:

- по искусственному воздействию на пласт» за исключением амортизации скважин и основных фондов;
- на энергию по извлечению нефти;
- основная и дополнительная заработная плата с начислениями;
- на технологическую подготовку, сбор и транспортировку нефти за вычетом амортизации и заработной платы с начислениями;
- затраты на содержание и эксплуатацию оборудования.

## 2 Анализ состояния эксплуатации нефтедобывающих скважин

### 2.1 Анализ действующего фонда скважин на предприятии

Эксплуатация нефтяных скважин проходит в условиях ежегодного снижения структуры запасов. В разработку вводится большое количество месторождений, имеющих трудно добываемые запасы. Так же из-за снижения условий горно-геологических разработки, которые связаны с уменьшением запасов разрабатываемых залежей, увеличивается количество высокообводненных и малодебитных скважин. Эксплуатация таких скважин нуждается в больших финансовых и материальных затратах (в основном на капитальный ремонт), которые в свою очередь не окупаются количеством добытой из них нефти. Удельный вес высокообводненных и малодебитных скважин в общем фонде сделал преобладающим вступление многих крупных месторождений в поздние стадии разработки.

В таблице 1 представлены основные производственные показатели по предприятию за 2010-2015 гг.

За последние пять лет на исследуемом предприятии, замечается существенное ухудшение основных производственных показателей.

Таблица 1 – Динамика изменения основных производственных показателей по исследуемому предприятию за 2010-2015гг

| № п/п     | Показатель                     | Ед. изм. | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  | 2015  |
|-----------|--------------------------------|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1         | 2                              | 3        | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     |
| <b>1.</b> | <b>ДОБЫЧА НЕФТИ</b>            |          |       |       |       |       |       |       |
| 1.1.      | с начала года                  | тыс. т   | 12500 | 11500 | 11300 | 11000 | 10869 | 10300 |
| <b>2.</b> | <b>ОБВОДНЕННОСТЬ (весовая)</b> |          |       |       |       |       |       |       |
| 2.1.      | с начала года                  | %        | 75,3  | 77,4  | 81,8  | 83,3  | 85,0  | 86,3  |
| <b>3.</b> | <b>ФОНД НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН</b>   |          |       |       |       |       |       |       |
| 3.1.      | эксплуатационный фонд          | скв      | 2586  | 2743  | 2844  | 2909  | 2941  | 2927  |
| 3.2.      | действующий фонд               | скв      | 2147  | 2240  | 2289  | 2316  | 2290  | 2290  |
| 3.3.      | дающий фонд                    | скв      |       | 2142  | 2179  | 2198  | 2178  | 2278  |
| 3.4.      | бездействующий фонд            | скв      | 446   | 482   | 504   | 558   | 643   | 559   |
| 3.5.      | в освоении                     | скв      | 9     | 12    | 4     | 10    | 3     | 2     |
| 3.6.      | неработающий фонд              | скв      |       | 601   | 665   | 711   | 763   | 649   |
| 3.7.      | ликвид + ожд.ликвид            | скв      | 1749  | 1692  | 1721  | 1734  | 1682  | 1660  |
| 3.8.      | в консервации                  | скв      | 550   | 545   | 543   | 539   | 588   | 671   |
| 3.9.      | наблюд./пьезометр              | скв      | 604   | 592   | 581   | 563   | 553   | 569   |
| 3.10.     | всего                          | скв      | 5489  | 5572  | 5689  | 5745  | 5764  | 5827  |

Продолжение таблицы 1

| 1         | 2                                         | 3   | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    |
|-----------|-------------------------------------------|-----|------|------|------|------|------|------|
| <b>4.</b> | <b>КОЛ-ВО СКВАЖИН, РАБОТАЮЩИХ С ВОДОЙ</b> |     |      |      |      |      |      |      |
| 4.1.      | всего                                     | СКВ | 2147 | 2240 | 2289 | 2316 | 2290 | 2290 |
| 4.2.      | до 2 %                                    | СКВ | 1    | 0    | 1    | 2    | 0    | 2    |
| 4.3.      | от 2 до 20 %                              | СКВ | 240  | 238  | 234  | 220  | 203  | 196  |
| 4.4.      | от 20 до 50 %                             | СКВ | 322  | 299  | 287  | 285  | 265  | 261  |
| 4.5.      | от 50 до 90 %                             | СКВ | 1171 | 1176 | 1154 | 1146 | 1104 | 1050 |
| 4.6.      | от 90 до 98 %                             | СКВ | 393  | 481  | 535  | 584  | 631  | 693  |
| 4.7.      | более 98 %                                | СКВ | 20   | 46   | 78   | 79   | 87   | 88   |
| <b>5.</b> | <b>ФОНД СКВАЖИН ПО ДЕБИТАМ НЕФТИ</b>      |     |      |      |      |      |      |      |
| 5.1       | до 2 т/сут                                | СКВ | 510  | 502  | 474  | 471  | 433  | 408  |
| 5.2       | от 2 до 5 т/сут                           | СКВ | 354  | 387  | 441  | 447  | 496  | 548  |
| 5.3.      | от 5 до 10 т/сут                          | СКВ | 409  | 436  | 469  | 474  | 468  | 524  |
| 5.4.      | от 10 до 50 т/сут                         | СКВ | 728  | 791  | 830  | 839  | 793  | 779  |
| 5.5.      | более 50 т/сут                            | СКВ | 130  | 133  | 122  | 109  | 104  | 100  |

Как видно из таблицы 1, уровень добычи нефти за последние 5 лет упал больше чем на 2 млн. т/год. В относительных показателях это составляет 17,7 %. Обводненность же добываемой продукции в среднем по предприятию увеличилась на 11 %. Это говорит о том, что на месторождениях принадлежащих предприятию наблюдается увеличение уровня выработанности запасов.

Отношение бездействующего фонда скважин к действующему фонду скважин на протяжении последних пяти лет вырос с 20 % до 30 %. Предприятию дешевле вывести скважину в бездействующий фонд, чем продолжать эксплуатацию. Эксплуатацию каких скважин, как правило, останавливают? Для ответа на этот вопрос, целесообразно проанализировать фонд скважин по следующим параметрам: обводненности добываемой продукции и дебиту нефти.

Динамика изменения количества скважин по обводненности добываемой продукции за последние пять лет представлена на рисунке 2.

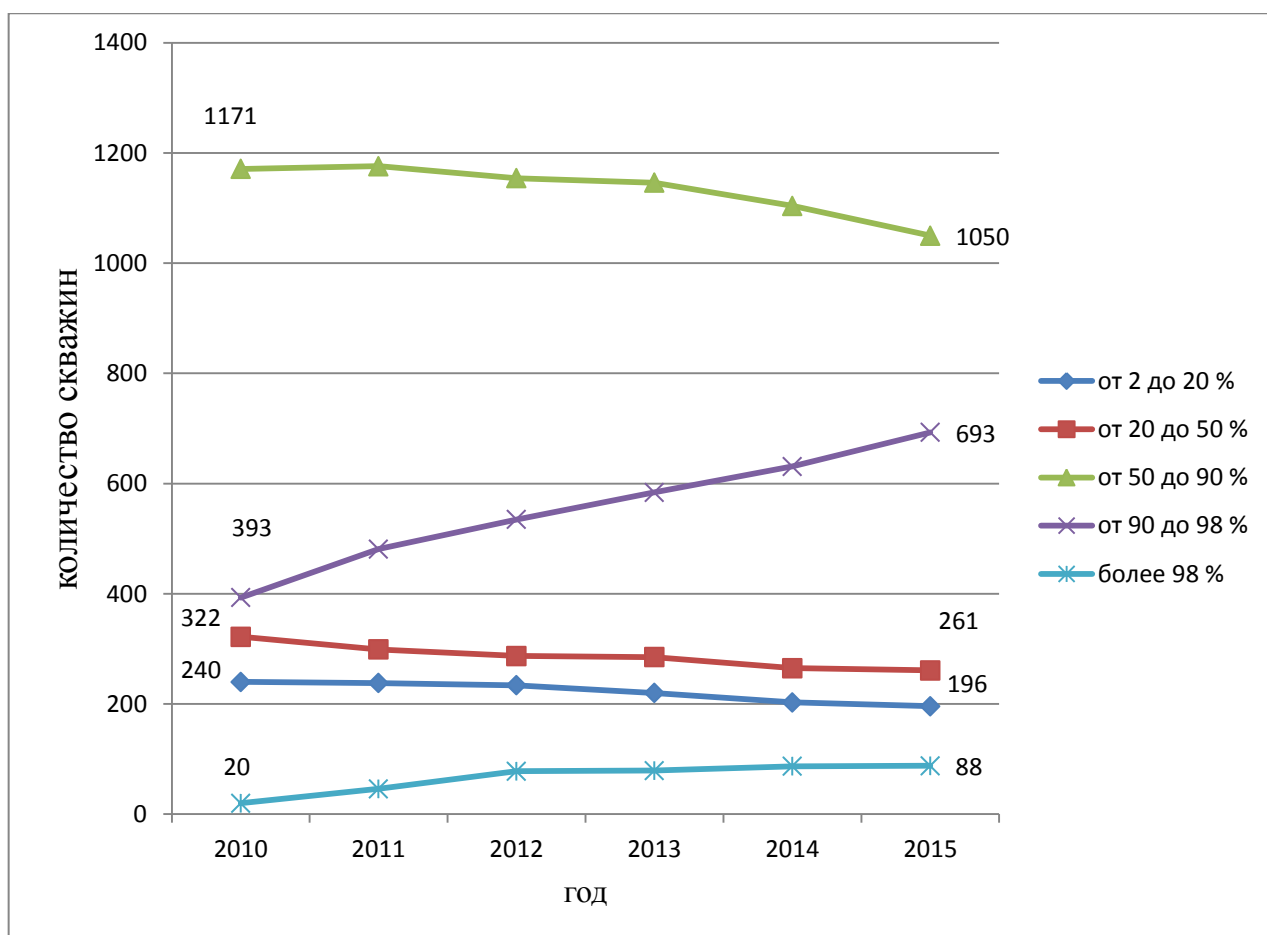


Рисунок 2 – Динамика изменения количества скважин по критерию «обводненность»

Как видно из рисунка 2, количество скважин с обводненностью добываемой продукции от 90 до 98 % за период 2010-2015 гг. увеличилась с 393 до 693 ед., т.е. на 76 %. В то время как количество низкообводненных скважин за пять лет значительно сократилось: количество скважин с обводненностью 20-50 % уменьшилось с 322 до 261 ед., а количество скважин с обводненностью 50-90 % уменьшилось на 121 скважину. Высокообводненные скважины обладают более высокими операционными издержками, чем низкообводненные. Это обусловлено тем, что для добычи и подготовки высокообводненной продукции к товарному виду необходимо потратить больше времени и средств, чем для низкообводненной продукции. В эти затраты входят следующие элементы: переменные затраты на добычу и перекачку жидкости, переменные затраты на подготовку нефти и переменные затраты на закачку воды.

Далее проведем анализ динамики изменения количества скважин по дебиту нефти. Графическое изображение динамики представлено на рисунке 3.

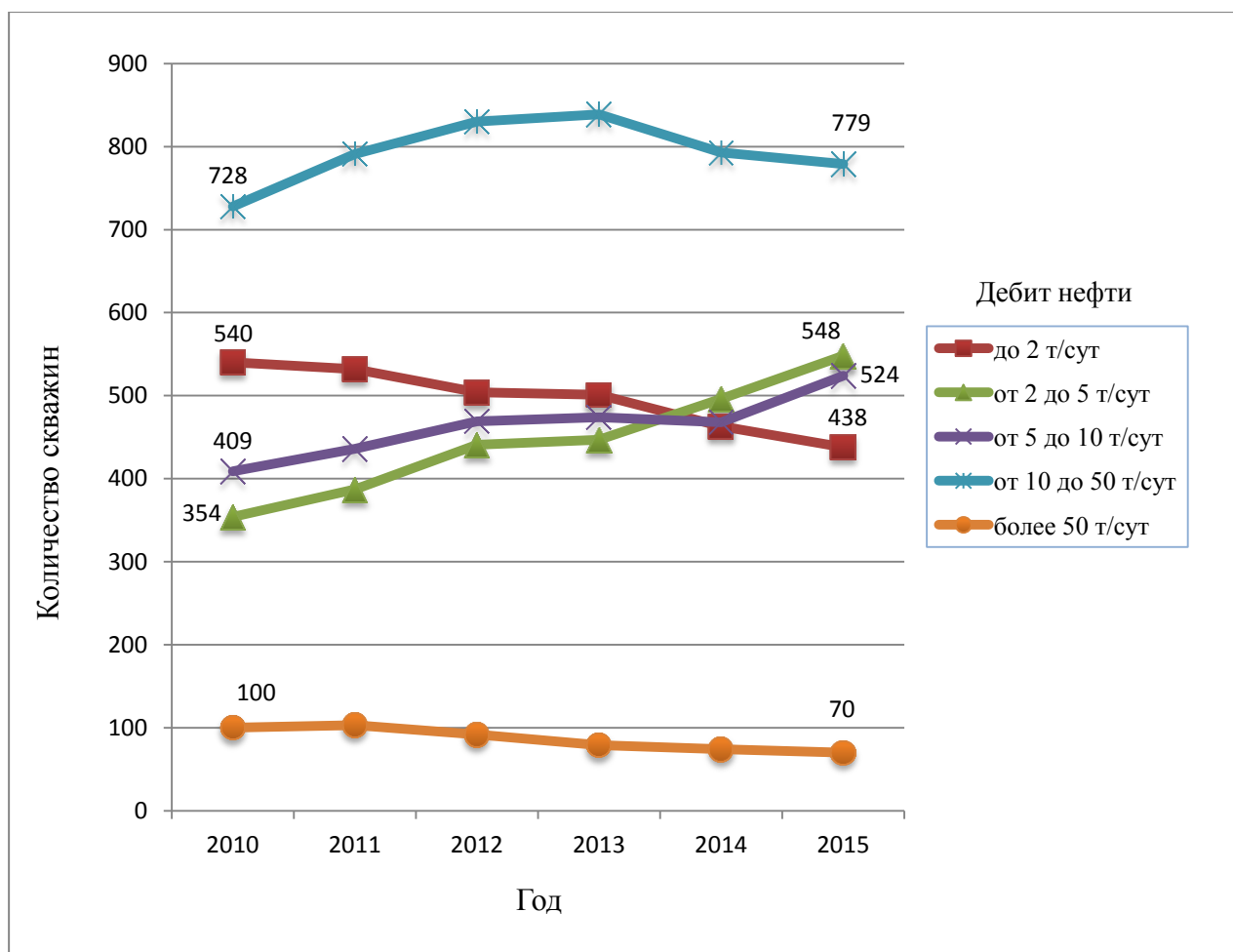


Рисунок 3 – Динамика изменения количества скважин по критерию «дебит»

Критерии уровня суточной добычи каждой скважины разработаны самим предприятием на основе расчетов экономического эффекта, на основании данной классификации весь фонд скважин можно разделить на 5 групп. Со временем высокодебитные (более 50 т/сут) скважины переходят в разряд среднедебитных (от 5-50 т/сут), а затем уже относятся к низкодебитным (менее 5 т/сут). Как видно на рисунке 3, количество скважин с уровнем дебита более 50 т/сут за пять лет снизилось на 30 шт. В тоже время, количество скважин с дебитом от 2 до 5 т/сут увеличилось на 194 шт. (55%), а с дебитом от 5 до 10 т/сут увеличилось на 28 %. Помимо высокодебитных скважин, количество низкодебитных скважин тоже уменьшилось в период 2010-2015гг. на 20 %. Как правило, низкодебитные скважины переводят в бездействующий или ликвидационный фонд. Это связано с

тем, что операционные расходы на добычу нефти из низкодебитных скважин превышают выручку, которую мог бы получить недропользователь в случае дальнейшей эксплуатации. Для определения уровня минимального рентабельного дебита для действующих скважин с разными категориями обводненности продукции будет проведен расчет, основанный на сравнении затрат на добычу и подготовку продукции с ожидаемой выручкой со скважины.

## **2.2 Обоснование минимального рентабельного дебита скважин**

Для того чтобы определить какую скважину следует перевести в недействующий фонд, принимается исходя из сравнения ожидаемого дохода с этой скважины и затрат которые будут осуществлены на добычу с этой скважины.

Как было описано в первой главе, формирование затрат и определение себестоимости добычи нефти по скважинам состоит из тринадцати статей. Но при определении безубыточности скважины целесообразно использовать, так называемые высвобождаемые затраты. Это те затраты, которые исчезнут если недропользователь решит остановить эксплуатацию скважины.

Высвобождаемые затраты на добычу нефти из скважин в целом можно разделить на постоянные и переменные. К переменным относятся те затраты, которые зависят от объема добываемой жидкости, объема закачиваемой воды. К постоянным относятся расходы на обслуживание скважины, которая в свою очередь делится по элементам: зарплата основная, расходы на содержание и эксплуатацию, капитальный ремонт, постоянные не зависящие от фонда.

На рисунке 4 изображена структура «высвобождаемых» затрат приходящаяся на одну добывающую скважину.

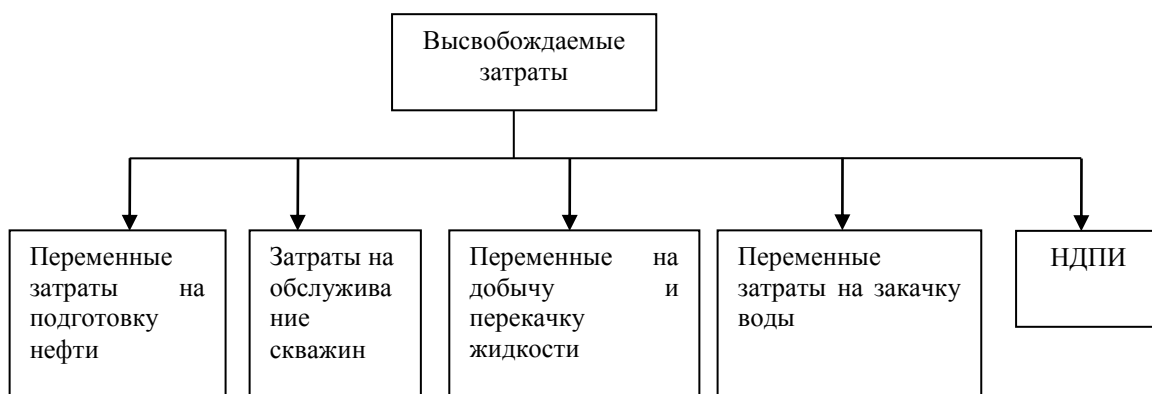


Рисунок 4 – Структура операционных затрат

Затраты по сбору и транспортировке жидкости, на технологическую подготовку нефти, коммерческие и прочие затраты рассчитывались исходя из удельных затрат на 1 т нефти с корректировкой объема нефти на коэффициент потерь.

Затраты на энергию по извлечению нефти по механизированному фонду взяты по фактически сложившимся на конкретном предприятии удельным затратам электроэнергии на подъем жидкости и поделены на весь фонд скважин.

Переменные затраты на закачку воды состоят из затрат на энергию по закачке воды. Они были определены по фактически сложившимся на исследуемом предприятии удельным затратам электроэнергии на подъем жидкости.

Затраты на обслуживание скважин (тыс. руб./скв.) включают:

- расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования, включающие затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией наземного и подземного оборудования скважин, а также ремонта скважин (ТРС, ЭЦН, БНКТ и азот, КРС, ремонт НКТ, промыслово-геофизические работы) были определены как средние по всему фонду скважин;

- затраты по искусственному воздействию на пласт, на оплату труда производственных рабочих и ЕСН, на содержание цеха АСУП в статье затрат по эксплуатации скважин, цеховые и общепроизводственные затраты, были распределены равномерно на весь действующий добывающий фонд.

На основании налогового кодекса РФ ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) равна 857 рублей (на период с 1 января 2016 года) за одну тонну добытой нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной. При этом указанная налоговая ставка умножается на коэффициент, который характеризует динамику мировых цен на нефть ( $K_{Ц}$ ), и на коэффициент, который характеризует степень выработанности конкретного участка недр ( $K_{В}$ ).

$$K_{Ц} = (Ц - 15) \times \frac{P}{261} \quad (5)$$

Коэффициент  $K_{Ц}$  ежемесячно определяется недропользователем путем умножения среднего за налоговый период уровня цен нефти сорта «Urals», выраженного в долларах США, за баррель (Ц), уменьшенного на 15, на среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации (Р), и деления на 261.

Коэффициент  $K_{В}$  определяется налогоплательщиком в порядке, установленном настоящим пунктом.

В случае если степень выработанности запасов конкретного участка недр больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент  $K_{В}$  рассчитывается по формуле:

$$K_{В} = 3,8 - 3,5 \times \frac{N}{V} \quad (6)$$

где  $V$  – начальные извлекаемые запасы нефти, которые утверждены в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти (за исключением списания запасов добытой нефти и потерь при добыче) и определяемые как сумма запасов категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;  $N$  – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых утвержденного в году, предшествующем году налогового периода.

В случае, если степень выработанности запасов конкретного участка недр превышает 1, коэффициент  $K_{В}$  принимается равным 0,3.

В иных случаях, не указанных в настоящем пункте, коэффициент  $K_B$  принимается равным 1.

На исследуемом предприятии средняя выработанность запасов на месторождениях составляет 70 %, т.е. коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов, было решено взять равным 1.

По данным на первое апреля 2016 года курс доллара составил 70,51 руб./\$, а цена нефти марки «Urals» на мировом рынке составила 36,37 \$/баррель. В конечном итоге, на первое апреля 2016 года ставка НДС для исследуемого предприятия составила 4 950 руб./т.

Так же по исследуемому предприятию приняты следующие усредненные показатели:

- переменные затраты на подготовку нефти 67,34 руб./т;
- переменные на добычу и перекачку жидкости 85,03 руб./т;
- переменные затраты на закачку воды 67,34 руб./т;
- обслуживание скважины 7894 тыс. руб./год.

Затратная часть для расчета минимального рентабельного дебита определена, следующим шагом является определение доходной части, в частности определение цены реализации на коммерческом узле учета (КУУ).

Для расчета цены на КУУ была использована методика «Netback», которая схематично изображена на рисунке 5.



Рисунок 5 – Методика определения цена на КУУ «Netback»

Мировая цена нефти и курс доллара нефти взяты на первое апреля 2016 равными 36,37 \$/баррель и 70,51 руб./\$ соответственно. Транспортировка до п. Козьмино составила 2237 руб./т. Стоимость транспортировки до Ачинского НПЗ взята из данных предоставленных недропользователем и принята равной 127,8 руб./т. Для расчета цены нефти на КУУ, из цены на мировом рынке вычитаются транспортные расходы и экспортная пошлина. Экспортная пошлина в апреле 2016 г. составила 54,9 \$/т нефти.

Имея усредненные удельные показатели по затратам, ставку НДС, цену нефти на коммерческом узле учета, можно рассчитать необходимый минимальный рентабельный дебит для продолжения эксплуатации скважины при заданном уровне обводненности.

В таблице 2 представлен пример расчета минимального рентабельного дебита при обводненности добываемой продукции равной 50 %.

Таблица 2 – Расчет минимального рентабельного дебита скважины

| Q <sub>н</sub> ,<br>т/сут | Q <sub>ж</sub> ,<br>т/сут | Подготовка<br>нефти,<br>руб/т | Добыча и<br>перекачка<br>жидкости,<br>руб/т | Закачка<br>воды,<br>руб/т | Содержание<br>скважины | НДПИ<br>4045<br>руб/т | Итого<br>затрат | Доход<br>со скв. | Доход –<br>затраты |
|---------------------------|---------------------------|-------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------|------------------|--------------------|
| 1                         | 2                         | 67.3                          | 170.1                                       | 24.6                      | 23257.90               | 4947.6                | 28 467.54       | 10 642.1         | <b>-17 825.4</b>   |
| 2                         | 4                         | 134.7                         | 340.1                                       | 49.2                      | 23257.90               | 9895.3                | 33 677.17       | 21 284.2         | <b>-12 393.0</b>   |
| 3                         | 6                         | 202.0                         | 510.2                                       | 73.8                      | 23257.90               | 14842.9               | 38 886.80       | 31 926.3         | <b>-6 960.5</b>    |
| 4                         | 8                         | 269.4                         | 680.2                                       | 98.4                      | 23257.90               | 19790.5               | 44 096.43       | 42 568.4         | <b>-1 528.0</b>    |
| 5                         | 10                        | 336.7                         | 850.3                                       | 123.0                     | 23257.90               | 24738.2               | 49 306.07       | 53 210.5         | <b>3 904.4</b>     |
| 6                         | 12                        | 404.0                         | 1020.4                                      | 147.6                     | 23257.90               | 29685.8               | 54 515.70       | 63 852.6         | <b>9 336.9</b>     |
| 7                         | 14                        | 471.4                         | 1190.4                                      | 172.2                     | 23257.90               | 34633.4               | 59 725.33       | 74 494.7         | <b>14 769.4</b>    |

Из выше представленной таблицы видно, что наибольший удельный вес в затратах при эксплуатации скважины добывающей продукцию с 50% обводненностью, составляют затраты на содержание скважины и налог на добычу полезных ископаемых, которые были равны почти всем затратам при минимально рентабельном дебите. Минимальный рентабельный дебит же равен 5 т/сут.

В таблице 3 представлены результаты аналогичных расчетов для скважин добывающих продукцию с разными уровнями обводненности.

Таблица 3 – Уровни минимальных рентабельных дебитов скважин добывающих продукцию с обводненностью 60-98%

| Обводненность добываемой<br>продукции, %        | 60 | 70 | 80 | 90 | 95 | 96 | 97 | 98 |
|-------------------------------------------------|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Минимальный рентабельный<br>дебит нефти, т/сут. | 5  | 5  | 5  | 5  | 7  | 8  | 10 | -  |

Как видно из таблицы 3, с ростом обводненности добываемой продукции, величина минимального рентабельного дебита значительно растет. Так для нефтедобывающей скважины с обводненностью добываемой продукции 97 % минимальный рентабельный дебит нефти составил 10 т/сут при добычи жидкости 333 т/сут. А для скважин добываемых продукцию с обводненностью 98 %, не существует рентабельного дебита при действующих эксплуатационных затратах.

Для дальнейшего анализа необходимо проанализировать дебит скважин, которые добывают продукцию с обводненностью выше 90 %. Всего на исследуемом предприятии находится 781 таких скважин. В таблице 4 представлены данные по этим скважинам. Красным цветом закрашена зона нерентабельного дебита, зеленым цветом, наоборот, закрашены ячейки со скважинами имеющие рентабельные дебиты при заданной обводненности.

Таблица 4 – Количество скважин добываемых продукцию с обводненностью более 90%

| Дебит,<br>т/сут.<br>Обвод-сть, % | Менее<br>6 | 6  | 7  | 8  | 9  | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
|----------------------------------|------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| 90                               |            |    | 10 |    | 19 | 3  | 2  | 23 |    |    |    |    |    |
| 91                               | 5          | 8  |    |    | 17 |    | 10 | 4  |    |    | 10 | 12 | 1  |
| 92                               | 4          | 22 |    |    | 22 | 45 | 13 | 7  |    |    |    |    |    |
| 93                               | 7          | 19 |    | 12 | 14 |    | 5  | 22 | 12 |    | 8  | 5  |    |
| 94                               |            | 12 | 23 |    | 17 | 18 | 10 | 23 |    |    |    |    |    |
| 95                               | 6          | 10 | 11 |    |    | 12 | 33 |    | 34 | 35 |    |    |    |
| 96                               | 13         | 7  | 10 | 16 |    |    |    | 20 | 11 |    |    |    |    |
| 97                               |            |    |    |    | 12 | 14 |    |    |    |    |    |    |    |
| 98                               |            |    |    |    |    |    |    | 2  |    | 17 | 17 | 34 | 18 |

Как видно из таблицы 4, в зоне нерентабельности находится значительное количество скважин, а именно 297 скважин с годовой добычей 983310 т.

То есть в ближайшее время эти скважины будут переведены в недействующий фонд. Сейчас это сдерживает, скорее всего, технологическая невозможность и условия, которые необходимо соблюдать в соответствии с предоставленной лицензией на пользование участком недр.

Как правило, на данном этапе производства все затраты которые непосредственно связаны с добычей уже оптимизированы до максимального уровня, и вследствие этого недропользователь вынужден выводить из

эксплуатации скважины с низким дебитом и высокообводненной добываемой продукцией.

Целесообразно провести анализ соотношения основного «нефтяного» налога – налога на добычу полезных ископаемых и эксплуатационных затрат, в зависимости от уровня обводненности.

### **2.3 Анализ налоговой нагрузки на низкорентабельные скважины**

Налоговый кодекс РФ предусматривает ставку налогообложения равную нулю «при добыче полезных ископаемых при разработке некондиционных (остаточных запасов пониженного качества) или ранее списанных запасов ископаемых». При этих условиях порядок отнесения запасов полезных ископаемых к некондиционным устанавливается Правительством РФ.

Существуют утвержденные Правительством РФ временные методические рекомендации по рассмотрению и подготовке материалов, которые приурочены к отнесению запасов твердых полезных ископаемых к «некондиционным запасам». Эти методические рекомендации являются «экономически нерентабельным извлечением запасов полезных ископаемых при существующих промышленных действиях их добычи и переработки». Данный тезис вполне верен для остаточных запасов нефти на выработанных месторождениях, так как показала практика, данная разработка, как правило, начинается экономически неэффективной. В результате чего было бы справедливо признать данные запасы нефти некондиционными и осуществлять для них нулевую ставку налога на добычу полезных ископаемых, которая тем самым стимулирует продление содержания выработанных месторождений. Но всё же в результате недостаточной проработанности нормативных актов, регламентирующих систему отнесения запасов полезных ископаемых к некондиционным и в результате того, что разработанные временные методические направления ориентированы, главным образом, на запасы твердых полезных ископаемых, проблема высокой экономической эффективности содержания нефтяных месторождений на позднем

этапе разработки остается открытой.

В странах с развитой нефтедобывающей промышленностью такая проблема решается за счет большого количества специальных налоговых преференций и отраслевых льгот, например, применением дифференцированных ставок платежей за пользование недрами в зависимости от этапа разработки.

Налоговое законодательство и Федеральный закон «О недрах» на сегодняшний день предусматривают налоговые и неналоговые платежи, представленные в таблице 5.

Таблица 5 – Налоговые и неналоговые платежи в РФ

| ВИД НАЛОГА, СБОРА                                                                      | ОБЛАГАЕМАЯ БАЗА                                                                            | СТАВКА НАЛОГА, %                                                                                                                           |
|----------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Налог на прибыль                                                                       | Финансовый результат                                                                       | 20                                                                                                                                         |
| Налог на добавленную стоимость                                                         | Обороты по реализации                                                                      | 18                                                                                                                                         |
| Акцизы                                                                                 | Оборот по реализации подакцизных товаров                                                   | Ставки дифференцированы по видам подакцизных товаров                                                                                       |
| Государственная пошлина                                                                |                                                                                            | Ставки дифференцированы                                                                                                                    |
| Транспортный налог                                                                     | Мощность двигателя, марка транспорта                                                       | Ставки дифференцированы                                                                                                                    |
| Налог на имущество хозяйствующего субъекта                                             | Среднегодовая стоимость имущества                                                          | Ставка устанавливается региональными органами власти (2,2)                                                                                 |
| Плата за негативное воздействие на окружающую среду                                    | Объем выброса вредных веществ, отходов и т.д.                                              | Ставки дифференцированы                                                                                                                    |
| Водный налог                                                                           | Объем используемой воды                                                                    | Тарифы за 1 м <sup>3</sup>                                                                                                                 |
| Земельный налог                                                                        | Размер земельного участка                                                                  | Тарифы дифференцированы                                                                                                                    |
| Налог на добычу полезных ископаемых                                                    | Добытые полезные ископаемые                                                                | Нефть 857 руб./тс коэф., характеризующим динамику мировых цен на нефть Конденсат – 679 руб./т, Газ природный – 622 руб./1000м <sup>3</sup> |
| Разовые платежи за право на добычу                                                     | Среднегодовая проектная мощность добывающего предприятия                                   | Не менее 10%                                                                                                                               |
| Регулярные платежи за пользование недрами                                              | Площадь лицензионного участка                                                              | Ставки дифференцируются                                                                                                                    |
| Налог с доходов физических лиц                                                         | Совокупный доход, полученный физическими лицами, как в денежной, так и в натуральной форме | Единая ставка 13%<br>С дивидендов 9%, 30%, 15%<br>С некоторых видов деятельности 35%                                                       |
| В пенсионный фонд                                                                      | Фонд оплаты труда                                                                          | 22%                                                                                                                                        |
| В фонд обязательного медицинского страхования                                          | Фонд оплаты труда                                                                          | 5,1%                                                                                                                                       |
| В фонд социального страхования: страховые взносы от несчастных случаев на производстве | Фонд оплаты труда                                                                          | 2,9%                                                                                                                                       |

Помимо основных налогов, нефтегазовые компании также уплачивают специализированные налоги и платежи:

- налог на добычу полезных ископаемых;
- разовые платежи за право на добычу;
- регулярные платежи за пользование недрами;
- Самым «тяжелым камнем» у недропользователей является налог на

добычу полезных ископаемых. Но и для НДСП существует ряд послаблений. Нулевая ставка НДСП предусматривается при извлечении:

- сверхвязкой нефти;
- нефти, добытой, на территории Якутии, Иркутской области и Красноярского края в объеме до 25 млн. т, но, в том случае, если разработка запасов на выделенном участке происходила не более 10 лет;
- нефти, добытой, на территории Северного полярного круга в объеме до 35 млн т, но, в том случае, если разработка запасов на выделенном участке происходила не более 10 лет;
- нефти, добытой, на территории Азовского и Каспийского морей в объеме до 10 млн. тонн, но, в том случае, если разработка запасов на выделенном участке происходила не более 7 лет;
- нефти, добытой, на территории полуострова Ямал в объеме до 15 млн. т, но, в том случае, если разработка запасов на участке недр происходила не более 7 лет.

Так же предполагается использование понижающего коэффициента к НДСП для месторождений с выработанностью запасов больше чем на 80%<sup>6</sup>. Стоит заметить, что для поддержки эксплуатации маргинальных скважин, со стороны государства никаких льгот и послаблений не предусмотрено.

Рассмотрим, какое налоговое бремя несет недропользователь при эксплуатации скважин добывающих продукцию с обводненностью выше 90%.

На рисунке 6 представлен график зависимости НДСП и общих затрат при минимальном рентабельном дебите при заданной обводненности от 90 до 97%.

---

<sup>6</sup> Налоговый кодекс Российской Федерации в ред. Федерального закона 30.09.2013 N 268-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации.2013.

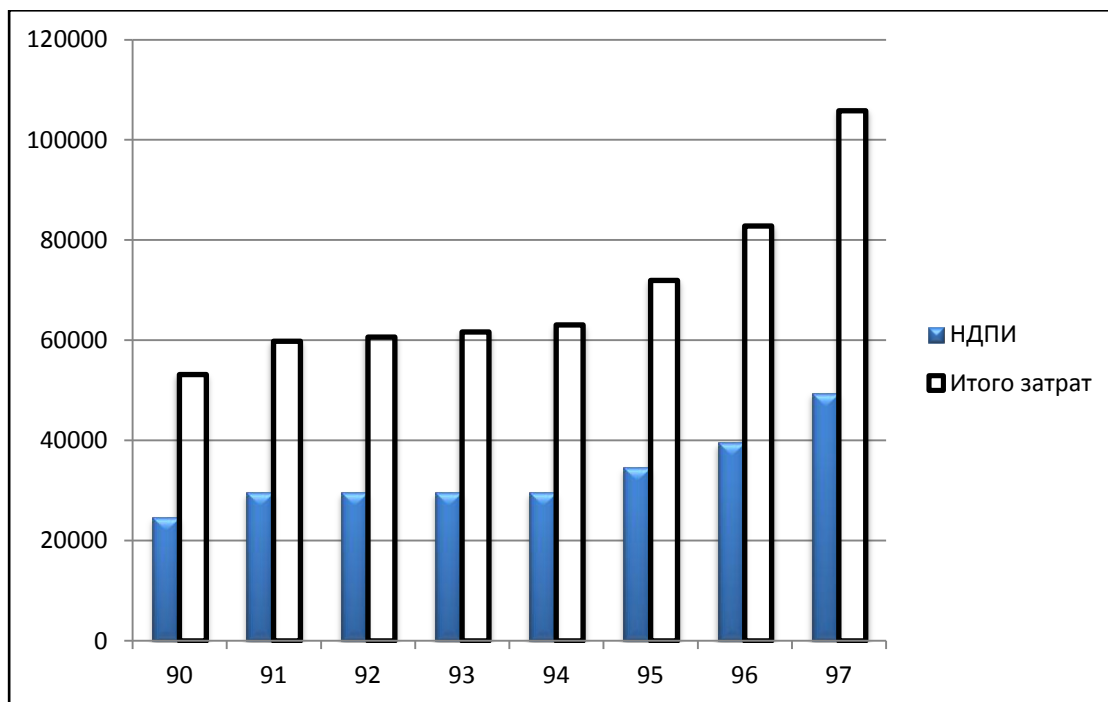


Рисунок 6 – Зависимость НДПИ, общих затрат и уровня обводненности добываемой продукции

Как видно из рисунка 6, НДПИ составляет чуть менее 50% от суммы общих затрат. Так же по мере увеличения обводненности продукции затраты на добычу нефти в таких условиях достаточно быстро растут, это обусловлено ростом минимального рентабельного дебита, а соответственно и ростом переменных затрат на добычу, подготовку, и закачку жидкости. Но в действующем налоговом законодательстве этот факт не предусмотрен, и недропользователь предпочтет остановить убыточную скважину.

### **3 Методы стимулирования эксплуатации низкорентабельных скважин**

#### **3.1 Обоснование технологических решений по улучшению показателей добычи нефти на исследуемом предприятии**

Одним из условий важным для применения успешного технологического решения служит экономическая оценка его эффективности. Для определения экономического эффекта от проведенного комплекса ГТМ необходимо установить выгоду, добытую в результате внедрения их в нефтепромысловую практику.

Добыча нефти в данное время является почти неэффективной и требует вмешательства в ранее освоенной системе нефтедобычи. В существующей системе нефтедобычи можно выделить несколько уровней модернизации:

- улучшение и оптимизации форматов эксплуатации действующей системы разработки (контроль фильтрационных потоков, остановка скважин, ввод новых очагов нагнетания, повышение свойств вытесняющего агента, смещение линии нагнетания, использование методов повышения нефтеотдачи (МУН) и обработок призабойной зоны (ОПЗ), выхождение скважин из бездействия);
- переоценка технологических методов добычи нефти и радикальное изменение системы разработки месторождения(режим и метод вытеснения нефти, система и плотность размещения скважин, укрупнение-разукрупнения нефтяных объектов, тип вытесняющего агента);
- организационно-технические изменения промысловой структуры сбора, подготовки и добычи нефти, или предприятия в целом.

Первый представленный уровень модернизации в большей степени связан со снижением текущих эксплуатационных затрат и поиском резервов в добыче малообводенной нефти. Как правило, не требующей дополнительных капитальных вложений от предприятия. Третий уровень модернизации является более болезненным и усложнённым, реализация которого требует серьезной

реорганизации структуры самого предприятия, возможно ликвидация части цехов, подразделений или сокращения численности персонала.

Многочисленные исследования показали, что чем позднее будет производиться изменение системы нефтедобычи, тем ниже будут промысловые результаты. Однако, необратимо снижаются не только общие технико-экономические показатели, но так же снижаются показатели экономически оправданной нефтеотдачи при сравнении с возможно достигаемой при использовании улучшений. Возможный недобор нефтеотдачи может достигать 5-6 % и более.

Подтверждая необходимость работ по изменению основополагающих технологических решений на каждом месторождении (изменение системы расположения скважин, бурении новых и т.д.), на сегодняшний день актуально решение задачи максимально эффективного использования существующего фонда скважин. Это решается путем обеспечения потенциально добытых возможностей системы пласт-скважина и улучшением условий эффективной добычи нефти. С точки зрения оперативности внедрения и окупаемости затрат, технической и технологической оснащенности производства в наше время преимущественное применение имеют анализ гидродинамических исследований скважин, методы физико-химических воздействия на пласты. Главным результатом здесь является комплексный подход, который обеспечивает постоянный контроль за выработкой запасов нефти в объеме пласта, адресным воздействием на интервалы пласта и скважины с целью вовлечения в разработку удаленных участков пласта.

На каждом месторождении есть определенный потенциал увеличения технико-экономических показателей добычи нефти. Этот потенциал реализуется выполнением комплекса геолого-технических мероприятий. Порядок обоснования технологических решений и рекомендаций для исследуемого предприятия должен включать:

- с целью определения перспектив применения современных технологий МУН и ОПЗ группировку и типизацию нефтяных залежей по комплексу геолого-технологических факторов;
- критериальную оценку технологической применимости рассматриваемых современных технологий МУН и ОПЗ;
- обоснование вероятных результатов от применения выбранных технологий, оценка их экономической целесообразности для типовых скважинных условий и формирования перечня рекомендуемых технологий по месторождениям;
- определение ежегодных объемов применения рекомендуемых технологий по месторождениям, исходя из организационно-технических возможностей выполнения этих работ собственными силами предприятия при сложившихся стоимостях типовых обработок скважин (исходя из минимизации дополнительных затрат на обработки);
- расчет возможных изменений в уровнях добычи нефти и жидкости по месторождениям и НГДУ на 1-2 годы и технико-экономическая оценка предлагаемых мероприятий.

Повышение эффективности выработки запасов нефти на месторождениях связано с возможностью реализации следующих групп технологий:

- интенсификация притока и приемистости нефтенасыщенных интервалов, повышение продуктивности скважин (методы ОПЗ);
- создание нефтевытесняющих оторочек химических композиций (поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеры и т.д.);
- гидродинамические методы повышения нефтеотдачи (изменение фильтрационных потоков, циклическое заводнение и т.д.);
- повышение охвата пластов заводнением физико-химическими технологиями (выравнивание профилей приемистости и притока, блокирование промытых и обводненных зон пласта).

Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи успешно применяются на исследуемом предприятии, обеспечивая ежегодно дополнительную добычу нефти около 300 тыс. т. Следует отметить, что на сегодняшний день расширение объемов применения этих методов связано с целенаправленными работами по активизации системы поддержания пластового давления (ППД), так как главным образом по причинам финансового характера, системы разработки месторождений с ППД являются разбалансированными (число, размещение и производительность нагнетательных скважин не соответствует современным требованиям).

Одним из перспективных направлений является воздействие на призабойную зону пласта химическими реагентами, а также гидроразрыв пласта и технология сейсмоакустического воздействия. На сегодняшний день достаточно успешно используются ГРП и методы ОПЗ кислотными агентами. Результаты этих методов воздействия на пласт находится на среднеотраслевом уровне – 1 тыс. т/скважина. На текущий момент в малом объеме используются работы по регулированию профилей приемистости и фильтрационных потоков (ВПП) закачкой в нагнетательные скважины таких систем как ВУС, ПАПС и т.д., вообще не используются водоизоляционные работы (ВИР) в водобывающих скважинах.

На сегодняшний день в нефтяной сфере накоплен достаточно большой положительный опыт применения вышеуказанных методов повышения нефтеотдачи, мало того практическое применение свидетельствует о том, что и в нынешних непростых экономических условиях достигается экономический эффект.

Исходя из геолого-геофизических условий разрабатываемых месторождений, критериальной методики оценки применимости современных прогрессивных технологий в России и в мире на объектах с похожими характеристиками для исследуемого предприятия можно рекомендовать для расширенного применения несколько базовых групп методов и технологий по повышению эффективности добычи нефти.

Технологический комплекс водоизоляционных работ предназначен для обеспечения активной выработки остаточных запасов нефти на участке дренирования отдельных высокообводненных добывающих скважин и повышение нефтеотдачи за счет продления периода их рентабельной эксплуатации. В результате реализации мероприятий данного комплекса на скважине происходит снижение обводненности добываемой продукции и увеличение дебита нефти.

Технологический комплекс обработки призабойной зоны решает задачу повышения продуктивности малодебитных скважин и вовлечения в активную разработку недренируемых и слабодренируемых запасов нефти в низкопроницаемых зонах и интервалах пласта, обеспечивая тем самым повышение коэффициента нефтеизвлечения на объекте в целом. Данный комплекс используется для повышения продуктивности как добывающих, так и нагнетательных скважин.

Активизация системы ППД предполагает более рациональный и системный подход к гидродинамическим условиям пласта, на основании которого производится поддержание пластового давления путем закачивания в него технической воды.

Все запланированные методы зависят от общего гидродинамического состоянием объекта и направлены, в первую очередь, на восстановление проектной системы воздействия на залежь, обеспечение оптимального баланса отборов жидкости, нефти и закачки воды.

Все методы группируются по видам работ, по ним рассчитываются и обобщаются в целом по месторождению технологические эффекты в виде дополнительной добычи нефти по годам внедрения.

Внедрение данных мероприятий с их последующей реализацией и планируемые к достижению технологические эффекты предусматривают окупаемость вложенных ранее средств. При этом рентабельность проведенных мероприятий основывается не на результатах проведения отдельных работ, а на объемах добычи нефти в целом по месторождению, в том числе и дополнительно добытую нефть.

### **3.2 Методы государственного стимулирования эксплуатации маргинальных скважин**

В условиях несовершенной налоговой системы всевозможные методы повышения эффективности разработки месторождений могут оказаться неэффективными. Как известно, основным ресурсным налогом является налог на добычу полезных ископаемых

Еще до введения налога в действие, специалистами были проведены оценки, выявившие основные его недостатки:

- единая ставка, не учитывающая геолого-технологические и экономико-географические условия разработки месторождений;
- жесткая привязка ставки налога к уровню мировой цены на нефть без учета объема экспортируемой нефти.

Введение недифференцируемой ставки НДС уничтожило стимулы к разработке трудноизвлекаемых запасов, а так же снизило эффективность нефтедобычи для компаний, разрабатывающих выработанные месторождения. Это приводит к неэффективной и неравномерной выработке запасов нефти, ухудшению показателей разработки, падению коэффициента извлечения нефти. Современной мерой борьбы с понижением эффективности нефтедобычи становится остановка нерентабельных скважин с целью сокращения убытков без учета геолого-технологических, экономических и социальных последствий таких остановок. Рассматривая данные предыдущей главы доля простаивающих скважин в эксплуатационном фонде по состоянию на декабрь 2015 года достигла 24,8 %.

Экономический и административный подходы – два основных подхода к стимулированию добычи нефти из малодебитных нерентабельных скважин и месторождений. Административный подход предусматривает отзыв у нефтедобывающей компании лицензии на право пользования недрами приостановки ею нерентабельных скважин и нарушения условий разработки

месторождения. Однако данный метод не является выходом из ситуации, поскольку для месторождения, которое находится на поздней стадии разработки, практически невозможно найти нового инвестора. Поэтому отнятие права на пользование недр означало бы практическую остановку эксплуатации всего фонда скважин, что нанесло бы гораздо больший ущерб, чем вывод из эксплуатации только нерентабельных скважин.

Экономический же подход может быть реализован путем снижения налоговой ставки специально созданных организаций по эксплуатации малodeбитных нерентабельных скважин, либо путем применения особого режима налогообложения в рамках обычных нефтедобывающих организации. В данной работе подробнее будет рассмотрен именно экономический подход к стимулированию эксплуатации нерентабельных скважин.

Основываясь на опыт некоторых субъектов нашего государства касательно решения проблемы добычи нефти из нерентабельных малodeбитных скважин, можем наблюдать, что эти попытки носят абсолютно несистемный и некомплексный характер.

И именно поэтому важно разработать систему стимулирования добычи нефти из маргинальных скважин и принять ее на федеральном уровне, чтобы в последствие создать на всей территории Российской Федерации единый экономико-правовой режим.

Несмотря на определенную проработанность направления решения проблемы эксплуатации малodeбитных нерентабельных скважин через механизм налогового стимулирования в последнее время появились новые предложения по ее решению. Можно выделить два основных направления реформирования экономико-правовой базы в сфере эксплуатации маргинальных скважин:

- создание обособленного хозяйствующего субъекта;
- создание специального режима стимулирования добычи нефти из нерентабельных скважин.

Создание обособленного хозяйствующего субъекта подразумевает на базе основной нефтедобывающей организации создание специального субъекта,

которым будут передаваться малодебитные нерентабельные скважины и при этом обособленный субъект будет освобождаться от всевозможных налогов и сборов. При этих обстоятельствах основная нефтедобывающая компания не будет нести убытков, связанных с эксплуатацией таких скважин. Однако такое решение будет выгодно только основной компании, проблема не будет решена по существу и практически не может быть реализована. Однако передача скважин от одного юридического лица другому запрещена Федеральным законом «О недрах». Закон «О недрах» допускает возможность перехода права пользования недрами и переоформления действующей лицензии только в случае реорганизации предприятия – пользователя недр путем деления либо выделенного из него другого предприятия, когда вновь созданное предприятие продолжает деятельность в соответствии с лицензией на участке прежнего недропользователя. Предприятия, которые занимаются эксплуатацией малодебитных нерентабельных скважин, по определению должны быть убыточными. Для обеспечения их жизнедеятельности в рыночных условиях хозяйствования должны быть разработаны и законодательно оформлены специальные налоговый и дотационный режимы, что потребует много времени и имеет мало шансов на прохождение в Государственной Думе. При передаче специальной организации малодебитных нерентабельных скважин вся производственная и социальная инфраструктура, как правило, будет оставаться у основной нефтедобывающей организации. В связи с этим у специальной организации неизбежно появятся дополнительные затраты по созданию хотя бы отдельных элементов собственной инфраструктуры. Наличие льготного налогового режима у специальной организации создаст условия для «перекачки» к ней затрат основной организации через оплату услуг по завышенным ценам и тарифам. Практически будет открыт канал для перетока бюджетных средств в головную нефтедобывающую организацию. Опираясь на вышесказанное, напрашивается вывод, что создание обособленных хозяйствующих субъектов для эксплуатации нерентабельных скважин является неприемлемой как с точки зрения экономической целесообразности, так и по причине практической ее

реализации.

Поэтому в данной работе более детально прорабатывается вопрос о создании специального режима стимулирования добычи нефти из малодебитных нерентабельных скважин путем создания для всех нефтедобывающих организаций России равных экономических условий. Следует также отметить, что в существующих проектах законов о стимулировании добычи из малодебитных нерентабельных скважин оговаривается, что налоговые льготы для скважин начинают применяться по достижению ей «предела эксплуатации», однако методик определения этого предела не содержат.

Проблема малодебитных нерентабельных скважин состоит не столько в их малодебитности, сколько в обусловленной ею нерентабельности этих скважин. Если малодебитная скважина требует для своей эксплуатации меньше затрат (включая налоги), чем рыночная стоимость добываемой из нее нефти, то такая скважина является рентабельной и для нее не требуется устанавливать специальный режим. Рентабельности или нерентабельности данной скважины определяется не только ее дебитом, но и целым рядом других факторов: уровнем цены на нефть, величиной налоговой нагрузки, обводненностью скважины, способом их эксплуатации и т.д. В зависимости от сочетания указанных факторов одна и та же скважина с одним и тем же дебитом может быть как рентабельной, так и нерентабельной. Наиболее наглядно это происходит при снижении цен на нефть, когда ранее рентабельные скважины сразу же переходят в разряд нерентабельных. Другим примером может служить обводненность добываемой из скважин жидкости, весьма существенно влияющая на уровень рентабельности скважин. При одном и том же дебите по нефти (например, 1 т/сут.) скважины, дающие безводную нефть, могут быть рентабельными, а высокообводненные скважины – нерентабельными. В связи с вышеизложенным специальные режим стимулирования добычи нефти из малодебитных нерентабельных скважин предлагается распространить исключительно на малодебитные нерентабельные скважины, затраты на эксплуатацию которых (включая налоги) превышают доходы от реализации добытой из них нефти. При этом необходимо принимать во

внимание возможность применения по отношению к нерентабельным скважинам применения различных технологий, которые позволяют увеличить рентабельность таких скважин.

### **3.3 Механизм налогового стимулирования эксплуатации нерентабельных скважин**

Одним из главных этапов функционирования специального режима стимулирования добычи нефти из малодебитных нерентабельных скважин является определение таких скважин. Порядок их определения представлен на рисунке 7.

Для этого необходимо по каждой нефтяной скважине определить:

- доход от реализации нефти на внутреннем рынке;
- сумму затрат на добычу нефти ( без налогов и сборов);
- сумму всех налогов и сборов.

Исходными данными для расчета дохода, затрат и налогов по скважинам служат существующие отчеты нефтедобывающих организаций: калькуляция себестоимости нефти, месячный эксплуатационный рапорт (МЭР) о работе нефтяных скважин, квартальная бухгалтерская отчетность

Сумма дохода по каждой скважине определяется как произведение принимаемого из МЭР объема добычи нефти по этой скважине за отчетный период на среднюю цену реализации нефти на внутреннем рынке за тот же период.

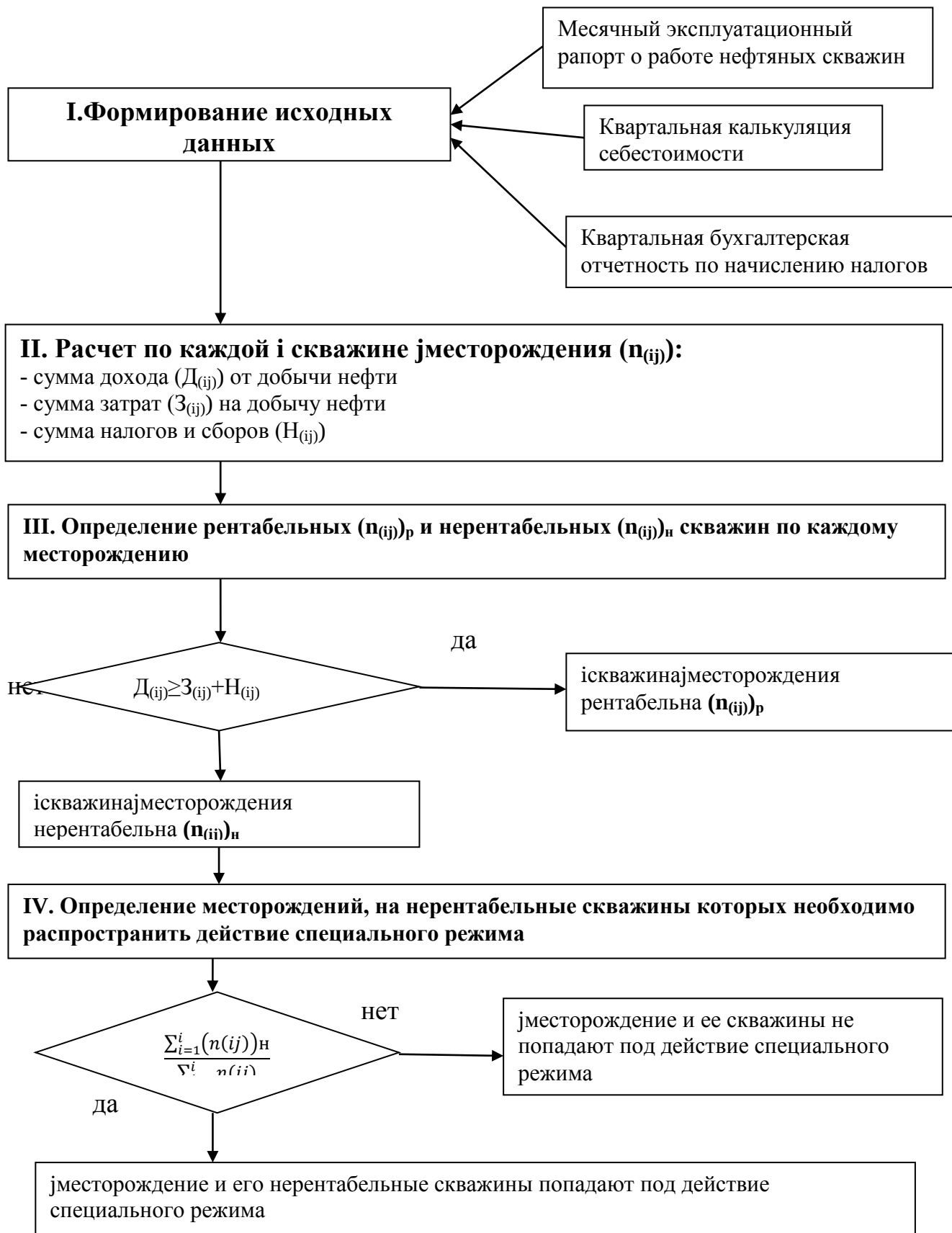


Рисунок 7 – Механизм применения специального режима для нерентабельных скважин

Как указано на рисунке 7, в первую очередь, необходимо определить фонд малодебитных нерентабельных скважин на основе расчетов по каждой скважине сумм дохода, затрат и налогов. При этом суммы указанных показателей, рассчитанные в целом по организации распределяются по скважинам пропорционально добычи нефти и жидкости из них, а также времени их работы. Скважины, у которых доход от добычи нефти меньше полных затрат, считаются малодебитными нерентабельными.

При этом особый режим следует распространить на те малодебитные нерентабельные скважины, чье количество превышает 10 % от общего числа нефтяных скважин по месторождению. Если эти условия соблюдаются, то на скважины распространяется специальный режим. Рассмотрим два варианта специального налогового режима:

- введение понижающих коэффициентов к НДС;
- применение налоговых вычетов при эксплуатации нерентабельных скважин.

Введение понижающих коэффициентов к НДС заключается в применении понижающих коэффициентов к НДС в зависимости от дебита скважин и уровня обводненности добываемой продукции. Ведь с ростом обводненности, себестоимость добываемой нефти увеличивается в геометрической прогрессии. Но в этом режиме не учитывается географическое положение месторождений. Ведь в условиях Западной Сибири капитальные, а следовательно и эксплуатационные затраты, в несколько раз превышают аналогичные в Западной части России. Это обуславливается высокой заболоченностью и отсутствием развитой инфраструктуры местностей, где разрабатываются нефтегазовые месторождения. Некоторыми сторонниками этого варианта предлагается дополнительно к понижающим коэффициентам НДС, вводить коэффициенты географического положения. На первом этапе внедрения специального налогового режима таким коэффициентом может служить районный коэффициент к заработной плате. Но для того чтобы сохранять единый экономико-правовой режим на всей территории РФ, этот вопрос в дальнейшем

требует глубокой проработки.

Применение налоговых вычетов при эксплуатации нерентабельных скважин сводится к тому, что по каждой малодебитной нерентабельной скважине рассчитывается сумма необходимых налоговых вычетов, равная разнице между полными затратами и доходом, которая обеспечит по каждой такой скважине нулевую рентабельность, что позволит сохранить экономическую заинтересованность организации в продолжение ее эксплуатации. При этом максимальная величина налоговых вычетов по каждой малодебитной нерентабельной скважине должны быть ограничены суммой всех налогов и сборов, рассчитанных по данной скважине. Налоговый вычет по нефтедобывающей организации в целом определяется суммированием налоговых вычетов по всем малодебитным скважинам. Рассчитанные в целом по организации суммы налоговых вычетов необходимо относить на уменьшение сумм начисленных федеральных налогов в порядке установленной очередности.

Следует отметить основные достоинства предлагаемого особого режима:

- объективность по сравнению с механизмом применения понижающих коэффициентов;
- соблюдение баланса интересов государства и нефтедобывающих организаций;
- обеспечение максимальной, с точки зрения экономической целесообразности, выработки нефтяных месторождений;
- минимальное снижение доходов бюджетов, так как налоговые вычеты предусматриваются только в том размере, чтобы вывести малодебитные скважины на нулевую рентабельность, а в остальной части налоги по указанным скважинам будут сохранены (вместо полной потери этих налогов в случае остановки скважин из-за их нерентабельности);
- радикальный характер, предусматривающий возможность плавного снижения налоговых отчислений сначала по отдельным малодебитным скважинам, а в итоге - по месторождению и нефтедобывающей организации в целом;

- необходимость внесения минимальных поправок в действующее законодательство, так как при этом сохраняется существующий порядок начисления налогов, которые затем лишь уменьшаются на суммы налоговых вычетов;

- достаточная простота и возможность практической реализации на базе существующей системы учета и отчетности без длительной организации для этого дорогостоящей специальной системы прямого учета затрат по каждой скважине.

К числу недостатков может быть отнесена определенная усредненность методики расчета и налогов по скважинам не учитывающая индивидуальных особенностей каждой скважины (ее глубина, балансовая стоимость, протяженность выкидного нефтепровода до пункта сбора нефти, межремонтный период работы скважины, тип установленного на ней оборудования и т.д.). Однако усредненность расчетов является неизбежной платой за возможность быстрой и практической реализации специального режима налогообложения нерентабельных скважин, так как в противном случае пришлось бы организовывать прямой учет затрат и добычи по каждой скважине, что потребовало бы больших дополнительных затрат средств и времени и надолго задержало бы ввод в действие налоговой системы для малодебитных скважин. Кроме того, определение погрешности и неточности имеются также и в промысловом учете объемов добычи нефти по скважинам.

Возможно, некоторые могут заявить, что предлагаемые режимы налогообложения малодебитных скважин выгоден нефтяникам, но не выгоден государству, поскольку налоговые вычеты по малодебитным скважинам увеличивают доходы нефтедобывающих организаций за счет сокращения доходов бюджета и внебюджетных фондов. Однако такая точка зрения является поверхностной и не учитывает всего комплекса происходящих при этом экономических процессов. Интерес государства лежит не только в сфере доходов бюджета и в рациональном использовании природных ресурсов, собственником которых оно является.

Действительно, предлагаемые режимы налогообложения предусматривает уменьшение НДС или общих сумм налогов, начисленных по малодебитным скважинам, на величину налогового вычета. Но если особый режим налогообложения не будет принят, то государство не сможет получить еще меньшую сумму налогов, так как нефтедобывающая организация прекратит эксплуатацию малодебитных скважин из-за убыточности. Предлагаемый режим налогообложения в целом выгоден государству, так как позволяет ему получать максимально возможную в реально складывающихся условиях сумму налоговых платежей и избежать при этом возникновения социальных проблем в нефтяных регионах.

Необходимо четко определить место и назначение предлагаемого налогового режима. Любые другие налоговые режимы организации не могут заменить особый режим налогообложения малодебитных скважин. Если для нефтедобывающей организации установить самый льготный режим налогообложения, все равно в этой организации будет некоторое количество наиболее малодебитных скважин, которые даже при льготном режиме налогообложения окажутся нерентабельными, а поэтому организация будет экономически заинтересована в прекращении эксплуатации таких скважин.

Чтобы не допустить этого и не нанести при этом ущерб обществу и доходам бюджета, целесообразно иметь особый налоговый режим для подобных скважин, который позволит продолжить их экономически выгодную для компании эксплуатацию таких скважин, который позволит продолжить их экономически выгодную для компании эксплуатацию и одновременно сохранить (хотя бы в уменьшенном объеме) поступление от них доходов в бюджеты и внебюджетные фонды. Таким образом, особый режим налогообложения малодебитных скважин должен быть составной частью любой системы налогообложения нефтедобывающих организаций.

Конечно, разработка и применение гибких систем налогообложения нефтегазового сектора связаны с определенными издержками со стороны государства и недропользователей.

В общем случае можно назвать три типа издержек государства:

- издержки администрирования;
- издержки перестройки;
- издержки, связанные с риском принятия ошибочных решений.

Издержки администрирования выходят на первый план для государства в условиях уже действующей гибкой налоговой системы. Как правило, это прямые расходы, связанные с разработкой и принятием необходимых нормативно-правовых актов, разносторонним мониторингом ситуации в нефтегазовой сфере и содержанием управляющих органов, которые выполняют функции контроля, учета и сбора налогов с недропользователей. Несмотря на то, что по своей абсолютной величине издержки администрирования могут быть весьма значительными (многое в данном случае зависит от масштабов нефтегазового сектора), они не идут ни в какое сравнение с той выгодой, которую получает государство в результате применения гибкой налоговой системы. На стадии формирования дифференцированной системы налогообложения к издержкам администрирования добавляются издержки перестройки налоговой системы и издержки, связанные с риском принятия ошибочных решений.

Издержки перестройки носят в большей степени «моральный» характер: государство всегда неохотно признает недостатки созданной системы управления и тот факт, что существующие административно-управленческие органы не в состоянии адекватно решать задачи, которые выдвигает жизнь. Перестройка системы управления – процесс весьма болезненный и требующий значительных усилий и времени. При этом зачастую больше времени уходит на то, чтобы решиться на проведение перестройки, чем на саму перестройку.

При разработке и внедрении новой налоговой системы (особенно, если она является более сложной по сравнению с действующей) всегда существует риск принятия ошибочных решений, вследствие которых новая система может оказаться не настолько эффективной, как ожидалось. Это относится и к фискальному, и к стимулирующему элементам налоговой системы. Вероятность ошибки возрастает при недостатке опыта и стремлении выстроить чересчур

сложную всеобъемлющую систему, которая отражала бы все нюансы функционирования нефтегазового сектора. Возможна ситуация, когда созданная система окажется достаточно эффективной в смысле выполнения своих функций, но слишком сложной и дорогой в использовании. В данном случае издержки риска ошибочных решений, связанных с внутренним механизмом действия системы, трансформируются в дополнительные административные издержки.

При разработке и применении гибкой налоговой системы издержки недропользователей включают:

- технические издержки;
- издержки администрирования;
- издержки, вызванные усилением государственного контроля.

Технические издержки, как таковые, связаны с установкой и эксплуатацией дополнительного оборудования, например, контрольно-измерительного, что является необходимой материальной предпосылкой для организации раздельного учета объемов производимой продукции и затрат по объектам разработки: месторождениям, залежам, скважинам.

Издержки администрирования выражаются, главным образом, в усложнении функций учета и отчетности (бухгалтерской, финансовой, налоговой) в рамках добывающих компаний. При переходе к гибкой схеме налогообложения в компаниях нефтегазовой сферы может возникнуть необходимость развертывания дополнительных систем учета, изменения структуры управления, переподготовки кадров и т.п.

Издержки, связанные с усилением государственного контроля (мониторинга), могут быть прямыми и косвенными. Прямые издержки (расходы) могут обуславливаться необходимостью более жесткого соблюдения требований лицензионных соглашений, технологической дисциплины, экологических нормативов и проч., а соответственно - необходимостью применения дополнительного или более дорогостоящего оборудования и повышения квалификации персонала. Косвенные издержки (вычеты из дохода) могут выражаться в некотором сокращении прибыли в результате перераспределения

рентного дохода и увеличения доли государства в присвоении ренты. Такого рода издержки более вероятны в случае разработки высокорентабельных месторождений, отдача от которой для государства при «простой» налоговой системе может быть не вполне адекватной.

Но в любом случае, применение гибких систем налогообложения для нефтедобывающих предприятий, как показывает опыт многих стран, в целом является выгодным и для государства, и для недропользователей – и та, и другая сторона полностью окупают свои издержки за счет получения дополнительных доходов.

### **3.4 Эффективность применения специального налогового режима на исследуемом предприятии**

При льготном налогообложении маргинальных скважин подразумевается, что в сегодняшних условиях эксплуатация этих скважин является нерентабельной, и в случае если политика государства в изъятии НДС не изменится, то в федеральный и местные бюджеты не поступит ни копейки от «нефтяных доходов», попросту из-за того, что данные скважины будут выводиться из эксплуатации.

В силу отсутствия полной информации по исследуемому предприятию (бухгалтерского баланса, месячного эксплуатационного фонда и т.п.) в данной работе рассмотрена эффективность применения понижающих коэффициентов к НДС. Под действием налогового режима рассматривались только скважины с обводненностью добываемой продукции выше 90%. Причиной этому, явилось то, что в основном они и являются убыточными для предприятия.

В данной работе предлагается ввести такие коэффициенты, чтобы количество нерентабельных скважин свести к минимуму.

Для скважин добывающих продукцию с обводненностью от 90 до 94 % ввести понижающий коэффициент 0,7. Тем самым минимальный рентабельный дебит уменьшиться с 5-6 т/сут до 4-5 т/сут.

Для скважин добывающих продукцию с обводненностью от 95 до 98 %, ввести понижающий коэффициент 0,5. Тем самым минимальный рентабельный дебит для скважин с обводненностью 95-97% уменьшиться с 7-10 т/сут до 5-7 т/сут, а для скважин с обводненностью свыше 97%, минимальный рентабельный дебит уменьшиться до 8 т/сут.

При реализации данных предложений недропользователь стабилизирует темпы падения добычи нефти, а так же сможет увеличить уровень добычи на 5-10 %. Так же, все скважины находящиеся в зоне нерентабельности на исследуемом предприятии перейдут в разряд рентабельных, и у недропользователя не будет «соблазна» прекратить эксплуатацию этих скважин, добывающих около 1 млн. тонн нефти в год.

При данном подходе государство не получит в полном размере установленный текущим законодательством НДС. Но со стороны государства, как собственника недр, действующего в интересах общества, должны осуществляться шаги, которые будут направлены на повышение эффективности разработки нефтяных ресурсов. Представители власти должны понимать, что нефтяной бизнес не будет автоматически учитывать государственную пользу и национальные интересы, для этого необходимо эффективное государственное регулирование. В частности, создание экономических условий для освоения подобных объектов предполагает снижение налоговой нагрузки (либо в целом по нефтегазовому комплексу, либо для отдельных объектов разработки). В противном случае проекты просто не будут реализованы. Отказавшись от прямых налоговых поступлений, государство получит свои бюджетные доходы через косвенные и мультипликативные эффекты, а так же в виде экономии бюджетных расходов, связанных с решением могущих иметь место социальных проблем. Это как раз тот случай, когда некоторое уменьшение бюджетного эффекта может существенно увеличить интегральный эффект для общества.

## **4. Социальная ответственность на рассматриваемом предприятии**

### **4.1 Факторы внутренней социальной ответственности**

Рассматриваемое предприятие заботится о благосостоянии и социальной защищенности своих сотрудников и их семей. Компания предоставляет работникам пакет социальных льгот и гарантий. Обязательства по их обеспечению закреплены в Коллективном договоре, ежегодно заключаемом между работодателем и трудовым коллективом и охватывающем всех работников и неработающих пенсионеров Компании.

Коллективный договор предусматривает:

- льготы и гарантии работникам;
- социальную защиту молодых работников;
- поддержку ветеранов и пенсионеров.

Структуру социальных льгот и гарантий определяет Стандарт Коллективного договора.

В 2014 году были увеличены размеры выплат материальной помощи женщинам по уходу за детьми в возрасте от полутора до трех лет; для ритуальных расходов семье работника (пенсионера) в случае его смерти; работникам, увольняющимся в связи с выходом на пенсию; пенсионерам, достигшим юбилейного возраста; работникам в связи с предоставлением ежегодного оплачиваемого отпуска. Кроме того, увеличена материальная помощь многодетным семьям, неполным семьям, детям-сиротам, родители которых погибли на производстве.

Ключевым критерием социальной ответственности Компании является выполнение обязательств по созданию безопасных условий труда. В соответствии с международным стандартом OHSAS 18001 разработана «Программа (план мероприятий) компании в области промышленной безопасности и охраны труда по недопущению травм, снижению риска, аварийности и внеплановых потерь на 2013-2015 годы», которая направлена на сохранение жизни и здоровья, а также улучшение условий труда работников, снижение аварийности, значительных

производственных рисков, повышение безопасности работы оборудования, улучшение противопожарного состояния объектов. На реализацию мероприятий Программы запланировано около 7 млрд рублей.

Компания обладает уникальными условиями для обучения и развития всех категорий персонала. В настоящее время в Компании сложилась и успешно функционирует система профессионального образования, включающая подготовку и повышение квалификации рабочих, специалистов, менеджеров высшего и среднего звена управления.

Оказание поддержки работникам в улучшении жилищных условий – одно из важных направлений социальной политики компании. В 2015 году для работников компании в рамках программы социальной ипотеки введено в эксплуатацию пять жилых домов в городе Стрежевой. Сотрудникам Компании выделено 1118 квартир общей площадью 79,1 тыс. м<sup>2</sup>.

Численность работников компании, вовлеченных в программу негосударственного пенсионного обеспечения, в 2015 году составила 39 тысяч человек. Дополнительную негосударственную пенсию получают более 19 тысяч пенсионеров.

Одной из первоочередных задач компании является поддержка и развитие молодежи. С 2000 года функционирует Молодежная организация, которая объединяет всех работников компании в возрасте до 33 лет. На предприятиях введены освобожденные должности инженеров по работе с молодежью. Для не освобожденных председателей молодежных комитетов и советов молодых специалистов введены надбавки к основной заработной плате. Для приобретения мебели и товаров первой необходимости выделяется беспроцентная ссуда.

Основные направления работы с молодежью:

- профессиональная адаптация вновь принятых молодых специалистов;
- обучение и профессиональное развитие;
- социальная защита молодых работников;
- обеспечение творческой самореализации молодежи;

- обеспечение взаимодействия молодежи в информационном пространстве;
- формирование толерантности и гражданской позиции у молодых работников;
- распространение здорового образа жизни.

#### **4.2 Факторы внешней социальной ответственности.**

Традиционными направлениями спонсорской и благотворительной деятельности являются:

- «Дни дарения» — безвозмездная передача книг, изданных Фондом в библиотеки и учебные заведения городов и районов РТ;
- приобретение сценической одежды и музыкальных инструментов для творческих коллективов;
- направление одаренных детей и творческих коллективов на конкурсы;
- материальное поощрение деятелей культуры.

Прежде всего данное предприятие — экологически ответственная компания, которая в своей деятельности руководствуется следующими целями:

- повышение промышленной и экологической безопасности опасных производственных объектов за счет обеспечения надежной и безаварийной работы технологического оборудования, внедрения эффективных методов технической диагностики оборудования;
- идентификация, оценка и снижение промышленных опасностей и рисков;
- повышение эффективности контроля соблюдения требований промышленной и экологической безопасности на производственных объектах Компании;

- сокращение негативного воздействия на окружающую среду за счет внедрения новых прогрессивных технологий, оборудования, материалов и повышения уровня автоматизации управления технологическими процессами;
- рациональное использование природных ресурсов, минимизация потерь нефти и газа.

В целом, природоохранная деятельность в компании реализуется в соответствии с природоохранными программами. В 2000 году была разработана и утверждена третья экологическая программа до 2015 года, призванная поддерживать состояние окружающей среды региона деятельности компании на нормативно допустимом уровне, соответствующем потенциальным возможностям самовосстановления природных экосистем.

В связи с завершением «Экологической программы компании», рассчитанной на период 2000-2015 годы, в настоящее время начата работа по формированию новой Экологической программы компании на 2016-2020 годы.

#### **4.3 Внутренние и внешние стейкхолдеры организации**

Взаимодействие с заинтересованными сторонами компании на постоянной основе взаимодействует с широким кругом заинтересованных сторон, рассматривая взаимовыгодные отношения с ними как важнейший ресурс устойчивого развития. Основываясь на критериях определения стейкхолдеров, компания под заинтересованными сторонами понимает организации, лица или группы лиц, интересы которых могут быть затронуты деятельностью Компании или принимаемыми решениями, которые могут оказать влияние на деятельность Компании, или перед которыми у Компании имеются обязательства.

Основные заинтересованные стороны в зависимости от степени влияния на деятельность компании и степени влияния Компании на их жизнедеятельность сгруппированы в две области. К области существенного влияния относятся заинтересованные стороны, которые могут существенно влиять на деятельность компании или интересы которых существенно затрагивает деятельность

Компании. Это внутренние стейкхолдеры, акционеры и инвесторы, потребители и клиенты, деловые партнеры, органы государственной власти.

К области ограниченного влияния отнесены общественные организации, инвестиционно-аналитические и рейтинговые компании, средства массовой информации, профильные учреждения высшего и среднего профессионального образования и местные сообщества, то есть те стейкхолдеры, интересы которых могут быть затронуты деятельностью Компании частично или которые могут оказывать опосредованное влияние на Компанию (таблица 6).

Таблица 6 – Карта стейкхолдеров

| Область существенного влияния                                                                                                                            |                                                                               |                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                     |                                                                                                                                                                 |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Внутренние стейкхолдеры</b><br>Сотрудники<br>Профсоюз                                                                                                 | <b>Акционеры и инвесторы</b><br>Более 45 тысяч акционеров<br>Инвесторы        | <b>Потребители и клиенты</b><br>Нефтеперерабатывающие заводы<br>Клиенты АЗС<br>Потребители продукции нефтехимического комплекса<br>Потребители нефтяного оборудования, трубной, кабельной, химической и прочей продукции | <b>Органы государственной власти</b><br>Федеральные органы государственной власти<br>Региональные органы государственной власти<br>Администрации муниципальных образований регионов<br>деятельности | <b>Деловые партнеры</b><br>Поставщики<br>Подрядные организации                                                                                                  |
| Область ограниченного влияния                                                                                                                            |                                                                               |                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                     |                                                                                                                                                                 |
| <b>Общественные организации</b><br>Федеральные (РСНП, Союз нефтегазопромышленников России, РИД и др.)<br>Региональные и местные общественные организации | <b>Профильные учреждения высшего и среднего профессионального образования</b> | <b>Местные сообщества</b><br>Население регионов деятельности<br>Медицинские, спортивные, образовательные учреждения, учреждения культуры регионов деятельности                                                           | <b>СМИ</b> Федеральные<br>СМИ Региональные и местные СМИ<br>Сетевые СМИ и информагентства                                                                                                           | <b>Инвестиционно-аналитические и рейтинговые компании</b><br>Более 100 российских и международных инвестиционно-аналитических и рейтинговых компаний и агентств |

Успех деятельности Компании во многом зависит от понимания и удовлетворения текущих и будущих потребностей и ожиданий заинтересованных сторон. В этой связи в Компании предприняты следующие шаги:

- определены заинтересованные стороны;

- налажена система изучения их потребностей и ожиданий в отношении деятельности Компании;
- определены и установлены формы информирования и «обратной связи» для каждой из заинтересованных сторон;
- определены зоны ответственности Компании перед основными заинтересованными сторонами.

Компания считает исключительно важным поддержание открытого конструктивного диалога с заинтересованными сторонами. Такой диалог последовательно развивается, совершенствуются методы информирования, обратной связи и взаимодействия. Основными способами информирования и взаимодействия с заинтересованными сторонами являются корпоративные СМИ, Интернет-портал компаний, пресс-релизы, пресс-конференции, публикации в СМИ, рассылка информационных сообщений (писем, информационных буклетов и брошюр), консультации, переговоры, опросы, организация рабочих групп и постоянно действующих комиссий и др.

Социальная ответственность компании перед основными стейкхолдерами представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Социальная ответственность компании перед основными стейкхолдерами

| Акционеры                                                                                                                                                     | Партнеры                                                                                                                                                | Сотрудники                                                                                                                                                             | Местные сообщества                                                                                                                                                                                                                               | Потребители                                                                                                                                                                                                              |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Динамичный рост и развитие Компании<br>Эффективность деятельности<br>Повышение капитализации<br>Поддержание репутации высокотехнологичной и надежной Компании | Следование этическим принципам Компании<br>Честная конкуренция<br>Своевременное и точное выполнение договорных условий<br>Взаимовыгодное сотрудничество | Обеспечение достойного уровня жизни<br>Предоставление социальных гарантий<br>Предоставление возможности личного и профессионального роста<br>Безопасность рабочих мест | Содействие социально-экономическому развитию регионов деятельности<br>Содействие развитию образования, культуры и спорта<br>Грамотное и эффективное природопользование и охрана окружающей среды<br>Поддержка социально уязвимых слоев населения | Предоставление высококачественных товаров и услуг<br>Постоянное повышение качества продукции<br>Стремление следовать изменяющимся требованиям потребителей<br>Предоставление достоверной информации о продукции Компании |

Способы информирования и взаимодействия с заинтересованными сторонами представлены ниже в таблице 8.

Таблица 8 – Способы информирования и взаимодействия с заинтересованными сторонами

| Акционеры и инвесторы                                                                                                                                                                                          | Деловые партнеры                                                                                                     | Сотрудники                                                                                                                                                                                                                                                           | Профсоюз                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Потребители                                                                                                               | Региональное сообщество                                                                                                                                                                                                                                               |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Общее собрание акционеров<br>Инвестиционные саммиты<br>Встречи, переговоры<br>Интернет-портал<br>Годовой отчет<br>Переписка, ответы на запросы<br>Форумы, выставки, презентации<br>Нефинансовая отчетность СМИ | Проведение конкурса<br>Встречи, совещания<br>Нефинансовая отчетность<br>Рабочие визиты<br>Реклама<br>Интернет-портал | Собрание трудового коллектива<br>Мониторинг удовлетворенности условиями труда<br>Анкетирования, развернутые интервью<br>Запросы, передаваемые через представителей профсоюза<br>Корпоративные СМИ<br>Сайт для корпоративных пользователей<br>Нефинансовая отчетность | Совместная работа по разработке Коллективного договора (согласительная комиссия)<br>Взаимодействие с уполномоченным по охране труда<br>Совместный комитет по охране труда<br>Встречи, совещания<br>Совместная комиссия по правовым вопросам<br>Проведение совместных культурных, спортивных и других мероприятий<br>Нефинансовая отчетность | Опросы, анкетирования<br>Книга отзывов и предложений<br>«Горячая линия»<br>Интернет-портал<br>Нефинансовая отчетность СМИ | Совместные программы с администрациями населенных пунктов<br>Нефинансовая отчетность<br>Участие в работе общественных организаций<br>Публикации в региональных СМИ<br>Опросы населения<br>Встречи руководства с ветеранами, студентами и другими социальными группами |

### 4.3 Краткое описание и анализ деятельности стейкхолдеров организации

Совет Российского союза промышленников и предпринимателей (РСПП) по нефинансовой отчетности проводит общественное заверение корпоративных отчетов (социальных, в области устойчивого развития).

Предмет общественного заверения – значимость и полнота раскрываемой в нефинансовом отчете информации о результатах деятельности компании в соответствии с принципами ответственной деловой практики (зафиксированы в Социальной хартии российского бизнеса).

Общественное заверение нефинансовых отчетов – инструмент независимого подтверждения раскрываемых компаниями сведений о реализации принципов ответственного ведения бизнеса в корпоративных стратегиях,

способствует повышению общественного доверия к компании. Эта форма заверения имеет самостоятельное значение и востребована вне зависимости от наличия или отсутствия профессионального аудиторского заключения по отчету.

В мире практика общественного заверения нефинансовых отчетов получает все большую поддержку и развитие.

Назначение общественного заверения нефинансового отчета:

- содействие публичному признанию результатов деловой практики, информация о которых содержится в корпоративном отчете;
- повышение уровня доверия заинтересованных сторон компании к содержащейся в отчете информации;
- содействие развитию процесса нефинансовой отчетности в компании.

В Совете РСПП по нефинансовой отчетности процедуру общественного заверения прошли 84 нефинансовых отчетов тридцати трех компаний среди которых и наша компания.

Последним годом прохождения общественного заверения по данным сайта РСПП был отчетный 2013 год. Из отчета видна практика взаимодействия с заинтересованными сторонами в 2013 году (таблица 9).

Таблица 9 – Практика взаимодействия с заинтересованными сторонами в 2013 году

| Событие, мероприятие                                                                                          | Стекхолдеры                                                   | Обсуждаемые темы и вопросы                                                                                                                                                                      |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1                                                                                                             | 2                                                             | 3                                                                                                                                                                                               |
| Конференция трудового коллектива компании (28 января 2013 г.)                                                 | Профсоюз<br>Сотрудники                                        | Итоги деятельности Компании в 2012 году<br>Внедрение инновационных технологий<br>Выполнение условий Коллективного договора за 2012 год<br>Внесение изменений в Коллективный договор на 2013 год |
| Участие представителей Компании в заседании попечительского совета по благотворительности (31 января 2013 г.) | Администрации муниципальных образований<br>Местные сообщества | Реализация социальных программ Компании в 2012 году<br>Социальная помощь населению<br>Планы благотворительной деятельности на 2013 год                                                          |

Продолжение таблицы 9

| 1                                                                                                             | 2                                                                           | 3                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Участие представителей Компании в Коллегии Министерства экологии и природных ресурсов РТ (12 февраля 2013 г.) | Органы государственной власти Деловые партнеры                              | Природоохранные и ресурсосберегающие технологии, применяемые в Компании<br>Достижения Компании в сфере охраны окружающей среды<br>Сотрудничество с органами государственной власти в области охраны природных ресурсов                                                                                                                |
| Совещание постоянно действующей комиссии по безопасности труда компании (25 февраля 2013 г.)                  | Профсоюз<br>Сотрудники<br>Деловые партнеры<br>Органы государственной власти | Статистика производственного травматизма и меры по его снижению<br>Итоги работы за 2012 год и основные направления деятельности по охране труда, промышленной и пожарной безопасности, профилактике аварийности в 2013 году<br>Повышение ответственности работников за соблюдение требований промышленной безопасности и охраны труда |
| Совместная рабочая поездка руководства компании на месторождения (март 2013 г.)                               | Органы государственной власти Деловые партнеры                              | Применение газотурбинных установок Capstone<br>Реализация в Компании программы по повышению уровня эффективного использования попутного нефтяного газа                                                                                                                                                                                |
| Встреча с губернатором Томской области (6 марта 2013 г.)                                                      | Органы государственной власти                                               | Подписание дополнительного Соглашения о развитии сотрудничества между Правительством Томской области и компании<br>Повышение рационального использования попутного нефтяного газа<br>Согласованная политика в области социальных гарантий и занятости работников, реализации региональных спортивных и культурных проектов            |
| Научно-практическая конференция «История и перспективы разработки нефтяных месторождений Томской области»     | Деловые партнеры                                                            | История разработки месторождений Томской области<br>Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов нефти<br>Современные технические и технологические решения в поиске и добыче нефти                                                                                                                                                  |

Продолжение таблицы 9

| 1                                                                                                                                                                                                                                | 2                                                                                     | 3                                                                                                                                                                                                                                                              |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Участие представителей Компании в XII Московской международной выставке «Нефть и Газ»/MIOGE и IV Международной конференции по актуальным вопросам инновационного развития нефтегазовой отрасли ЭНЕРКОН-2013 (25-28 июня 2013 г.) | Органы государственной власти Деловые партнеры                                        | Воспроизводство сырьевой базы нефтегазодобычи на основе инновационного развития нефтегазовой отрасли • Техническое регулирование в нефтегазовой отрасли<br>Инновационные технологии в области поиска, разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа и др. |
| Рабочая поездка представителей Компании в ОАО «Сургутнефтегаз» (август 2013 г.)                                                                                                                                                  | Деловые партнеры                                                                      | Обмен опытом в области реализации кадровой и социальной политик                                                                                                                                                                                                |
| Поездка руководства компании по социальным объектам г. Стрежевой (август 2013 г.)                                                                                                                                                | Органы государственной власти Жители регионов деятельности Учреждения здравоохранения | Реконструкция и ремонт объектов здравоохранения г. Стрежевой                                                                                                                                                                                                   |

#### 4.3 Определение затрат на программы КСО

Общая сумма средств, направленных на реализацию программ социальной поддержки работников и пенсионеров компании, в 2014 году составила около 0,6 млрд рублей.

В 2013 году обучение и повышение квалификации прошли 14 677 сотрудников Компании (68,4 % от списочной численности персонала). В их числе – 8 214 рабочих, 3 406 руководителей и 3 057 специалистов и служащих. На эти цели направлено более 149 млн рублей, что на 16,8 % больше уровня 2012 года.

Предусмотрено погашение выделенного работнику займа из прибыли Компании при условии его работы в компании. В 2015 году общий размер займа, выделенного работникам структурных подразделений, составил 130 млн руб. На программу социальной ипотеки потрачено 89,7 млн. руб., на материальную помощь пенсионерам – 52,1 млн. руб., на добровольное медицинское страхование – 223,9 млн. руб., на корпоративную Спартакиаду – 74,1 млн. руб.

#### **4.4 Оценка эффективности программ**

Подводя итог, считаю, что компания ведет активную деятельность в области социально-правовой политики в отношении своих сотрудников. Исходя из этого, компания повышает уровень своей социальной значимости на фоне остальных предприятий и создает благоприятные условия для работников, тем самым, тем самым повышая статус компании, и, соответственно, уровень профессионализма. Компании выгодно быть ответственным и исполнительным работодателем, вкладывая средства в создание комфортных условий труда, гарантируя безопасность на рабочем месте, а также предоставляя своим работникам социальную поддержку и материальную помощь, тем самым создавая условия для привлечения квалифицированного персонала и повышения производительности труда своих работников, а также улучшая показатели деятельности и конкурентоспособность своей компании и снижая уровень текучести персонала.

## **Заключение**

Поддерживать добычу нефти на предприятии на постоянном уровне становится сложнее. Введение новых месторождений в разработку может только компенсировать естественное снижение производства на промыслах. Решением проблемы может стать использование потенциала старых нефтяных районов. В большинстве случаев эксплуатация скважин, добывающих высокообводненную продукцию является нерентабельной, и данные скважины выводят из эксплуатации. В данной работе был произведен анализ операционных затрат при эксплуатации маргинальных скважин, были выявлены минимально рентабельные дебиты и было проведено сравнение с действующим фондом высокообводненных скважин. Было установлено, что с каждым годом растет количество низкодебитных и высокообводненных скважин. Исходя из проведенного анализа, около 10 % нефти на исследуемом предприятии добывается из нерентабельных скважин, и если государство не вмешается в этот процесс, то в скором времени эта цифра может на порядок увеличиться.

Истощение ресурсной базы должно явиться главной предпосылкой для перехода к гибкой государственной системе при разработки нефтяных месторождений, находящихся на последних стадиях разработки, а также при эксплуатации нерентабельных скважин. Компенсировать падение добычи возможно путем совершенствования государственного стимулирования эксплуатации низкодебитных и высокообводненных скважин. Использование административного подхода к стимулированию эксплуатации нерентабельных скважин является неприемлемым, в связи с тем, что при лишении права на использование участка недр, государство вряд ли найдет нового заинтересованного инвестора для эксплуатации «старого» месторождения.

В данной работе рассматривался более привлекательный вариант стимулирования – экономический, а именно налоговый.

Автором работы было предложено три варианта создания специального налогового режима при эксплуатации маргинальных нефтедобывающих скважин:

1) Создание обособленного предприятия, которому принадлежали бы все нерентабельные скважины и которое попадало под специальный налоговый режим. Но данный вариант противоречит принципам рыночной экономики, и реализация его является проблематичной со стороны административно-правового вопроса

2) Применение налоговых вычетов при эксплуатации нерентабельных скважин. Размер максимальных налоговых вычетов был бы равен разности доходов и затрат со скважины.

3) Применение понижающих коэффициентов к основному нефтяному налогу – НДС. В этом случае устанавливаются коэффициенты к ставке НДС в зависимости от уровня обводненности скважин. При реализации данного варианта стимулирования уровень минимального рентабельного дебита снижается до уровней фактических дебитов на скважинах, добываемых высокообводненную продукцию.

При реализации специальных налоговых режимов неизбежны издержки, как со стороны государства, так и со стороны недропользователя. Со стороны государства такими являются: издержки администрирования, издержки перестройки и издержки, связанные с риском принятия ошибочных решений. Со стороны недропользователя: технические издержки, издержки администрирования, издержки вызванные усилением государственного контроля.

Но в любом случае, применение гибких систем налогообложения НДС, как показывает опыт многих стран, в целом является выгодным и для государства, и для недропользователей – и та, и другая сторона полностью окупают свои издержки за счет получения дополнительных доходов.

## Список используемой литературы

1. Административный регламент предоставления Федеральным агентством по недропользованию государственной услуги по выдаче разрешений на строительство объектов, строительство, реконструкция или капитальный ремонт которых планируется в целях выполнения работ, связанных с использованием недрами (утв. приказом Минприроды России от 27 августа 2009 г. № 268.) // СПС «Гарант».
2. Андреев А.Ф. Оценка эффективности и планирование проектных решений в нефтегазовой промышленности. – М.: Наука, 1997. – С. 276.
3. Андреев А.Ф. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Наука, 2009. – С. 347.
4. Авраменко Н.А. Система налогообложения нефтедобывающей промышленности Великобритании // В мире. – 2006 – №5. – С. 55-58.
5. Баркалова Н.Д., Малышев С.А. Методы оценки рисков при разработке нефтяных месторождений // Проблемы управления рыночной экономикой. Томск: Межкафедральный сборник научных трудов. – 2005. – С. 57.
6. Богомольный Е.И. Экономическая оценка рентабельности работы фонда скважин // Нефтяное хозяйство. – 1998. – №3. – С. 6-7.
7. Бройде И.М. Финансы нефтяной и газовой промышленности: Учебник для вузов. М.: Недра, 1990. – С. 319.
8. Гавура В.Е. Вопросы нефтяного законодательства и стимулирования добычи нефти в зарубежных странах. М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – С. 28.
9. Голуб А.А., Струкова Е.Н., Экономические методы управления природопользованием. М.: Наука, 2002. – С. 136.
10. Гражданский кодекс Российской Федерации (часть IV) // Собрание законодательства Российской Федерации. 2006.
11. Градостроительный кодекс Российской Федерации // Собрание законодательства Российской Федерации. 2005.

12. Гужновский Л.П. Экономика разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1977. – С. 255.
13. Ежов С.А., Особенности налоговой системы в нефтяном секторе экономики. М.: Наука, 1999. – С. 80.
14. Инструкция по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа. М.: Минтопэнерго РФ, 1995. – С. 35.
15. Исаченко В.М. Методический подход к обоснованию экономического предела эксплуатации добывающих скважин// Нефтяное хозяйство. – 2004. – №2. – С. 92-93.
16. Лавущенко В.П. О рентабельности эксплуатации скважин с позиции государства и нефтедобывающих компаний.// Нефтяное хозяйство. – 2003 – №8. – С. 58-60.
17. Лесной кодекс Российской Федерации// Собрание законодательства Российской Федерации.2006.
18. Максимов В.М. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи // Бурение и нефть. – 2011. – №2. – С. 68.
19. Муслимов Р.Х. Методика расчета добычи нефти из истощенных, малодебитных и высокообводненных скважин, подлежащей налоговому стимулированию. Альметьевск, 1997. – С. 14.
20. Мясников С.А. Рентабельность и рента // Экономические стратегии. – 2004. – № 1. – С.28-31.
21. Налоговый кодекс Российской Федерации (в ред. Федерального закона 30.09.2013 N 268-ФЗ) // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2013.
22. Николенко В.В. Пути повышения экономической эффективности эксплуатационного фонда скважин // Нефтепромысловое дело. – 2006. – №5. – С. 58-59.

23. Постановление Правительства РФ от 05 марта 2007 г. № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий»// Собрание законодательства РФ. – 2007. – № 11. – Ст. 1336.

24. Постановление Правительства РФ от 01.02.2006 № 54 (ред. от 04.02.2011) «О государственном строительном надзоре в Российской Федерации» // СПС «Гарант».

25. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. в редакции приказа Ростехнадзора от 12.01.2015г.) // СПС «Гарант».

26. Приказ ФТС от «27» ноября 2014 г. № 275-э/1 «Об установлении тарифов на услуги ОАО «АК «Транснефть» по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов» // СПС «Гарант».

27. Разовский Ю.Г. Горная рента: экономика и законодательство. М.:Издательство Бонд, 1999. – С. 276.

28. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96 (утв. Минтопэнерго РФ 23.09.1996) // СПС «Гарант».

29. Рохлин С.М. Экономика рационального использования нефтяных ресурсов недр. М.: Недра, 1991. – С. 226.

30. Рыженков И.И. Экономическая эффективность рационального использования нефтяных ресурсов. М.: ВНИИОЭНГ, 2000. – С. 47.

31. Сазанов Ю. Налоговый режим способен раздавить нефтяную отрасль // Парламентская газета. – 2005. – № 69 – С.1-4.

32. Статистика // Нефтегазовая вертикаль. – 2006. – №3. – С. 77.

33. Терегулова Г.Р. Экономический предел эксплуатации скважины // Нефтепромысловое дело. 2002. -№3. – С. 34-37.

34. Фаттахов Б.З. О методики оптимизации разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2008 – №7. – С. 16-20.

35. Щегорцов В. Глобальное – значит, американское? // Нефть России. – 2005. – №1. – С 8-11.
36. Ягафаров А.Ф. Нефтяные месторождения в поздней стадии эксплуатации: проблемы налогообложения и экологии. М.: Издательство «ИнститутИСПИН», 2004. – С. 259.
37. Ященко И.Г., Полищук Ю.М., Козин Е.. Трудноизвлекаемые нефти: классификация и анализ качественных особенностей // Oil&Gas Journal. – 2015. – №11. – С. 64-70.
38. Cordes Jonn, An introduction to the taxation of mineral rents // The taxation of mineral Enterprises. – 2010. – №2 – С. 34-39.
39. [www.garant.ru](http://www.garant.ru) –справочная правовая система «Гарант». Официальный сайт (дата обращения 12.04.2016).
40. [www.tomskneft.ru](http://www.tomskneft.ru) – ОАО «Томскнефть». Официальный сайт (дата обращения 10.04.2016).
41. [www.tomsk.gov.ru](http://www.tomsk.gov.ru) - Администрация Томской области. Официальный сайт (дата обращения 12.04.2016)..

**Приложение А Определение минимального рентабельного дебита до и после применения специального налогового режима для скважин, добывающих продукцию с обводненностью 90-98%**

Определения минимального рентабельного дебита до и после применения специального налогового режима для скважин добывающих продукцию с обводненностью 90%

| Дебит нефти | Дебит жидкости | Пер. на подготовку нефти, руб./т | Пер. затраты на добычу и перекачку жидкости, руб./т | Пер. затраты на закачку воды, руб./т | Содержание скважины | НДПИ (ставка 4948 руб./т) | Итого затрат | Доход со скважины | НДПИ с учетом К=0,7 | Итого затрат с учетом К=0,7 | Доход-затраты    | Доход-затраты с учетом К=0,7 |
|-------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------|---------------------|---------------------------|--------------|-------------------|---------------------|-----------------------------|------------------|------------------------------|
| <b>1</b>    | <b>10.0</b>    | 67.3                             | 850.3                                               | 123.0                                | 23257.90            | 4947.6                    | 29 246.17    | 10 642.1          | 3 463.3             | 27 761.88                   | <b>-18 604.1</b> | <b>-17 119.8</b>             |
| <b>2</b>    | <b>20.0</b>    | 134.7                            | 1700.6                                              | 246.0                                | 23257.90            | 9895.3                    | 35 234.44    | 21 284.2          | 6 926.7             | 32 265.87                   | <b>-13 950.2</b> | <b>-10 981.7</b>             |
| <b>3</b>    | <b>30.0</b>    | 202.0                            | 2550.9                                              | 369.0                                | 23257.90            | 14842.9                   | 41 222.72    | 31 926.3          | 10 390.0            | 36 769.85                   | <b>-9 296.4</b>  | <b>-4 843.5</b>              |
| <b>4</b>    | <b>40.0</b>    | 269.4                            | 3401.2                                              | 492.0                                | 23257.90            | 19790.5                   | 47 210.99    | 42 568.4          | 13 853.4            | 41 273.83                   | <b>-4 642.6</b>  | <b>1 294.6</b>               |
| <b>5</b>    | <b>50</b>      | 336.7                            | 4251.5                                              | 615.0                                | 23257.90            | 24738.2                   | 53 199.26    | 53 210.5          | 17 316.7            | 45 777.81                   | <b>11.2</b>      | <b>7 432.7</b>               |
| <b>6</b>    | <b>60</b>      | 404.0                            | 5101.8                                              | 738.0                                | 23257.90            | 29685.8                   | 59 187.53    | 63 852.6          | 20 780.1            | 50 281.80                   | <b>4 665.1</b>   | <b>13 570.8</b>              |
| <b>7</b>    | <b>70</b>      | 471.4                            | 5952.1                                              | 861.0                                | 23257.90            | 34633.4                   | 65 175.81    | 74 494.7          | 24 243.4            | 54 785.78                   | <b>9 318.9</b>   | <b>19 708.9</b>              |
| <b>8</b>    | <b>80</b>      | 538.7                            | 6802.4                                              | 984.0                                | 23258.90            | 39581.1                   | 71 165.08    | 85 136.8          | 27 706.7            | 59 290.76                   | <b>13 971.7</b>  | <b>25 846.0</b>              |
| <b>9</b>    | <b>90</b>      | 606.1                            | 7652.7                                              | 1107.0                               | 23259.90            | 44528.7                   | 77 154.35    | 95 778.9          | 31 170.1            | 63 795.74                   | <b>18 624.5</b>  | <b>31 983.2</b>              |
| <b>10</b>   | <b>100</b>     | 673.4                            | 8503.0                                              | 1230.0                               | 23260.90            | 49476.3                   | 83 143.62    | 106 421.0         | 34 633.4            | 68 300.73                   | <b>23 277.4</b>  | <b>38 120.3</b>              |

**Определения минимального рентабельного дебита, до и после применения специального налогового режима, для скважин добывающих продукцию с обводненностью 94 %**

| Дебит нефти | Дебит жидкости | Пер. на подготовку нефти, руб./т | Пер. затраты на добычу и перекачку жидкости, руб./т | Пер. затраты на закачку воды, руб./т | Содержание скважины | НДПИ (ставка 4948 руб./т) | Итого затрат | Доход со скважины | НДПИ с учетом К=0,7 | Итого затрат с учетом К=0,7 | Доход-затраты    | Доход-затраты с учетом К=0,7 |
|-------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------|---------------------|---------------------------|--------------|-------------------|---------------------|-----------------------------|------------------|------------------------------|
| <b>1</b>    | <b>16.7</b>    | 67.3                             | 1417.2                                              | 205.0                                | 23257.90            | 4947.6                    | 29 895.0     | 10 642.1          | 3 463.3             | 28 410.7                    | <b>-19 252.9</b> | <b>-17 768.6</b>             |
| <b>2</b>    | <b>33.3</b>    | 134.7                            | 2834.3                                              | 410.0                                | 23257.90            | 9895.3                    | 36 532.2     | 21 284.2          | 6 926.7             | 33 563.6                    | <b>-15 248.0</b> | <b>-12 279.4</b>             |
| <b>3</b>    | <b>50.0</b>    | 202.0                            | 4251.5                                              | 615.0                                | 23257.90            | 14842.9                   | 43 169.3     | 31 926.3          | 10 390.0            | 38 716.4                    | <b>-11 243.0</b> | <b>-6 790.1</b>              |
| <b>4</b>    | <b>66.7</b>    | 269.4                            | 5668.7                                              | 820.0                                | 23257.90            | 19790.5                   | 49 806.5     | 42 568.4          | 13 853.4            | 43 869.3                    | <b>-7 238.1</b>  | <b>-1 300.9</b>              |
| <b>5</b>    | <b>83.3</b>    | 336.7                            | 7085.8                                              | 1025.0                               | 23257.90            | 24738.2                   | 56 443.6     | 53 210.5          | 17 316.7            | 49 022.1                    | <b>-3 233.1</b>  | <b>4 188.4</b>               |
| <b>6</b>    | <b>100.0</b>   | 404.0                            | 8503.0                                              | 1230.0                               | 23257.90            | 29685.8                   | 63 080.7     | 63 852.6          | 20 780.1            | 54 175.0                    | <b>771.9</b>     | <b>9 677.6</b>               |
| <b>7</b>    | <b>116.7</b>   | 471.4                            | 9920.2                                              | 1435.0                               | 23257.90            | 34633.4                   | 69 717.9     | 74 494.7          | 24 243.4            | 59 327.8                    | <b>4776.8</b>    | <b>15 166.9</b>              |
| <b>8</b>    | <b>133.3</b>   | 538.7                            | 11337.3                                             | 1640.0                               | 23258.90            | 39581.1                   | 76 356.0     | 85 136.8          | 27 706.7            | 64 481.7                    | <b>8780.8</b>    | <b>20 655.1</b>              |
| <b>9</b>    | <b>150.0</b>   | 606.1                            | 12754.5                                             | 1845.0                               | 23259.90            | 44528.7                   | 82 994.2     | 95 778.9          | 31 170.1            | 69 635.5                    | <b>12784.7</b>   | <b>26 143.4</b>              |
| <b>10</b>   | <b>166.7</b>   | 673.4                            | 14171.7                                             | 2050.0                               | 23260.90            | 49476.3                   | 89 632.3     | 106 421.0         | 34 633.4            | 74 789.4                    | <b>16788.7</b>   | <b>31 631.6</b>              |

**Определения минимального рентабельного дебита, до и после применения специального налогового режима, для скважин добывающих продукцию с обводненностью 95%**

| Дебит нефти | Дебит жидкости | Пер. на подготовку нефти, руб./т | Пер. затраты на добычу и перекачку жидкости, руб./т | Пер. затраты на закачку воды, руб./т | Содержание скважины | НДПИ (ставка 4948 руб./т) | Итого затрат | Доход со скважины | НДПИ с учетом К=0,5 | Итого затрат с учетом К=0,5 | Доход-затраты    | Доход-затраты с учетом К=0,5 |
|-------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------|---------------------|---------------------------|--------------|-------------------|---------------------|-----------------------------|------------------|------------------------------|
| <b>1</b>    | <b>20.0</b>    | 67.3                             | 1700.6                                              | 246.0                                | 23257.90            | 4947.6                    | 30 219.47    | 10 642.1          | 2 473.8             | 27 745.66                   | <b>-19 577.4</b> | <b>-17 103.6</b>             |
| <b>2</b>    | <b>40.0</b>    | 134.7                            | 3401.2                                              | 492.0                                | 23257.90            | 9895.3                    | 37 181.04    | 21 284.2          | 4 947.6             | 32 233.41                   | <b>-15 896.8</b> | <b>-10 949.2</b>             |
| <b>3</b>    | <b>60.0</b>    | 202.0                            | 5101.8                                              | 738.0                                | 23257.90            | 14842.9                   | 44 142.62    | 31 926.3          | 7 421.4             | 36 721.17                   | <b>-12 216.3</b> | <b>-4 794.9</b>              |
| <b>4</b>    | <b>80.0</b>    | 269.4                            | 6802.4                                              | 984.0                                | 23257.90            | 19790.5                   | 51 104.19    | 42 568.4          | 9 895.3             | 41 208.92                   | <b>-8 535.8</b>  | <b>1 359.5</b>               |
| <b>5</b>    | <b>100.0</b>   | 336.7                            | 8503.0                                              | 1230.0                               | 23257.90            | 24738.2                   | 58 065.76    | 53 210.5          | 12 369.1            | 45 696.68                   | <b>-4 855.3</b>  | <b>7 513.8</b>               |
| <b>6</b>    | <b>120.0</b>   | 404.0                            | 10203.6                                             | 1476.0                               | 23257.90            | 29685.8                   | 65 027.33    | 63 852.6          | 14 842.9            | 50 184.44                   | <b>-1 174.7</b>  | <b>13 668.2</b>              |
| <b>7</b>    | <b>140</b>     | 471.4                            | 11904.2                                             | 1722.0                               | 23257.90            | 34633.4                   | 71 988.91    | 74 494.7          | 17 316.7            | 54 672.19                   | <b>2505.8</b>    | <b>19 822.5</b>              |
| <b>8</b>    | <b>160</b>     | 538.7                            | 13604.8                                             | 1968.0                               | 23258.90            | 39581.1                   | 78 951.48    | 85 136.8          | 19 790.5            | 59 160.95                   | <b>6185.3</b>    | <b>25 975.9</b>              |
| <b>9</b>    | <b>180</b>     | 606.1                            | 15305.4                                             | 2214.0                               | 23259.90            | 44528.7                   | 85 914.05    | 95 778.9          | 22 264.3            | 63 649.71                   | <b>9864.8</b>    | <b>32 129.2</b>              |
| <b>10</b>   | <b>200</b>     | 673.4                            | 17006.0                                             | 2460.0                               | 23260.90            | 49476.3                   | 92 876.62    | 106 421.0         | 24 738.2            | 68 138.46                   | <b>13544.4</b>   | <b>38 282.5</b>              |

**Определения минимального рентабельного дебита, до и после применения специального налогового режима, для скважин добывающих продукцию с обводненностью 96 %**

| Дебит нефти | Дебит жидкости | Пер. на подготовку нефти, руб./т | Пер. затраты на добычу и перекачку жидкости, руб./т | Пер. затраты на закачку воды, руб./т | Содержание скважины | НДПИ (ставка 4948 руб./т) | Итого затрат | Доход со скважины | НДПИ с учетом К=0,5 | Итого затрат с учетом К=0,5 | Доход-затраты    | Доход-затраты с учетом К=0,5 |
|-------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------|---------------------|---------------------------|--------------|-------------------|---------------------|-----------------------------|------------------|------------------------------|
| <b>1</b>    | <b>25.0</b>    | 67.3                             | 2125.8                                              | 307.5                                | 23257.90            | 4947.6                    | 30 706.12    | 10 642.1          | 2 473.8             | 28 232.31                   | <b>-20 064.0</b> | <b>-17 590.2</b>             |
| <b>2</b>    | <b>50.0</b>    | 134.7                            | 4251.5                                              | 615.0                                | 23257.90            | 9895.3                    | 38 154.34    | 21 284.2          | 4 947.6             | 33 206.71                   | <b>-16 870.1</b> | <b>-11 922.5</b>             |
| <b>3</b>    | <b>75.0</b>    | 202.0                            | 6377.3                                              | 922.5                                | 23257.90            | 14842.9                   | 45 602.57    | 31 926.3          | 7 421.4             | 38 181.12                   | <b>-13 676.3</b> | <b>-6 254.8</b>              |
| <b>4</b>    | <b>100.0</b>   | 269.4                            | 8503.0                                              | 1230.0                               | 23257.90            | 19790.5                   | 53 050.79    | 42 568.4          | 9 895.3             | 43 155.52                   | <b>-10 482.4</b> | <b>-587.1</b>                |
| <b>5</b>    | <b>125.0</b>   | 336.7                            | 10628.8                                             | 1537.5                               | 23257.90            | 24738.2                   | 60 499.01    | 53 210.5          | 12 369.1            | 48 129.93                   | <b>-7 288.5</b>  | <b>5 080.6</b>               |
| <b>6</b>    | <b>150.0</b>   | 404.0                            | 12754.5                                             | 1845.0                               | 23257.90            | 29685.8                   | 67 947.23    | 63 852.6          | 14 842.9            | 53 104.34                   | <b>-4 094.6</b>  | <b>10 748.3</b>              |
| <b>7</b>    | <b>175.0</b>   | 471.4                            | 14880.3                                             | 2152.5                               | 23257.90            | 34633.4                   | 75 395.46    | 74 494.7          | 17 316.7            | 58 078.74                   | <b>-900.8</b>    | <b>16 416.0</b>              |
| <b>8</b>    | <b>200</b>     | 538.7                            | 17006.0                                             | 2460.0                               | 23257.90            | 39581.1                   | 82 843.68    | 85 136.8          | 19 790.5            | 63 053.15                   | <b>2293.1</b>    | <b>22 083.7</b>              |
| <b>9</b>    | <b>225</b>     | 606.1                            | 19131.8                                             | 2767.5                               | 23257.90            | 44528.7                   | 90 291.90    | 95 778.9          | 22 264.3            | 68 027.56                   | <b>5487.0</b>    | <b>27 751.3</b>              |
| <b>10</b>   | <b>250</b>     | 673.4                            | 21257.5                                             | 3075.0                               | 23257.90            | 49476.3                   | 97 740.12    | 106 421.0         | 24 738.2            | 73 001.96                   | <b>8680.9</b>    | <b>33 419.0</b>              |

**Определения минимального рентабельного дебита, до и после применения специального налогового режима, для скважин добывающих продукцию с обводненностью 97%**

| Дебит нефти | Дебит жидкости | Пер. на подготовку нефти, руб./т | Пер. затраты на добычу и перекачку жидкости, руб./т | Пер. затраты на закачку воды, руб./т | Содержание скважины | НДПИ (ставка 4948 руб./т) | Итого затрат | Доход со скважины | НДПИ с учетом К=0,5 | Итого затрат с учетом К=0,5 | Доход-затраты    | Доход-затраты с учетом К=0,5 |
|-------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------|---------------------|---------------------------|--------------|-------------------|---------------------|-----------------------------|------------------|------------------------------|
| <b>1</b>    | <b>33.3</b>    | 67.3                             | 2834.3                                              | 410.0                                | 23257.90            | 4947.6                    | 31 517.2     | 10 642.1          | 2 473.8             | 29 043.39                   | <b>-20 875.1</b> | <b>-18 401.3</b>             |
| <b>2</b>    | <b>66.7</b>    | 134.7                            | 5668.7                                              | 820.0                                | 23257.90            | 9895.3                    | 39 776.5     | 21 284.2          | 4 947.6             | 34 828.88                   | <b>-18 492.3</b> | <b>-13 544.7</b>             |
| <b>3</b>    | <b>100.0</b>   | 202.0                            | 8503.0                                              | 1230.0                               | 23257.90            | 14842.9                   | 48 035.8     | 31 926.3          | 7 421.4             | 40 614.37                   | <b>-16 109.5</b> | <b>-8 688.1</b>              |
| <b>4</b>    | <b>133.3</b>   | 269.4                            | 11337.3                                             | 1640.0                               | 23257.90            | 19790.5                   | 56 295.1     | 42 568.4          | 9 895.3             | 46 399.86                   | <b>-13 726.7</b> | <b>-3 831.5</b>              |
| <b>5</b>    | <b>166.7</b>   | 336.7                            | 14171.7                                             | 2050.0                               | 23257.90            | 24738.2                   | 64 554.4     | 53 210.5          | 12 369.1            | 52 185.35                   | <b>-11 343.9</b> | <b>1 025.2</b>               |
| <b>6</b>    | <b>200.0</b>   | 404.0                            | 17006.0                                             | 2460.0                               | 23257.90            | 29685.8                   | 72 813.7     | 63 852.6          | 14 842.9            | 57 970.84                   | <b>-8 961.1</b>  | <b>5 881.8</b>               |
| <b>7</b>    | <b>233.3</b>   | 471.4                            | 19840.3                                             | 2870.0                               | 23257.90            | 34633.4                   | 81 073.0     | 74 494.7          | 17 316.7            | 63 756.33                   | <b>-6 578.3</b>  | <b>10 738.4</b>              |
| <b>8</b>    | <b>266.7</b>   | 538.7                            | 22674.7                                             | 3280.0                               | 23257.90            | 39581.1                   | 89 332.3     | 85 136.8          | 19 790.5            | 69 541.82                   | <b>-4 195.5</b>  | <b>15 595.0</b>              |
| <b>9</b>    | <b>300.0</b>   | 606.1                            | 25509.0                                             | 3690.0                               | 23257.90            | 44528.7                   | 97 591.7     | 95 778.9          | 22 264.3            | 75 327.31                   | <b>-1 812.8</b>  | <b>20 451.6</b>              |
| <b>10</b>   | <b>333.3</b>   | 673.4                            | 28343.3                                             | 4100.0                               | 23257.90            | 49476.3                   | 105 851.0    | 106 421.0         | 24 738.2            | 81 112.80                   | <b>570.0</b>     | <b>25 308.2</b>              |
| <b>11</b>   | <b>366.7</b>   | 740.7                            | 31177.7                                             | 4510.0                               | 23258.90            | 54424.0                   | 114 111.3    | 117 063.1         | 27 212.0            | 86 899.28                   | <b>2 951.8</b>   | <b>30 163.8</b>              |
| <b>12</b>   | <b>400.0</b>   | 808.1                            | 34012.0                                             | 4920.0                               | 23259.90            | 59371.6                   | 122 371.6    | 127 705.2         | 29 685.8            | 92 685.77                   | <b>5 333.6</b>   | <b>35 019.4</b>              |
| <b>13</b>   | <b>433.3</b>   | 875.4                            | 36846.3                                             | 5330.0                               | 23260.90            | 64319.2                   | 130 631.9    | 138 347.3         | 32 159.6            | 98 472.26                   | <b>7 715.4</b>   | <b>39 875.0</b>              |
| <b>14</b>   | <b>466.7</b>   | 942.8                            | 39680.7                                             | 5740.0                               | 23261.90            | 69266.9                   | 138 892.2    | 148 989.4         | 34 633.4            | 104 258.75                  | <b>10 097.2</b>  | <b>44 730.6</b>              |
| <b>15</b>   | <b>500.0</b>   | 1010.1                           | 42515.0                                             | 6150.0                               | 23262.90            | 74214.5                   | 147 152.5    | 159 631.5         | 37 107.2            | 110 045.24                  | <b>12 479.0</b>  | <b>49 586.3</b>              |

**Определения минимального рентабельного дебита, до и после применения специального налогового режима, для скважин добывающих продукцию с обводненностью 98 %**

| Дебит нефти | Дебит жидкости | Пер. на подготовку нефти, руб./т | Пер. затраты на добычу и перекачку жидкости, руб./т | Пер. затраты на закачку воды, руб./т | Содержание скважины | НДПИ (ставка 4948 руб./т) | Итого затрат | Доход со скважины | НДПИ с учетом К=0,5 | Итого затрат с учетом К=0,5 | Доход-затраты    | Доход-затраты с учетом К=0,5 |
|-------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------|---------------------|---------------------------|--------------|-------------------|---------------------|-----------------------------|------------------|------------------------------|
| <b>1</b>    | <b>50.0</b>    | 67.3                             | 4251.5                                              | 615.0                                | 23257.90            | 4947.6                    | 33 139.4     | 10 642.1          | 2 473.8             | 30 665.6                    | <b>-22 497.3</b> | <b>-20 023.5</b>             |
| <b>2</b>    | <b>100.0</b>   | 134.7                            | 8503.0                                              | 1230.0                               | 23257.90            | 9895.3                    | 43 020.8     | 21 284.2          | 4 947.6             | 38 073.2                    | <b>-21 736.6</b> | <b>-16 789.0</b>             |
| <b>3</b>    | <b>150.0</b>   | 202.0                            | 12754.5                                             | 1845.0                               | 23257.90            | 14842.9                   | 52 902.3     | 31 926.3          | 7 421.4             | 45 480.9                    | <b>-20 976.0</b> | <b>-13 554.6</b>             |
| <b>4</b>    | <b>200.0</b>   | 269.4                            | 17006.0                                             | 2460.0                               | 23257.90            | 19790.5                   | 62 783.8     | 42 568.4          | 9 895.3             | 52 888.5                    | <b>-20 215.4</b> | <b>-10 320.1</b>             |
| <b>5</b>    | <b>250.0</b>   | 336.7                            | 21257.5                                             | 3075.0                               | 23257.90            | 24738.2                   | 72 665.3     | 53 210.5          | 12 369.1            | 60 296.2                    | <b>-19 454.8</b> | <b>-7 085.7</b>              |
| <b>6</b>    | <b>300.0</b>   | 404.0                            | 25509.0                                             | 3690.0                               | 23257.90            | 29685.8                   | 82 546.7     | 63 852.6          | 14 842.9            | 67 703.8                    | <b>-18 694.1</b> | <b>-3 851.2</b>              |
| <b>7</b>    | <b>350.0</b>   | 471.4                            | 29760.5                                             | 4305.0                               | 23257.90            | 34633.4                   | 92 428.2     | 74 494.7          | 17 316.7            | 75 111.5                    | <b>-17 933.5</b> | <b>-616.8</b>                |
| <b>8</b>    | <b>400.0</b>   | 538.7                            | 34012.0                                             | 4920.0                               | 23257.90            | 39581.1                   | 102 309.7    | 85 136.8          | 19 790.5            | 82 519.1                    | <b>-17 172.9</b> | <b>2 617.7</b>               |
| <b>9</b>    | <b>450.0</b>   | 606.1                            | 38263.5                                             | 5535.0                               | 23257.90            | 44528.7                   | 112 191.2    | 95 778.9          | 22 264.3            | 89 926.8                    | <b>-16 412.3</b> | <b>5 852.1</b>               |
| <b>10</b>   | <b>500.0</b>   | 673.4                            | 42515.0                                             | 6150.0                               | 23257.90            | 49476.3                   | 122 072.6    | 106 421.0         | 24 738.2            | 97 334.5                    | <b>-15 651.6</b> | <b>9 086.5</b>               |
| <b>11</b>   | <b>550.0</b>   | 740.7                            | 46766.5                                             | 6765.0                               | 23257.90            | 54424.0                   | 131 954.1    | 117 063.1         | 27 212.0            | 104 742.1                   | <b>-14 891.0</b> | <b>12 321.0</b>              |
| <b>12</b>   | <b>600.0</b>   | 808.1                            | 51018.0                                             | 7380.0                               | 23257.90            | 59371.6                   | 141 835.6    | 127 705.2         | 29 685.8            | 112 149.8                   | <b>-14 130.4</b> | <b>15 555.4</b>              |
| <b>13</b>   | <b>650.0</b>   | 875.4                            | 55269.5                                             | 7995.0                               | 23257.90            | 64319.2                   | 151 717.0    | 138 347.3         | 32 159.6            | 119 557.4                   | <b>-13 369.7</b> | <b>18 789.9</b>              |
| <b>14</b>   | <b>700.0</b>   | 942.8                            | 59521.0                                             | 8610.0                               | 23257.90            | 69266.9                   | 161 598.5    | 148 989.4         | 34 633.4            | 126 965.1                   | <b>-12 609.1</b> | <b>22 024.3</b>              |
| <b>15</b>   | <b>750.0</b>   | 1010.1                           | 63772.5                                             | 9225.0                               | 23257.90            | 74214.5                   | 171 480.0    | 159 631.5         | 37 107.2            | 134 372.7                   | <b>-11 848.5</b> | <b>25 258.8</b>              |
| <b>16</b>   | <b>800.0</b>   | 1077.4                           | 68024.0                                             | 9840.0                               | 23257.90            | 79162.1                   | 181 361.5    | 170 273.6         | 39 581.1            | 141 780.4                   | <b>-11 087.9</b> | <b>28 493.2</b>              |
| <b>17</b>   | <b>850.0</b>   | 1144.8                           | 72275.5                                             | 10455.0                              | 23257.90            | 84109.8                   | 191 242.9    | 180 915.7         | 42 054.9            | 149 188.1                   | <b>-10 327.2</b> | <b>31 727.6</b>              |