

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

---

ИШПР Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки Нефтегазовое дело  
ОНД Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Анализ разработки с целью улучшения технико-экономических показателей нефтяного месторождения «Т» (Томская область)»

УДК 622.276.013:658(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗВ	Насибуллин И.Б.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Е.Г.			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

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

---

ИШПР Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки Нефтегазовое дело  
ОНД Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

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

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3В	Насибуллин И.Б.

Тема работы:

«Анализ разработки с целью улучшения технико-экономических показателей нефтяного месторождения «Т» (Томская область)»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

22.02.2018., № 1217/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

31.05.2018г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)*

*Пакет технологической информации по Томскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература*

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>Теория технологии разработки нефтяного месторождения, анализ и оценка эффективности технико-экономических показателей при эксплуатации нефтяной залежи.</i></p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><i>Рисунок 1. Распределение по причинам количества отказов ЭЦН. Рисунок 2. Зависимость давления на приеме ЭЦН по пластам Ю<sub>1</sub>. Рисунок 3 Сравнение способов эксплуатации скважин.</i></p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p style="text-align: center;"><b>Раздел</b></p>	<p style="text-align: center;"><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Ю.С.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Абраменко Н.С.</p>
<p> </p>	<p> </p>
<p> </p>	<p> </p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p> </p>	<p> </p>
<p> </p>	<p> </p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>22.02.2018г.</p>
--	---------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Е.Г.			22.02.2018г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3В	Насибуллин И.Б.		22.02.2018г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б3В	Насибуллин Ильдар Бахтиярович

<b>ИШПР</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>ОНД</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1.Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация. Расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями
2.Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 % от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов. Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18% Налог на имущество предприятий 2,2% от стоимости основных фондов

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

1.Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ эффективности разработки и эксплуатации месторождения
2.Планирование и формирование бюджета научных исследований	Проведение анализ чувствительности проекта
3.Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выполнить оценку ресурсоэффективности; определить социальные (экологические) последствия, провести расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

Структуры по различным видам экономической оценки разработки Томского месторождения

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	02.04.2018г.
---	--------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			02.04.2018г.

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б3В	Насибуллин Ильдар Бахтиярович		02.04.2018г.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3В	Насибуллин Ильдар Бахтиярович

ИШПР	Инженерная школа природных ресурсов	ОНД	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Рабочее место располагается как на открытом воздухе, так и в производственных помещениях. На рабочем месте располагаются электрические приборы, трансформаторы, технологическое оборудование для обеспечения технологического процесса работы установки подготовки нефти.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ГОСТ 12.1.003–2014 (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.00491(ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением №1). ГОСТ 12.1.019-2009 (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. ГОСТ 12.1.006–84(ССБТ). Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля (с Изменением №1)</p>

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

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенный уровень шума и вибрации;</li> <li>– повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов, рабочей зоны;</li> <li>– повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</li> <li>– химически вредные – токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие, канцерогенные.</li> </ul> <p>Индивидуальные средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– беруши при высоком уровне шума;</li> <li>– применение спецодежды и противогазов;</li> <li>– налобная повязка для защиты от электромагнитных излучений.</li> </ul>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> </ul>	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы, острые кромки, подвижные части технологического оборудования;</li> <li>– электрический ток, повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i></li> </ul>	<p><i>которой может произойти через тело человека;</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>химически опасные – мутагенные и влияющие на репродуктивную функцию.</i></li> </ul> <p><i>Средства защиты: проведения инструктажа, применение спецодежды и противогазов.</i></p> <p><i>Электробезопасность:</i></p> <p><i>Удар током при коротком замыкании. Для защиты используют заземление и предметы, не проводящие эл. ток.</i></p>
<p><i>3. Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>защита селитебной зоны</i></li> <li>– <i>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i></li> <li>– <i>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i></li> <li>– <i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i></li> <li>– <i>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i></li> </ul>	<p><i>Анализ воздействия объекта на атмосферу:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>загрязнение атмосферного воздуха на территории УПН установками, производящими тепловую и электрическую энергию, а также факельными установками;</i></li> </ul> <p><i>Анализ воздействия объекта на гидросферу:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>химическое загрязнение поверхностного стока сточными водами и нефтепродуктами;</i></li> </ul> <p><i>Анализ воздействия объекта на литосферу:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>возможное развитие почвенной эрозии;</i></li> <li>– <i>попадание части отходов строительства и эксплуатации в землю.</i></li> </ul>
<p><i>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>перечень возможных ЧС на объекте;</i></li> <li>– <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i></li> <li>– <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i></li> <li>– <i>разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</i></li> <li>– <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</i></li> </ul>	<p><i>Перечень возможных ЧС на объекте:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>возникновение пожаров;</i></li> <li>– <i>взрывы на технологических сооружениях;</i></li> <li>– <i>аварийные разливы нефти и нефтепродуктов и др.;</i></li> </ul> <p><i>Меры предупреждения ЧС:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>проверка знаний техники безопасности у персонала;</i></li> <li>– <i>оснащение производственного объекта охранной и пожарной сигнализацией.</i></li> </ul> <p><i>Меры по ликвидации ЧС:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>немедлительное оповещение о ЧС;</i></li> <li>– <i>вызов специализированной бригады.</i></li> </ul>
<p><i>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</i></li> <li>– <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства:</i></li> <li>– <i>рабочая смена 12 часов. Контроль над работой оборудования проходит в две смены.</i></li> <li>– <i>правильная компоновка рабочих мест.</i></li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	<b>22.03.2018г.</b>
---	---------------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения контроля и диагностики	Абраменко Никита Сергеевич			22.03.2018г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3В	Насибуллин Ильдар Бахтиярович		22.03.2018г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 106 с., 3 рис., 11 табл., 27 источников.

Ключевые слова: месторождение, добыча, скважина, пласт, приток, нефть, залежь, объект, эксплуатация.

Объектом исследования является Томское нефтяное месторождение.

Цель работы – провести анализ разработки месторождения, уточнить технологические показатели, выработать рекомендации по дальнейшей эксплуатации залежей нефти с целью улучшения технико-экономических показателей разработки.

В процессе работы проводились аналитические и промысловые исследования с использованием современных методов обработки исходной информации и их анализа.

В результате исследования мы пришли к выводу, что для повышения эффективности выработки запасов нефти из нефтяной залежи необходимо применение технологий улучшения технико-экономических показателей, которые позволят выбрать оптимальный вариант разработки месторождения.

Область применения: результаты исследований могут применяться в дальнейшем для рассмотрения вопросов эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи.

Экономическая эффективность работы представлена в части «Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность».

В будущем планируется сопровождение мероприятий по применению оптимального варианта разработки месторождения, для дальнейшего анализа технико-экономических показателей Томского месторождения.

## Содержание

	С.
Введение	10
1 Литературный обзор технико-экономических показателей разработки месторождения	12
1.1 Технологические показатели разработки залежей нефти	12
1.2 Стадии разработки залежей нефти	16
1.2.1 Понятие о рациональной системе разработки залежей нефти	18
1.3 Контроль за текущей разработкой нефтяных месторождений	20
1.4 Регулирование разработки залежей нефти	21
1.5 Проект пробной эксплуатации	23
1.6 Технологическая схема разработки нефтяного месторождения	24
1.7 Основное содержание проекта разработки нефтяного месторождения	27
1.8 Основные задачи и содержание авторского надзора за разработкой нефтяных месторождений	28
1.9 Экономические показатели разработки залежей нефти	29
1.9.1 Экономическая оценка технологических вариантов разработки.	30
2 Проектирование разработки месторождения. Анализ техники и технологии добычи углеводородов	36
2.1 Обоснование выбора эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам	36
2.2 Обоснование вариантов разработки по месторождению	37
2.3 Обоснование агентов воздействия на пласты и способов ППД	39
2.4 Обоснование выбора системы размещения и плотности сеток скважин	40
2.5 Технологические показатели вариантов разработки	43
2.6 Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования	45

2.7 Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин и борьбы с ними	59
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	76
3.1 Показатели экономической оценки	76
3.2 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат	77
3.3 Налоговая система	80
3.4 Страховые взносы	82
3.5 Результаты экономической оценки	82
3.6 Анализ чувствительности	85
3.7 Разработка ресурсоэффективной стратегии развития предприятия	87
4 Социальная ответственность	89
4.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	89
4.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	92
4.3 Охрана окружающей среды	94
4.4 Защита в чрезвычайных ситуациях	96
4.5 Законодательное регулирование проектных решений	99
Заключение	102
Для повышения эффективности выработки запасов нефти из нефтяной залежи необходимо применение современных технологий с целью улучшения технико-экономических показателей, которые позволят выбрать оптимальный вариант разработки месторождения	
Список использованных источников	104

## Введение

Томское нефтяное месторождение расположено на территории Каргасокского административного района Томской области, в 350 км от города Стрежевой.

Лицензия ТОМ № 00046 НЭ от 17.09.1998 г. на Томский ЛУ выдана ОАО «Томскнефть» ВНК на срок до 16.09.2021 г.

В региональном тектоническом отношении Томское месторождение приурочено к западной части Игольского куполовидного поднятия, осложняющего структуру второго порядка – Южно-Нюрольскую мезовпадину, которая расположена в южной части Нюрольской мегавпадины – крупной отрицательной структуры первого порядка.

Промышленная нефтеносность установлена в верхнеюрских теригенных отложениях васюганской свиты пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Запасы углеводородов по Томскому месторождению утверждены ГКЗ Роснедра (протокол ГКЗ № 2077-дсп от 02.12.2009 г.).

По состоянию на 01.01.2012 г. на государственном балансе числятся запасы, утвержденные ГКЗ, которые и приняты при проектировании:

Геологические запасы (по категории В+С<sub>1</sub>/С<sub>2</sub>) – 14467/5656 тыс.т.

Извлекаемые запасы (по категории А+В+С<sub>1</sub>/С<sub>2</sub>) – 2580/632 тыс.т.

Месторождение открыто в 1980 г. и введено в разработку в 2007 году.

На месторождении находится один нефтяной объект Ю12.

На 01.01.2012 г. на месторождении пробурено 60 скважин, 38 добывающих, 20 нагнетательных и две водозаборные. Реализация проектного фонда составляет 34.5 %.

По состоянию на 01.01.2012 г. фонд действующих добывающих скважин составляет 29, одна в бездействии, одна в консервации, одна пьезометрическая, две в ожидании ликвидации и четыре ликвидированы. Фонд нагнетательных действующих скважин – 20.

По состоянию 01.01.2012 г. отобрано 704 тыс. т нефти, в пласты закачано 1080 тыс.м<sup>3</sup> воды, обводненность добываемой продукции – 23 %, отбор от НИЗ – 12.4 %, текущий КИН – 0.049 при утвержденном 0.391 д.ед.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Томского месторождения эксплуатируется на упруго-водонапорном режиме. Поддержание пластового давления осуществляется с декабря 2007 года. Начальное пластовое давление – 28.3 МПа, текущее - 27.45 МПа, что на 0.85 МПа меньше или на 3 %.

Действующий проектный документ «Технологическая схема разработки Томского месторождения», выполненный ОАО «ТомскНИПИнефть (Протокол ЦКР № 4940 от 25.11.2010 г.), в котором предусматривалось:

- выделение одного эксплуатационного объекта – залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>;
- разработка объекта с поддержанием пластового давления;
- система разработки: площадная пятиточечная с расстоянием между скважинами 1000 м;
- общий фонд – 174, в т.ч. 90 добывающих, 82 нагнетательные и две водозаборные;
- фонд для бурения – 114, в т.ч. 52 добывающие (22 зависимые) и 62 нагнетательные (14 зависимых);
- достижение КИН – 0.391 д.ед. по категории В+С<sub>1</sub>.

На сегодняшний день проектные уровни добычи нефти достигнуты. Отмечается превышение над проектом действующего фонда скважин на три ед. (за 2011 год действующий фонд – 29 факт, проект - 26) в связи с интенсивным бурением. В 2011 г. уровни добычи нефти выше проектных на 8.9 % (проект 128.8 тыс. т, факт 140.2 тыс. т).

*Цель* данной работы – провести анализ разработки месторождения, уточнить технологические показатели, выработать рекомендации по дальнейшей эксплуатации залежей нефти с целью улучшения технико-экономических показателей разработки.

# 1. Литературный обзор технико-экономических показателей разработки месторождения

## 1.1 Технологические показатели разработки залежей нефти

К основным технологическим показателям, характеризующим процесс разработки нефтяного месторождения (залежи), относятся:

- годовая и накопленная добыча нефти, жидкости, газа;
- годовая и накопленная закачка агента (воды);
- обводненность добываемой продукции; отбор нефти от извлекаемых запасов;
- фонд добывающих и нагнетательных скважин;
- темпы отбора нефти; компенсация отбора жидкости закачкой воды;
- коэффициент нефтеизвлечения текущий и конечный (проектный);
- дебиты скважин по нефти и по жидкости;
- приемистость скважин;
- динамика пластового давления, объемы бурения, ввод скважин добывающих и нагнетательных, вывод скважин из эксплуатации и др.

Эффективность процесса разработки оценивается также по соотношению доли извлеченной нефти от извлекаемых ее запасов и текущей обводненности, по текущему и накопленному балансу закачки воды и отбора жидкости из залежи, по снижению пластового давления (по отношению к начальному значению) и др.

Рассмотрим методику В.Д. Лысенко [1] для расчета основных технологических показателей процесса разработки нефтяного месторождения (залежи).

1. Годовая добыча нефти ( $q_n$ , т/год) – добыча нефти из всех добывающих скважин за один год. Добыча нефти на перспективный период определяется с использованием различных методик и компьютерных программ. При разработке залежей на завершающих стадиях (при снижающейся добыче

нефти) годовую добычу нефти ( $q_t$ ) и количество добывающих ( $n_{тд}$ ) и нагнетательных скважин ( $n_{тн}$ ) можно определить по формулам:

$$q_t = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0 t}{Q_{ост}}}, \quad (1)$$

$$n_{тд} = n_{0д} \cdot e^{-\frac{t}{T \cdot n_{0д}}}, \quad (2)$$

$$n_{тн} = n_{0н} \cdot e^{-\frac{t}{T \cdot n_{0н}}}, \quad (3)$$

где

$t$  – порядковый номер расчетного года ( $t = 1, 2, 3, 4, 5, \dots, 10$ );

$q_0$  – амплитудная добыча нефти за 10-й год;

$e = 2,718$  – основание натурального логарифма;

$Q_{ост}$  – остаточные извлекаемые запасы нефти;

$n_{0д}$  и  $n_{0н}$  – количество скважин на начало расчетного года, соответственно добывающих и нагнетательных;

$T$  – средний срок эксплуатации скважины, лет;

при отсутствии фактических данных за  $T$  можно принять нормативный срок амортизации скважины (20 лет).

2. Годовой темп отбора нефти  $t_{низ}$  – отношение годовой добычи ( $q_t$ ) к начальным извлекаемым запасам ( $Q_{низ}$ ), %:

$$t_{низ} = q_t / Q_{низ} \quad (4)$$

3. Годовой темп отбора нефти  $t_{оиз}$ , % от остаточных (текущих) извлекаемых запасов – отношение годовой добычи ( $q_t$ ) к остаточным извлекаемым запасам ( $Q_{оиз}$ ) – остаточные извлекаемые запасы нефти на начало расчета (разность между начальными извлекаемыми запасами и накопленной добычей нефти на начало расчетного года):

$$t_{оиз} = q_t / Q_{оиз} \quad (5)$$

4. Добыча нефти с начала разработки (накопленный отбор нефти)  $Q_{нак}$  – сумма годовых отборов нефти на конец года, тыс. т:

$$Q_{нак} = q_{t1} + q_{t2} + q_{t3} + \dots + q_{tn-1} + q_{tn} \quad (6)$$

5. Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов  $CQ$  – отношение накопленного отбора нефти к начальным извлекаемым запасам, %:

$$CQ = Q_{\text{нак}} / Q_{\text{низ}}. \quad (7)$$

6. Коэффициент извлечения нефти (КИН), или коэффициент нефтеотдачи, – отношение накопленного отбора нефти к начальным геологическим или балансовым запасам нефти, д. ед.:

$$\text{КИН} = Q_{\text{нак}} / Q_{\text{бал}}. \quad (8)$$

7. Добыча жидкости с начала разработки  $Q_{\text{ж}}$  – сумма годовых отборов жидкости ( $q_{\text{ж}}$ ) на текущий год, тыс. т:

$$Q_{\text{ж}} = q_{\text{ж}1} + q_{\text{ж}2} + q_{\text{ж}3} + \dots + q_{\text{ж}n-1} + q_{\text{ж}n}. \quad (9)$$

8. Среднегодовая обводненность  $W$  (доля воды в продукции скважин) отношение годовой добычи воды ( $q_{\text{в}}$ ) к годовой добыче жидкости ( $q_{\text{ж}}$ ), %:

$$W = q_{\text{в}} / q_{\text{ж}}. \quad (10)$$

9. Закачка воды с начала разработки – сумма годовых значений закачки воды ( $q_{\text{зак}}$ ) на конец отчетного года, тыс. м<sup>3</sup>:

$$Q_{\text{зак}} = q_{\text{зак}1} + q_{\text{зак}2} + q_{\text{зак}3} + \dots + q_{\text{зак}n-1} + q_{\text{зак}n}. \quad (11)$$

10. Компенсация отбора жидкости закачкой воды за год (текущая) – отношение годовой закачки воды к годовой добыче жидкости, %:

$$K_{\text{г}} = q_{\text{зак}} / q_{\text{ж}}. \quad (12)$$

11. Компенсация отбора жидкости закачкой воды с начала разработки (накопленная компенсация) – отношение накопленной закачки воды к накопленному отбору жидкости, %:

$$K_{\text{нак}} = Q_{\text{зак}} / Q_{\text{ж}}. \quad (13)$$

12. Добыча нефтяного попутного газа за год определяется путем умножения годовой добычи нефти на газовый фактор ( $\Gamma_{\text{ф}}$ ), млн м<sup>3</sup>:

$$q_{\text{газ}} = q_{\text{т}} \Gamma_{\text{ф}}. \quad (14)$$

13. Добыча нефтяного попутного газа с начала разработки – сумма годовых отборов газа, млн м<sup>3</sup>:

$$Q_{\text{газ}} = q_{\text{газ}1} + q_{\text{газ}2} + q_{\text{газ}3} + \dots + q_{\text{газ}n-1} + q_{\text{газ}n}. \quad (15)$$

14. Среднегодовой дебит одной добывающей скважины по нефти – отношение годовой добычи нефти к среднегодовому количеству добывающих

скважин ( $n_{\text{доб}}$ ) и количеству дней в году ( $T_{\text{Г}}$ ) с учетом коэффициента эксплуатации добывающих скважин ( $K_{\text{э.д}}$ ), т/сут:

$$q_{\text{скв.д}} = q_{\text{т}} / n_{\text{доб}} T_{\text{Г}} K_{\text{э.д}} \quad (16)$$

где  $K_{\text{э.д}}$  равен отношению суммы отработанных всеми добывающими скважинами дней (суток) в течение календарного года к количеству этих скважин и количеству календарных дней (суток) в году и принят равным 0,98.

15. Среднегодовой дебит одной добывающей скважины по жидкости – отношение годовой добычи жидкости к среднегодовому количеству добывающих скважин и количеству дней в году с учетом коэффициента эксплуатации добывающих скважин, т/сут:

$$q_{\text{скв.ж}} = q_{\text{ж}} / n_{\text{доб}} T_{\text{Г}} K_{\text{э.д}} \quad (17)$$

16. Среднегодовая приемистость одной нагнетательной скважины – отношение годовой закачки воды к среднегодовому количеству нагнетательных скважин ( $n_{\text{наг}}$ ) и количеству дней в году с учетом коэффициента эксплуатации нагнетательных скважин ( $K_{\text{э.н}}$ ), м<sup>3</sup>/сут:

$$q_{\text{скв.н}} = q_{\text{зак}} / n_{\text{наг}} T_{\text{Г}} K_{\text{э.н}} \quad (18)$$

где  $K_{\text{э.н}}$  равен отношению суммы отработанных всеми нагнетательными скважинами дней в течение календарного года к количеству этих скважин и количеству календарных дней в году.

17. Пластовое давление на 20-й год разработки имеет тенденцию к снижению, если накопленная компенсация  $K_{\text{нак}}$  менее 120 %, т.е.  $P_{\text{пл т}} \leq P_{\text{пл н}}$ ; если накопленная компенсация в пределах от 120 до 150 %, то пластовое давление близко или равно начальному  $P_{\text{пл т}} = P_{\text{пл н}}$ ; если накопленная компенсация более 150 %, то пластовое давление имеет тенденцию к увеличению и может быть выше начального  $P_{\text{пл т}} \geq P_{\text{пл н}}$ . [2]

## 1.2 Стадии разработки залежей нефти

При разработке нефтяного месторождения (залежи) выделяют несколько временных стадий.

Первая стадия – освоение эксплуатационного объекта – характеризуется ростом текущей добычи нефти до максимального уровня, увеличением действующего фонда скважин (до 0,6–0,8 от максимального); снижением пластового давления, незначительной обводненностью добываемой продукции. Продолжительность стадии – до 4–5 лет. Резкий перелом кривой текущих отборов нефти в сторону ее выполаживания (выравнивания) свидетельствует об окончании первой стадии. Коэффициент извлечения нефти на первой стадии может достигать 10 %.

По мнению И.Р. Юшкова: «Вторая стадия соответствует наиболее высокому текущему уровню добычи нефти, сохраняющемуся в течение некоторого времени (от 1–2 до 5–7 лет, иногда более этого срока). Фонд скважин в течение второй стадии увеличивается до максимального (в основном за счет резервных скважин). Обводненность продукции увеличивается с темпом от 2–3 до 5–7 % в год. Основная часть фонтанирующих скважин переводится на механизированную эксплуатацию. Ряд добывающих скважин переводится под нагнетание воды, начинается освоение системы поддержания пластового давления. Небольшая часть скважин из-за высокой обводненности начинает выводиться из эксплуатации. Коэффициент нефтеизвлечения достигает 10–20 %, а для залежей с длительной по времени «полкой» – до 25–35 %. Отбор жидкости из залежи увеличивается с ростом обводненности, однако текущая добыча нефти с некоторого момента времени начинает постепенно уменьшаться.

Начало третьей стадии соответствует существенному росту темпа снижения текущей добычи нефти при росте обводненности продукции скважин, достигающей к концу стадии 75–85 %. В полном объеме

функционирует система поддержания пластового давления. Добывающий фонд скважин уменьшается из-за перевода части скважин в нагнетательный фонд и вывода добывающих скважин из эксплуатации по причине их высокой обводненности или неудовлетворительного технического состояния. Практически все скважины эксплуатируются механизированным способом. Продолжительность стадии достигает 10–15 лет и более, коэффициент нефтеизвлечения увеличивается до 10–20 % при высоковязкой и 40–50 % – при маловязкой нефти» [2, с.51].

Четвертая (завершающая) стадия характеризуется медленным темпом снижения текущих отборов нефти (темп отбора около 1 % в год от начальных извлекаемых запасов – НИЗ), высокой обводненностью (более 80 %) и медленным ростом ее во времени, существенным уменьшением фонда действующих скважин; продолжительность стадии относительно велика и сопоставима с продолжительностью первых трех стадий, достигая 20 и более лет; отключение добывающих скважин происходит при 98–99%-ной обводненности; нефтеотдача при эффективной разработке залежей достигает проектной или приближается к ней (обычно скорректированной на заключительных стадиях по величине НИЗ и коэффициенту нефтеотдачи); в течение четвертой стадии из залежей добывают до 15–25 % извлекаемых запасов нефти. Примерные характеристики показателей разработки нефтяного месторождения на конец каждой стадии приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Показатели разработки нефтяного месторождения

Наименование показателей	Единицы измерения	Стадии разработки			
		1	2	3	4
Годовой темп отбора нефти	%	0,5	10	3	0,05
Среднегодовая обводненность	%	1	5	80	98
Отбор от извлекаемых запасов	%	7	15	80	1001
Годовой темп отбора жидкости	%	10	15	30	10

Продолжение таблицы 1

Нефтеотдача	доли ед.	0,05	0,1	0,4	0,5
Годовая компенсация отбора жидкости закачкой воды	%	0	15	150	50
Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды	%	0	5	140	120
Продолжительность стадии	лет	3	5-10	50	100

Приведенные при описании стадий значения показателей (темпы добычи нефти, коэффициенты нефтеизвлечения и др.) могут существенно изменяться при разработке трещиновато-кавернозных и трещиновато-пористых пластов[2].

### 1.2.1 Понятие о рациональной системе разработки залежей нефти

Хижняк Г.П. рекомендует: «Рациональной системой разработки называется такая система, которая обеспечивает максимальные значения уровней добычи нефти и коэффициента нефтеизвлечения при минимальных (оптимальных) материальных, трудовых и финансовых затратах. При заданной добыче нефти по залежи какая-либо одна система не может обеспечить минимальные народно-хозяйственные издержки на единицу добычи нефти при возможно более полном использовании промышленных запасов нефти. Большое значение имеют данные исследования по взаимодействию скважин. От правильного решения вопроса взаимодействия скважин зависит выбор рациональной системы разработки.

Определяется такая система совокупностью многих факторов: системой размещения и плотностью сетки скважин; взаимным расположением нагнетательных и добывающих скважин; расстоянием между скважинами и рядами; уровнями добычи нефти и жидкости; текущим и конечным коэффициентами нефтеотдачи; темпами разработки; текущей и предельной обводненностью продукции; выводом скважин из эксплуатации и переносом

фронта нагнетания воды; вводом и расположением резервных скважин; режимами работы залежи и способами эксплуатации скважин, регулированием процесса разработки, применением методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пластов» [2, с. 55].

Рациональная система разработки должна обеспечивать возможность длительной эксплуатации обводненных скважин с различными дебитами на разных этапах обводнения и с проведением всего цикла работ с обводненными скважинами. Каждый участок залежи должен разрабатывать и извлекать запасы теми скважинами, которые на нем расположены. Перенос фронта нагнетания возможен, но только после полного завершения разработки обводняющейся части залежи. Форсированный отбор жидкости из неоднородных пластов должен проводиться в основном скважинами того участка, на котором они расположены.

К условиям, определяющим рациональную разработку залежей (объектов) и эксплуатацию скважин с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды, относятся:

- а) равномерное разбуривание залежей, исключая выборочную отработку запасов;
- б) минимальный уровень забойных давлений добывающих скважин, исключая возможные смятия колонн и нарушения целостности цементного камня за эксплуатационной колонной;
- в) заданные давления на линии нагнетания или на устье нагнетательных скважин;
- г) предусмотренные проектным документом способы эксплуатации скважин;
- д) запроектированные мероприятия по регулированию разработки (отключение высокообводненных скважин, перенос фронта нагнетания, нестационарное воздействие и т.п.);
- е) допустимая скорость фильтрации в призабойной зоне (в условиях разрушения пород-коллекторов);

ж) допустимые дебиты скважин или депрессии (в условиях образования водяных или газовых конусов, песчаных пробок);

з) допустимый максимальный газовый фактор по скважинам (в условиях газовой или газовой репрессии на пласт) [2].

### **1.3 Контроль за текущей разработкой нефтяных месторождений**

В процессе разработки пластовое давление, а вместе с ним и общая добыча нефти изменяется. Задачами контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений являются: выполнение утвержденных технологических режимов работы скважин (депрессия, отбор нефти и нефтяного газа, давление на забое и устье скважины и др.); обеспечение равномерного продвижения контуров водоносности; обоснование методов воздействия на пласт и призабойную зону скважин; бурение новых скважин; перенос фронта нагнетания агента, организация очагового и избирательного заводнения; регулирование и изменение отборов жидкости по отдельным скважинам или группам скважин, другие мероприятия с целью обеспечения наиболее полной выработки запасов нефти по площади и разрезу залежи.

За перераспределением давления в пласте наиболее просто наблюдать по картам изобар, составленным на различные даты. Пластовое давление в отдельных скважинах определяется их расстановкой и распределением дебитов по скважинам. Для получения более полноценной карты изобар из большого числа эксплуатируемых скважин выбирают группу опорных скважин, в которых обязательно раз в квартал проводится замер пластового давления, результаты замеров используются для составления карты. Кроме того, выделяют специальные скважины – пьезометрические. Обычно это скважины из числа разведочных, попавших в законтурную (водяную) часть пласта или в газовую шапку, а также из числа обводнившихся нефтяных скважин. Среднее

давление по пласту может быть определено как среднеарифметическое или средневзвешенное по площади по данным замеров отдельных скважин. Пьезометрические скважины позволяют уточнить не только карту изобар, но и получить данные для суждения о некоторых свойствах пласта в законтурной области. По мнению Илюшина П.Ю.: «Контроль за изменением дебитов нефти, жидкости и содержанием воды в продукции является основной задачей и осуществляется с самого начала развития нефтедобывающей промышленности. Важное значение имеет и наблюдение за изменением газового фактора, особенно при разработке нефтегазовых залежей и нефтяных залежей, эксплуатируемых в условиях режима растворенного газа. Правильное заключение о состоянии разработки залежей невозможно без систематических исследований скважин на приток жидкости в условиях установившихся и неуставившихся отборов (метод восстановления давления). Для более точного регулирования закачки воды необходимо знать количество отбираемой и закачиваемой жидкости отдельно в каждый пласт. В добывающих скважинах количество добываемой жидкости можно установить с помощью специального прибора – глубинного дебитомера. В нагнетательных скважинах – глубинным расходомерами. Позднее составляются профили приемистости или отдачи соответственно по нагнетательным и добывающим скважинам. Для выяснения точного местоположения поглощающих пластов можно применять метод изотопов. При этом способе в скважину закачивают порцию воды, в которую добавляют радиоактивный изотоп. Затем с помощью радиокаротажа определяют местоположение пластов, поглотивших радиоактивные изотопы» [2, с. 60].

#### **1.4 Регулирование разработки залежей нефти**

В процессе разработки нефтяного пласта условия непрерывно меняются. По мере выработки запасов нефти под воздействием наступающей воды или

газа чисто нефтяная площадь сокращается. В добываемой продукции все большую часть начинает занимать вода, что приводит к снижению добычи нефти. Сильно снижаются дебиты скважин и общая добыча нефти при прорывах газа из газовой шапки в добывающие скважины. Под регулированием разработки нефтяных месторождений понимают целенаправленное поддержание и изменение условий эксплуатации залежей в рамках ранее принятых технологических решений с целью достижения возможно высоких технологических (коэффициенты нефтеотдачи, темпы отбора нефти) и экономических показателей разработки. Для того чтобы поддержать добычу нефти, сильно обводнившиеся и загазовавшиеся скважины выключают из эксплуатации и взамен их, если имеется такая возможность, вводят в эксплуатацию новые ряды скважин или уплотняют сетку существующих скважин (обычно в пределах чисто нефтяной части площади). В целях увеличения отбора жидкости, а вместе с этим и добычи нефти форсируют также дебиты скважин с одновременным увеличением объемов закачиваемой в пласт воды. Главнейшей же задачей регулирования разработки нефтяных пластов является обеспечение условий и проведение мероприятий, способствующих максимальному извлечению нефти из недр. Этого можно достигнуть, если весь объем нефтенасыщенной части пласта будет охвачен процессом вытеснения, т.е. при коэффициенте охвата, приближающемся к 100 %, и при максимальном в данных геологических и экономических условиях коэффициента вытеснения.

Регулирование процесса разработки складывается из трех основных элементов:

- 1) обоснования системы размещения скважин, обеспечивающей наиболее полный охват процессом вытеснения нефти, т.е. полноценную выработку запасов; в процессе разработки условия меняются, а в соответствии с этим должна изменяться и система размещения скважин;

2) регулирования отборов жидкости и закачки воды по скважинам, с помощью которого достигается максимальный коэффициент вытеснения нефти;

3) контроля за правильностью разработки.

Основной задачей регулирования разработки является обеспечение равномерного продвижения контуров нефтеносности (параллельно их первоначальному положению) за счет бурения новых скважин, переноса фронта нагнетания воды, организации очагового и избирательного заводнения, изменения отборов жидкости и закачки воды в отдельные скважины или группы скважин, обработки прискважинных зон продуктивных пластов (ОЗП) и других мероприятий с целью обеспечения наиболее полной выработки запасов нефти по площади и разрезу залежи [2].

### **1.5 Проект пробной эксплуатации**

Проект пробной эксплуатации является первой стадией проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Под пробной эксплуатацией залежей или их отдельных участков следует понимать временную (сроком не более трех лет) эксплуатацию разведочных скважин и, при необходимости, специально пробуренных опережающих добывающих и нагнетательных скважин. Проект пробной эксплуатации согласовывается с местными органами Ростехнадзора РФ. Техничко-экономические расчеты выполняются минимум на 20-летний срок для оценки технологических показателей разработки и «экономичности» проекта.

*Целью и задачей* является уточнение имеющейся и получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов, содержащихся в них ценных компонентов, построение геологической модели месторождения, обоснование режима работы залежей, выделение

эксплуатационных объектов и оценка перспектив развития добычи нефти, газа, конденсата месторождения.

В проекте пробной эксплуатации обосновываются:

- а) предварительная геолого-промысловая модель;
- б) количество и местоположение вводимых в эксплуатацию разведочных скважин;
- в) количество и местоположение опережающих добывающих и нагнетательных скважин, проектируемых к бурению в пределах разведанного контура с запасами категории С1 (в отдельных случаях и С2), интервалы отбора керна из них;
- г) основные ожидаемые показатели по фонду скважин, максимальным уровням добычи нефти (жидкости), газа, закачки воды в целом по месторождению;
- д) комплекс опытных работ, виды геолого-промысловых и геофизических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, проводимых: – для уточнения положения ВНК, ГНК, эффективных толщин, коэффициентов продуктивности добывающих скважин, приемистости нагнетательных скважин по воде; рациональных депрессий и репрессий;
- е) изучения фильтрационно-емкостных характеристик пластов, состава и физико-химических свойств, пластовых жидкостей и газа.

Ключевое место в «Проекте пробной эксплуатации» отводится программе проведения исследовательских работ [2].

## **1.6 Технологическая схема разработки нефтяного месторождения**

Технологическая схема разработки нефтяных месторождений является одним из основных проектных документов, по которым разрабатывается

большинство месторождений России (70%). Технологические схемы разработки составляются для запасов категорий А, В, С1 и С2.

В технологической схеме разработки обосновываются:

- адресная геолого-промысловая модель (статическая);
- выбор способов и агентов воздействия на пласты;
- порядок ввода объектов в разработку;
- способы и режимы эксплуатации скважин;
- уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов, обеспечивающие наиболее полную выработку;
- вопросы повышения эффективности реализуемых систем разработки заводнением;
- вопросы, связанные с физико-химическими, тепловыми и другими методами повышения нефтеизвлечения из пластов, показатели эффективности внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов;
- выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования;
- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;
- требования к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин;
- требования к системам поддержания пластового давления (ППД) и качеству используемых агентов;
- требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин;
- мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки, комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин;
- специальные мероприятия по охране недр и окружающей среды при бурении и эксплуатации скважин;
- объемы и виды работ по доразведке месторождения;

– вопросы, связанные с опытно-промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.

В технологических схемах рассматриваются, как правило, от трех до пяти вариантов. Техничко-экономические расчеты проводятся на период 20–30 лет ежегодно, затем по 5 и далее по 10 лет до конца разработки. Технологическая схема – проектный документ, определяющий с учетом экономической эффективности принципы воздействия на пласты и предварительную систему промышленной разработки месторождения. Исходной первичной информацией для составления технологической схемы разработки месторождений являются данные разведки, подсчета запасов, результаты лабораторных исследований процессов воздействия, керна и пластовых флюидов, пробной эксплуатации разведочных скважин или первоочередных участков, требования технического задания на проектирование и нормативная база.

В технологических схемах разработки по залежам, значительная часть запасов которых сосредоточена в недостаточно разведанных участках или пластах (запасы категории С2), проектные решения должны приниматься с учетом необходимости доразведки и перспектив разработки всего месторождения.

Кроме основного фонда эксплуатационных скважин в технологической схеме предусматривается фонд резервных скважин для вовлечения в разработку запасов отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку основным фондом и выявлены в ходе реализации проектных решений.

Число резервных скважин может составлять 10–25 до 30% в зависимости от изученности объекта, прерывистости пластов, плотности сетки основного фонда и т.д. [2].

## **1.7 Основное содержание проекта разработки нефтяного месторождения**

Проект разработки – основной проектный документ. Он составляется обычно после разбуривания 70% основного фонда скважин месторождения (залежи) с учетом дополнительных геолого-промысловых данных, полученных в результате реализации утвержденной технологической схемы, результатов специальных исследований, данных авторского надзора. По сравнению с технологической схемой характеризуется большей глубиной проработки отдельных вопросов.

В проектах разработки дается обоснование системы разработки, норм отбора нефти и жидкости, системы регулирования разработки; программы и объем исследовательских работ, в том числе по контролю за разработкой. Выполняются анализ разработки месторождения и расчет показателей разработки на перспективный период.

В составе проектов разработки (доработки) рекомендуется приводить дополнительные материалы, отражающие: структуру остаточных запасов нефти; показатели эффективности внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов; обоснование бурения дополнительных скважин и скважин-дублеров. Они предусматриваются для замены скважин, фактически ликвидированных из-за физического износа или по техническим причинам, но еще не выполнивших свою задачу. Предусматривается резервный фонд скважин до 10 %.

Если в технологических схемах рассматриваются три-пять вариантов разработки, то в проектах разработки – два варианта. Первый – существующий, при сложившейся системе разработки, во втором рассматриваются мероприятия по ее улучшению, с применением новых методов, новых технологий, предусматривающий дополнительное воздействие, внедрение геолого-технических мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта

и в целом на залежь. Приводится экономическое обоснование вариантов разработки [2].

## **1.8 Основные задачи и содержание авторского надзора за разработкой нефтяных месторождений**

Авторский надзор ведут авторы проектных документов по разработке нефтяных месторождений. Как правило, это территориальные научно-исследовательские и проектные институты нефтяной промышленности (НИПИнефть). В авторском надзоре также рассматриваются два варианта.

В авторском надзоре контролируются:

- степень реализации проектных решений и соответствие фактических технико-экономических показателей и принятых в технологических схемах или проектах разработки месторождений, вскрываются причины, обусловившие расхождения, даются рекомендации, направленные на достижение проектных показателей, а также заключения о мероприятиях и предложениях производственных предприятий, направленных на обеспечение проектного уровня добычи нефти;

- степень выполнения запроектированных мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, требований к порядку освоения и ввода нагнетательных скважин, к дифференцированному воздействию на объекты разработки, качеству воды, используемой для заводнения, к технологиям повышения нефтеизвлечения. При авторском надзоре газонефтяных месторождений, разрабатываемых с отбором природного газа из газовых шапок, а также месторождений, разрабатываемых с закачкой газа, контролируется выполнение требований к конструкциям газовых скважин, методам вскрытия пластов и освоения скважин, требований к системам сбора и подготовки продукции газовых

скважин, анализируются объемы и виды исследовательских работ, проведенных в целях контроля барьерного заводнения. Проверяется выполнение проектных мероприятий по охране недр и окружающей среды, мероприятий по доразведке месторождения, его краевых зон. Рекомендации по выполнению проектных решений в информационном отчете и протоколе авторского контроля могут содержать уточнение объемов и сроков бурения скважин, а также их местоположение после уточнения геологического строения и контуров нефтеводогазоносности [2].

### **1.9 Экономические показатели разработки залежей нефти**

В экономическую оценку включаются технологические варианты разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, порядком и темпами разбуривания, методами воздействия на залежь, уровнями добываемой нефти и жидкости, вводом из бурения добывающих и нагнетательных скважин, объемом закачиваемой воды, реагентов, способами эксплуатации и др.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым технологическим вариантам. Результатом экономической оценки является выявление наиболее рационального варианта разработки месторождения, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

Для оценки проекта используются следующие основные показатели эффективности:

– дисконтированный поток денежной наличности – сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения.

Определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году;

– индекс доходности характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыль от реализации и амортизационных отчислений) к суммарному объему капитальных вложений;

– период окупаемости капитальных вложений – это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями;

– внутренняя норма возврата капитальных вложений представляет собой ту норму дисконта, при которой сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е. капиталовложения окупаются.

В систему оценочных показателей включаются также:

– капитальные вложения на освоение месторождения;  
– эксплуатационные затраты на добычу нефти;  
– доход государства (налоги и платежи в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

Ни один из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для принятия проекта. Решение об инвестировании средств в проект должно приниматься с учетом значений всех перечисленных показателей, а также значений всех участников инвестиционного проекта [2].

### **1.9.1 Экономическая оценка технологических вариантов разработки**

Экономическая оценка проводится с целью выбора наилучшего варианта разработки месторождения, обеспечивающего достижение наиболее полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии,

охраны недр и окружающей среды и при наибольшей экономической эффективности.

Петраков Д.Г. и Раупов И.Р. в работе «Разработка нефтяных и газовых месторождений» писали, что эффективность проекта (предлагаемых технологических и технических решений) оценивается системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, в качестве которых рекомендуется использовать:

- дисконтированный поток денежных средств (NPV);
- индекс доходности (PI);
- период окупаемости капитальных вложений;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды).

Дисконтирование – это метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, отражающий ценность будущих поступлений (доходов) с современных позиций. При установлении коэффициента дисконтирования ориентируются на средний уровень процентной ставки. Для экономической оценки вариантов разработки могут использоваться базисные, текущие, расчетные и мировые цены. Под базисными понимаются цены, сложившиеся в народном хозяйстве на определенный момент времени. Базисная цена на добываемую продукцию считается неизменной в течение всего периода разработки.

Дисконтированный поток денежной наличности – сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направленных на освоение нефтяного месторождения.

Поток наличности (NPV) определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенному к начальному году. Капитальные вложения рассчитываются по годам, по мере ввода месторождения в разработку. Для нефтяных месторождений, уже введенных в разработку, определяется цель

капитальных вложений: новое строительство, расширение, реконструкция или техническое перевооружение.

Расчет капитальных вложений проводится по отдельным направлениям, которые включают в себя затраты на бурение скважины и нефтепромысловое обустройство.

Капитальные вложения в бурение скважины определяются на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины скважины. Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с технологическими показателями по каждому варианту разработки и удельными затратами по направлениям:

- оборудование для нефтедобычи;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- комплексная автоматизация;
- электроснабжение и связь;
- промводоснабжение;
- автодорожное строительство;
- заводнение нефтяных пластов;
- технологическая подготовка нефти;
- методы увеличения нефтеотдачи пластов;
- очистные сооружения;
- природоохранные мероприятия.

Капитальные вложения в строительство объектов по сбору и транспорту нефти, водоснабжению промышленных объектов, электроснабжению, комплексной автоматизации технологических процессов и связи определяются умножением удельных капитальных затрат по каждому из перечисленных направлений на количество нефтяных скважин, выводимых из бурения, а капитальные вложения в заводнение нефтяных пластов – на количество нагнетательных скважин.

Капитальные вложения на подготовку нефти и на очистные сооружения рассчитываются умножением удельных капитальных затрат по

соответствующему направлению на вводимую в конкретном году мощность по добыче нефти и очистке. Затраты на природоохранные мероприятия исчисляются в процентах от общей суммы капитальных затрат, включая стоимость буровых работ.

Эксплуатационные затраты рассчитываются в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями по статьям:

- обслуживание добывающих и нагнетательных скважин;
- энергетические затраты для механизированной добычи нефти;
- поддержание пластового давления;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- капитальный ремонт скважин;
- амортизация скважин.

Петраков Т.Г., Раупов И.Р. утверждают: «Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые расходы, общепроизводственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования.

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объема механизированной добычи нефти. При расчете этих затрат исходят из средней стоимости электроэнергии и ее удельного расхода.

Расходы на сбор, транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитывают в зависимости от объема добываемой жидкости без учета амортизационных отчислений.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин и на закачку воды. При определении затрат на закачку воды исходят из объема закачиваемой в пласт воды, ее стоимости и энергетических затрат. Норматив для определения энергетических

затрат при закачке воды в пласт устанавливается, исходя из удельного расхода электроэнергии и стоимости 1 кВт·ч.

Амортизация основных фондов рассчитывается, исходя из их балансовой стоимости и действующих норм на их полное восстановление. Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов. При их оценке могут быть использованы различные способы начисления амортизации. Наибольшее применение в настоящее время имеет линейный или пропорциональный метод. Этот метод предусматривает расчет амортизационных отчислений исходя из среднего срока службы основного фонда. За этот срок балансовая стоимость основных фондов полностью переносится на издержки производства. Этот норматив в нефтяной отрасли принимается на уровне 10-20 %» [3, с. 22].

Оценка вариантов разработки должна производиться в соответствии с налоговой системой, установленной Налоговым кодексом Российской Федерации. Перечень налогов, отчисляемых в бюджетные и внебюджетные фонды РФ:

- налог на добавленную стоимость исчисляется в размере 20% от цены нефти, включая акцизный сбор;
- акцизный сбор рассчитывается по ставкам, дифференцированным по нефтедобывающим предприятиям в руб/т;
- налог на имущество в размере 2% от среднегодовой стоимости основных фондов;
- налог на прибыль исчисляется в размере 35% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплат всех налогов.

При расчетах должна учитываться предоставляемая предприятию по закону льгота в части освобождения от налога затрат на развитие производства в сумме, снижающей налогообложение на 50%.

Налоги и платежи, учитываемые в составе эксплуатационных затрат:

♦от цены нефти за вычетом налога на добавленную стоимость и акцизного сбора:

- плата за недра 6-16%;
- отчисления на восстановление минерально-сырьевой базы – 10%;
- отчисления в дорожный фонд – 1%;
- отчисления в страховой фонд – 1%;

♦от фонда оплаты труда исчисляются следующие платежи:

- государственный фонд занятости – 2%;
- фонд социального страхования – 5,4%;
- фонд медицинского страхования – 3,6%;
- пенсионный фонд – 28%;

♦от эксплуатационных затрат на добычу нефти определяется фонд НИОКР – 1,5%:

- плата за землю рассчитывается в зависимости от размера площади месторождения по соответствующим нормативам в руб/га.

Система показателей, используемая для определения эффективности проекта разработки, учитывает интересы федерального и местного бюджета. Экономически обоснованная величина коэффициента нефтеизвлечения определяется за период рентабельной эксплуатации объекта. За рентабельный срок принимается период получения положительных значений текущего (годового) дисконтированного потока наличности.

При экономической оценке рекомендуется предусматривать учет рисков, связанных с осуществлением проекта. Экономически риск определяется как «опасность, возможность убытка или ущерба». Он оценивается анализом чувствительности основных показателей эффективности к изменению различных факторов (цена нефти, налоговые ставки, цена на оборудование, материалы, сырье и другие статьи затрат). Технико-экономические расчеты приводятся на период не менее 10-20 лет [3].

## 2. Проектирование разработки месторождения. Анализ техники и технологии добычи углеводородов

### 2.1 Обоснование выбора эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам

Промышленная нефтеносность отложений на Томском месторождении стратиграфически связана с песчаным пластом Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, который вскрыт в интервалах глубин минус 2789,6-2814,8 м (по вертикальным скважинам и с учетом сейсмической основы). Залежь нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> пластовая, сводовая, вскрыта 58 скважинами, имеет длину 17,0 км, ширину 7,5 км, высоту 27 м.

Признаки нефти обнаружены во всех пробуренных скважинах за исключением разведочных скважин №4Р, 8Р. Отсутствие признаков нефти в скважине №4Р объясняется наличием прогиба между собственно Томским поднятием и куполом, осложняющим северо-восточную - -структуры, - -а- -в- -№8Р- -погружением- -до- -а.о.- -2699,3- -м.-

В пределах месторождения пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> имеет выдержанное латеральное развитие. Нефтенасыщенная толщина пласта изменяется в пределах месторождения от 1,0 м до 5,2 м. Геофизические исследования были проведены по 58 скважинам. Средняя нефтенасыщенность по всем пробуренным скважинам равняется 0,55 д.ед., с диапазоном изменения от 0,3 до 0,71 д.ед. Открытая пористость изменяется от 14 % до 21 %. Проницаемость варьирует в пределах  $(0,9-98,9) \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Средневзвешенные значения параметров по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> составляют: открытая пористость – 17 %, проницаемость –  $17,7 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (таблица 2).

Ввиду того, что в составе месторождения выделена одна единственная нефтяная залежь, то она и будет являться объектом разработки, исследования и дополнительного изучения.

Таблица 2 — Исходные геолого-физические характеристики пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Томского месторождения

Параметры	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>
Средняя глубина залегания (абс. отметка), м	- 2681
Тип залежи	пластово-сводовая
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м <sup>2</sup>	103669
Средняя общая толщина,	9,1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,5
Средняя водонасыщенная толщина, м	0,7
Пористость, доли ед.	0,17
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,55
Проницаемость, мкм <sup>2</sup> *10 <sup>-3</sup>	17,7
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,36
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,8
Пластовая температура, °С	90
Пластовое давление, МПа	28,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,90
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,759
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,843
Абсолютная отметка ВНК, а.о.	- 2694
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,212
Содержание в нефти, (%): серы	0,54
парафина	3,01
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,71
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	52,7
Содержание сероводорода, %	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,38
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1,018
Сжимаемость, 1/МПа*10 <sup>-4</sup> : нефти	11,7
воды	4,2
породы	2,94
Коэффициент вытеснения, д. ед.	0,475

## 2.2 Обоснование вариантов разработки по месторождению

Воспроизведение фактической истории разработки Томского месторождения и прогноз технологических показателей проводился на базе трехмерных геолого-технологических моделей, построенных с использованием программного комплекса Petrel2008 – геологическое моделирование, а также

программного комплекса Eclipse100 – гидродинамическое моделирование.

Всего рассмотрено четыре варианта разработки залежи Томского месторождения. Все варианты разработки рассчитаны до срока достижения предельной обводнённости продукции (98%) или дебита нефти меньше 1 т/сут. Модели адаптированы на конец 2011г., т.е. начало прогнозного периода отсчитывается с 2012 года.

Выработка запасов Томского месторождения возможна с использованием традиционных технологий, таких как бурение наклонно-направленных скважин и закачек потокорректирующих составов которые прошли апробацию на месторождениях-аналогах, или же хорошо прогнозируются методами математического моделирования. Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что при вязкости пластовой нефти до 10 мПа\*с и проницаемостью продуктивных пластов  $20-150 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> рационально применение площадных систем разработки с применением в качестве физико-химических МУН только методы перераспределения фильтрационных потоков.

Проведение гидравлического разрыва пласта задавалось скин-фактором равным - 4,7 по скважине на дату проведения мероприятия. Коэффициент эксплуатации по новым скважинам на прогноз задан 0,438 (160 дней), по существующим скважинам – 0,95.

К рассмотрению предлагается концепция формирования вариантов разработки объектов Томского месторождения, основанная на использовании общепринятого итерационного подхода:

Вариант 1 предполагает разрабатывать объект Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Томского месторождения при сложившихся условиях на 1.01.2012г;

Вариант 2 предполагает разрабатывать объект Ю<sub>1</sub> Томского месторождения согласно утвержденных решений 5-точечной схемой с расстоянием между скважинами 700 м;

Вариант 2а основан на базе варианта 2 и предполагает оптимизацию системы разработки;

Вариант 3 предусматривает разбуривание месторождения 5-точечной

схемой наклонно-направленных скважин с расстоянием 500 м.

После проведенной серии технологических и технико-экономических расчетов, связанных с оценкой плотности сетки скважин, режима эксплуатации, технологии воздействия на пласт, выбирается наиболее предпочтительный вариант.

### **2.3 Обоснование агентов воздействия на пласты и способов ППД**

Наиболее доступной и эффективной технологий воздействия на пласт является заводнение, которое обеспечивает поддержание необходимого пластового давления и способствует активной выработке запасов нефти.

На Томском месторождении согласно предыдущим проектным документам закачку воды в пласт предусматривалось производить с начала разработки.

В ходе проведенного анализа выявлено, что пластовое давление по объекту в ходе разработки снижалось до 30 %, напора законтурных вод было недостаточно для компенсации текущих отборов. Минимальное пластовое давление зафиксировано в 2008-2009гг. По состоянию на 1.01.2012 г на объекте Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> полностью сформирована 9-точечная система пластовое давление поддерживается за счет закачки, текущее пластовое соответствует первоначальному 29,2 МПа.

Таким образом, возможность разработки Томского месторождения на режиме истощения исключена. Система разработки должна быть «жесткой», нагнетательные скважины в разработку вводиться без отработки на нефть.

Научно-исследовательскими работами СибНИИНП и ВНИИнефть доказано преимущество в использовании минерализованной воды по сравнению с обычными пресными речными водами. Использование пластовой воды в качестве вытесняющего агента обусловлено лучшей степенью отмыва

пластовой водой нефти из коллекторов и ее инертностью по отношению к породе и цементу. Природные пластовые воды являются идеальным рабочим агентом для вытеснения нефти.

## 2.4 Обоснование выбора системы размещения и плотности сеток скважин

### 2.4.1 Вариант 1

Вариант 1 предусматривает эксплуатацию месторождения с учетом сложившихся условий.

Общий фонд скважин составит 60 ед, в том числе добывающих – 38, нагнетательных – 20, водозаборных – 2. Бурения по варианту 1 не предусматриваются.

Технологические показатели разработки объекта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> по варианту 1 представлены в таблице 3.

Таблица 3 — Основные технологические показатели вариантов разработки объекта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Томского месторождения

Показатели	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>			
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант2а	Вариант 3
	С <sub>1</sub>	С <sub>1</sub>	С <sub>1</sub>	С <sub>1</sub> +С <sub>2</sub>
1 Система разработки	5-точечная			
Вид воздействия	ППД	ППД	ППД	ППД
Плотность сетки скважин, га/скв	88.6	35.4	37.7	16.2
Проектный уровень добычи:				
-нефти, тыс.т	125.7	175.8	150.1	311

Продолжение таблицы 3

-жидкости, тыс.т	187	411.2	414.5	1507
-закачки, тыс.м3	242.1	479.6	470.2	1618
Проектный срок разработки, годы	78	84	89	81
Накопленная добыча нефти за проектный период, тыс.т	1535.4	5574.1	5584.2	5976.8
Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т	2213.0	6289.0	6288.0	6681.0
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0.130	0.369	0.369	0.392
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	60	174	161	389
в том числе: - добывающих	38	90	85	204
- нагнетательных	20	82	74	183
- водозаборных	2	2	2	2
Средняя обводненность к концу разработки, %	98	98	98	98
Фонд скважин для бурения, всего шт.	--	114	101	329
в том числе: - добывающих	--	52	47	166
- нагнетательных	--	62	54	163
- БС	--	10	10	24
2 Экономические показатели эффективности вариантов разработки норма дисконта 10%				
Чистый дисконтированный доход, млн.руб.	906.82	480.99	567.00	-2998.54
Внутренняя норма доходности, %	--	--	--	--
Индекс доходности затрат, доли ед.	1.12	1.03	1.05	0.86
Индекс доходности инвестиций, доли ед.	--	1.20	1.31	0.39
Срок окупаемости, лет норма дисконта 15%	1.00	1.00	1.00	--
Чистый дисконтированный доход, млн.руб.	846.51	490.86	514.55	-1432.12
Внутренняя норма доходности, %	--	--	--	--
Индекс доходности затрат, доли ед.	1.15	1.04	1.04	0.89

### Продолжение таблицы 3

Индекс доходности инвестиций, доли ед.	--	1.30	1.33	0.51
Срок окупаемости, лет	1.00	1.00	1.00	--
3 Оценочные показатели				
Капитальные вложения на освоение месторождения	0.00	6157.48	5773.20	17115.13
в т.ч. на бурение скважин, млн.руб.	0.00	4398.43	4041.20	12474.86
Эксплуатационные затраты на добычу нефти, млн.руб.	15812.15	54948.24	54948.20	65519.99
Доход государства без дисконта, млн.руб.	14517.81	52980.60	52980.60	52089.99
Доход государства (норма дисконта 10%)	5748.29	13157.33	13157.33	12997.91
Доход государства (норма дисконта 15%)	4575.83	9080.52	8907.97	8333.00

#### 2.4.2 Вариант 2

Данный вариант полностью унаследовал все решения действующего проектного документа, который выделял один объект разработки – Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Скважины располагаются по 9-точечной схеме с расстоянием 700-1000 м. Общий фонд скважин составит 174 ед, в том числе добывающих – 90, нагнетательных – 82, водозаборных – 2. По состоянию на 1.01.2012 года фактически пробурено 60 скважин. Фонд к бурению составляет 114 скважин, в том числе добывающих – 52, нагнетательных – 62.

Технологические показатели разработки объекта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> по варианту 2 представлены в таблице 3.

#### 2.4.3 Вариант 2а

Вариант 2а сформирован на базе варианта 2. Вариант 2а предполагает сохранение системы разработки как в варианте 2, но при этом в приконтурных частях залежи изменить местоположение таким образом, чтобы полностью охватить бурением участки с категорией запасов С2. Система заводнения – 5-

точечная. Общий фонд скважин по сравнению с вариантом 2 увеличился на две единицы и составляет 161 ед, в том числе добывающих – 85, нагнетательных – 74, водозаборных – 2. Фонд к бурению составляет 101 скважин, в том числе добывающих – 47, нагнетательных – 54.

Технологические показатели разработки объекта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> по варианту 2а представлены в таблице 3.

#### 2.4.4 Вариант 3

Вариант 3 предусматривает уплотнение сетки скважин до расстояния между скважинами 500 м. Система заводнения – 5-точечная. Общий фонд скважин составит 389 ед, в том числе добывающих – 204, нагнетательных – 183, водозаборных – 2. Фонд к бурению составляет 329 скважин, в том числе добывающих – 166, нагнетательных – 163.

Технологические показатели разработки объекта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> по варианту 2 представлены в таблице 3.

### 2.5 Технологические показатели вариантов разработки

#### 2.5.1 Вариант 1

В границе категории запасов C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>

В основу расчета варианта 1 положена эксплуатация в сложившихся условиях.

Накопленная добыча нефти по варианту 1 составляет 2222 тыс.т, что соответствует коэффициенту нефтеизвлечения 0,130 д.ед, 60 ед, в том числе добывающих – 38, нагнетательных – 20, водозаборных – 2. Накопленная добыча жидкости составляет 10535 тыс.т, закачка рабочего агента с начала разработки – 3141 тыс.т, накопленная компенсация с начала разработки – 27,1 %.

Максимальный уровень добычи нефти планируется достичь в 2012 г – 134,8 тыс.т.

### 2.5.2 Вариант 2

В границе категории запасов  $C_1+C_2$

В основу расчета варианта 2 положена эксплуатация в условиях разбуривания фондом наклонно-направленных скважин, размещенных по 5-точечной схеме с расстоянием 700 м.

Накопленная добыча нефти по варианту 2 составляет 6288 тыс.т, что соответствует коэффициенту нефтеизвлечения 0.369 д.ед, который обеспечивается фондом скважин в количестве 174ед, в том числе добывающих – 90, нагнетательных – 82, водозаборных - 2. Фонд к бурению составляет 114 скважины, в том числе добывающих – 52, нагнетательных – 62. Накопленная добыча жидкости составляет 33653 тыс.т, закачка рабочего агента с начала разработки – 36131 тыс.т, накопленная компенсация с начала разработки – 100 %. Максимальный уровень добычи нефти планируется достичь в 2023 г – 175,8 тыс.т.

### 2.5.3 Вариант 2а

В границе категории запасов  $C_1+C_2$

В основу расчета варианта 2а положена эксплуатация в условиях разбуривания фондом наклонно-направленных скважин, размещенных по 5-точечной схеме с расстоянием 700 м.

Накопленная добыча нефти по варианту 2а составляет 6291 тыс.т, что соответствует коэффициенту нефтеизвлечения 0.369 д.ед, который обеспечивается фондом скважин в количестве 161 ед, в том числе добывающих – 85, нагнетательных – 74, водозаборных - 2. Фонд к бурению составляет 101 скважина, в том числе добывающих – 47, нагнетательных – 54. Накопленная добыча жидкости составляет 29294 тыс.т, закачка рабочего агента с начала

разработки – 30837 тыс.т, накопленная компенсация с начала разработки – 100%. Максимальный уровень добычи нефти планируется достичь в 2025 г – 164,9 тыс.т.

### 2.5.3 Вариант 3

В границе категории запасов  $C_1+C_2$

В основу расчета положена эксплуатация в условиях разбуривания фондом наклонно-направленных скважин, размещенных по 5-точечной схеме с расстоянием 500 м.

Накопленная добыча нефти по варианту 3 составляет 6662 тыс.т, что соответствует коэффициенту нефтеизвлечения 0,392 д.ед, который обеспечивается фондом скважин в количестве 389 ед, в том числе добывающих – 204, нагнетательных – 183, водозаборных 2. Фонд к бурению составляет 329скважины, в том числе добывающих – 166, нагнетательных –163. Накопленная добыча жидкости составляет 49646 тыс.т, закачка рабочего агента с начала разработки – 52446 тыс.т, накопленная компенсация с начала разработки – 100 %. Максимальный уровень добычи нефти планируется достичь в 2027 г–311 тыс.т.

## **2.6 Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования**

По состоянию на 01.01.2012 г эксплуатационный фонд Томского месторождения состоит из 58 скважин, из них в добывающем фонде 38 скважин и в нагнетательном – 20. В действующем фонде – 29 добывающих и 20 нагнетательных скважин. Все скважины эксплуатируются с помощью установки УЭЦН.

На Томском месторождении выделен один объект разработки – продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, средняя глубина залегания 2681 м. Нефть пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> характеризуется как легкая, маловязкая, малосмолистая, сернистая и парафинистая. Вязкость нефти, определяющая степень ее подвижности в пластовых условиях, равна 0.9 мПа\*с. Средний газовый фактор 52.7 м<sup>3</sup>/т. Давление насыщения нефти газом 6.71 МПа. Общее содержание асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) – 12.06 %.

Перечисленные факторы могут создавать определенные сложности, как для фонтанного, так и для механизированного способа подъема жидкости из скважин, связанные, в частности, с возможностью отложений АСПВ на НКТ, арматуре, наземных коммуникациях, коррозией оборудования и др.

Для установления технологического режима работы скважины определяющим параметром является ее продуктивность, зависящая от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны, состава и свойств флюидов.

При выборе оптимального способа добычи нефти необходимо учитывать:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин;
- соответствие технических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины;
- соответствие требованиям к проектированию и ведению работ при добыче, сборе и подготовке нефти и газа Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности [4].

Выбранный способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели разработки месторождения.

### *Обоснование выбора рекомендуемых способов добычи нефти*

По состоянию на 1.10.2012 года эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 30 скважин, в том числе действующих 29. Ввиду низкого содержания растворенного газа в нефти и невысокого давления насыщения 6.7МПа, все скважины на Томском месторождении эксплуатируются электроцентробежными насосами.

Для подъема жидкости из скважин на данном месторождении используются только электроцентробежные насосы отечественного производства. На Томском месторождении эксплуатируются насосы производительностью от 25 до 60 м<sup>3</sup>/сут, основной объем приходится на насосы производительностью 25 м<sup>3</sup>/сут (48 %).

Для диагностики режимов работы скважин были проведены расчеты, в соответствии с требованиями РД 39-0148070-206-87Р [5], с использованием промысловой информации из технологических режимов работы скважин.

Фактическая глубина спуска насосного оборудования изменяется в пределах 2555 до 3310 м при среднем значении 2930 м, по вертикали 2615 м.

Динамический уровень в скважинах – 1735 до 2995 м при среднем значении – 2570 м, по вертикали 2295 м.

Погружение приема насоса под динамический уровень меняется от 20 до 1125 м при среднем значении – 360 м.

Фактическое давление на приеме насосов изменяется от 1.1 до 8.8 МПа при среднем значении 3.9 МПа. Диапазон минимального допустимого давления на приеме насоса от 1.4 до 2.8 МПа среднее 2.4 МПа.

Депрессия на пласт изменяется от 4.1 до 25.5 МПа при среднем значении – 17.2 МПа. Максимально допустимая депрессия, рассчитанная для условий месторождения, изменяется в диапазоне от 6.9 до 11.3 МПа. Таким образом, скважины эксплуатируются с депрессиями, превышающими допустимый уровень, что может приводить к осложнениям добычи.

Минимально допустимое давление на приеме насоса определяется из условия допустимого содержания свободного газа 35-50 % (в соответствии с

нормативными документами НК «Роснефть») [6]. Однако такие условия эксплуатации насосов являются неблагоприятными для стабильной работы большинства выпускаемых отечественной промышленностью насосов и могут являться причиной срыва подачи, приводить к перегреву насоса и ПЭД, выпадению солевых отложений на подземном оборудовании, что в конечном итоге приводит к преждевременному отказу насосов.

Безопасным уровнем рабочего забойного давления при эксплуатации добывающих скважин считается снижение не более 25% от  $R_{нас}$  [7], т.е.  $R_{заб}=0.75* 6.7$  МПа или 50 МПа, что соответствует фактическим средним показателям на начало года. Ниже давления насыщения эксплуатируются 25 скважин или 80.6 %, из них 17 скважин или 54.8 % эксплуатируются ниже среднего значения забойного давления 5.0 МПа. Соответственно, большая часть фонда эксплуатируется в неблагоприятных для насосного оборудования условиях.

Проведен анализ межремонтного периода (МРП) и наработки на отказ (ННО) по фонду ЭЦН на месторождении. МРП ЭЦН по текущему году составил 172 сут, наработка 111 суток. Эти показатели в среднем ниже, по сравнению с усреднёнными данными наработки по ОАО «Томскнефть» ВНК, однако, следует учитывать большую долю новых скважин, вводимых из бурения, а также наличие большого количества ГРП на скважинах Томского месторождения.

Причинами снижения показателей МРП и наработки на отказ являются сложные условия эксплуатации УЭЦН: солеотложения на рабочих ступенях УЭЦН (20 %); засорение механическими примесями (14 %) в результате либо выноса проппанта после операций ГРП, либо вследствие разрушения коллектора.

При отмеченной выше работе насосов с недогрузом (в левой части рабочей характеристики) скорость потока оказывается меньше оптимальной, что может быть причиной перегрева агрегатов и, в свою очередь, вызывать солевые отложения.

На рисунке 1 приведено распределение количества отказов УЭЦН по причинам за 2011 год. По данным ОАО «Томскнефть» при остановках на Томском месторождении чаще всего фиксировались такие причины как необеспеченность притока (27 %), организационные причины (13 %), брак ремонта кабельной линии (11 %), механическое повреждение кабеля (4 %) и т.д.

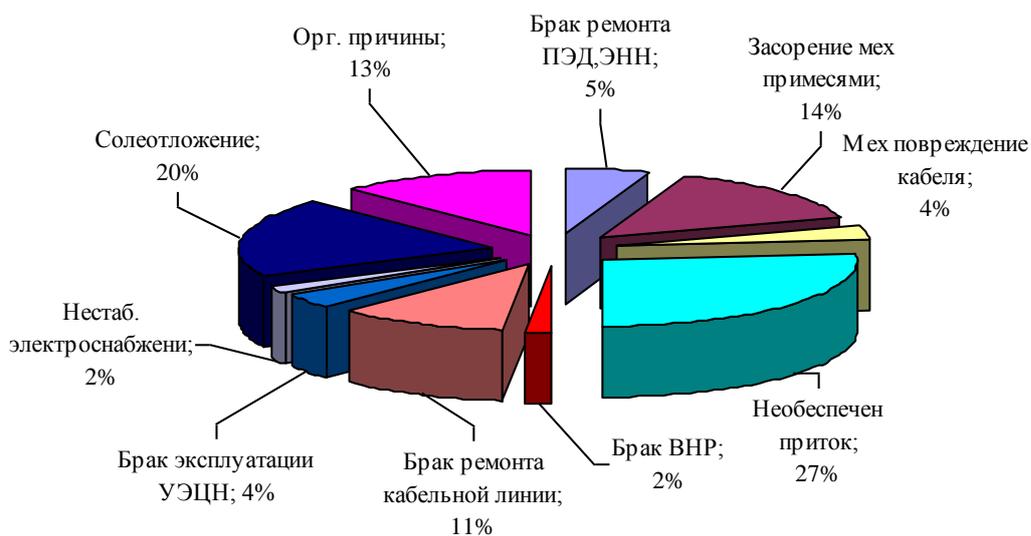


Рисунок 1 – Распределение по причинам количества отказов ЭЦН

Стабилизация работы электроцентробежных насосов на месторождении и повышение эксплуатационных показателей возможна при проведении комплекса работ по исследованию скважин, корректному подбору ЭЦН в соответствии с добычными возможностями скважин, использовании износостойкого оборудования, способного работать в интенсивных условиях эксплуатации и выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями. Проблемы, вызванные частыми остановками и засорением механическими примесями, позволяют решить использование износостойких установок ЭЦН с частотно-регулируемым приводом (ЧРП) и телеметрией. Обеспечение плавного вывода на режим на низких частотах и вывод показаний СУ УЭЦН на телемеханику в ЦДНГ позволит увеличить эксплуатационные показатели (ННО, МРП) и обеспечить проектные показатели добычи на приемлемом уровне.

Следует также расширить применение специальных технологий безостановочного вывода на режим (снижает количество искусственных остановок), регулярно проводить оптимизацию регулировок системы управления ЭЦН. Плавная регулировка частоты вращения будет способствовать выравниванию рабочих характеристик насосов и обеспечению оптимальных режимов эксплуатации.

Данным проектом на новых скважинах предусматривается поддерживать забойное давление 5 МПа в ННС и до 10 МПа в ГС, для начального пластового давления 28.2 МПа депрессия на пласт может достигать 18.2 МПа и выше. Средний дебит жидкости по новым скважинам планируется около 40 м<sup>3</sup>/сут, текущий средний дебит по действующим скважинам около 20 м<sup>3</sup>/сут, следовательно, коэффициенты продуктивности скважин будут от 0.9м<sup>3</sup>/(сут\*МПа) и выше. Следует учитывать, что при интенсивных отборах пластовое давление будет заметно снижаться. В целом, применение механизированной добычи для условий месторождения является оптимальным способом подъема жидкости в скважинах.

Для достижения и поддержания расчетных показателей разработки рекомендуются следующие мероприятия:

- организация системы ППД с целью поддержания пластового давления на уровне начального;
- периодическая обработка ПЗП в скважинах с целью интенсификации притоков (поддержания и повышения их продуктивности);
- принятие мер по борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин (отложениями АСПВ, выносом механических примесей, вредным влиянием газа и др.);
- опробование технологий одновременно-раздельной эксплуатации скважин для повышения степени выработки низкопроницаемых пластов и снижения капитальных затрат на разработку многопластовой залежи.

Подбор способов добычи нефти на месторождении производился, исходя из предполагаемых физико-химических свойств нефти и оценочных геолого-физических характеристик объекта разработки.

#### *Оценка условий фонтанирования*

Для установления технологического режима работы скважины определяющим параметром является ее продуктивность, зависящая от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны, состава и свойств флюидов. По результатам эксплуатации месторождения установлено, что пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> характеризуется широким разбросом значений продуктивных характеристик. Так, коэффициент продуктивности действующих добывающих скважин колеблется от 0,5 (скважина № 704) до 4.1 м<sup>3</sup>/сут\*МПа (скважина № 507), что показывает возможность применения разных способов добычи и насосных установок разной мощности. По большинству скважин коэффициент продуктивности меняется в более узких пределах – от 1 до 2.5 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). Разную эффективность и срок действия показали и примененные ГТМ, прежде всего гидроразрыв пласта. Поэтому следует ожидать значительной разницы в дебитах новых скважин и сроках возможной фонтанной добычи, что обусловлено сложностью строения пласта.

В качестве основных параметров для анализа вариантов были избраны значения обводненности, газового фактора, давления на забое (депрессии). Расчеты проведены для значения устьевого давления 1.0-1.5 МПа и значений обводненности от 0 до 90 %. Учитывая широкий диапазон проектных значений дебитов для скважин (15-85- т/сут)- -в- - -скважин- - -лифтовые- - -из- - -- - -компрессорных- - -Ду- - -и- -73мм.

Минимальное забойное давление для фонтанирования скважин не опускается ниже 19-20 МПа, что значительно выше проектного значения забойного давления 5 МПа (ННС) и 10 МПа (ГС), соответственно, при этом дебиты скважин гораздо ниже проектных значений.

Предельная величина обводненности при фонтанировании для всех скважин достигает 70 %. Увеличение обводненности ведет к быстрому росту Рзаб до 24-25 МПа и кратному падению дебита скважин.

Существенно влияет на дебит скважин снижение пластового давления, что приводит к уменьшению среднего дебита почти в 4-5 раз. По отдельным менее продуктивным скважинам при таком падении пластового давления возможно прекращение фонтанирования.

Таким образом, из результатов анализа режимов фонтанирования следует, что основным способом добычи на скважинах Томского месторождения на основной период эксплуатации может быть только механизированный способ добычи, а фонтанный режим на месторождении может быть рекомендован только для проведения исследований скважин с целью уточнения их добычных возможностей и корректного подбора внутрискважинного оборудования.

#### *Эксплуатация скважин с помощью УЭЦН*

В настоящее время отечественные заводы выпускают электроцентробежные насосы широких диапазонов производительности (10–2000 м<sup>3</sup>/сут) и развиваемых напоров (500–3000 м). В соответствии с паспортными техническими характеристиками типовые погружные центробежные насосы допускают наличие свободного газа на приеме насоса не выше 25 % [8, 9].

Минимальное допустимое давление на приеме насоса для условий месторождения рассчитывалось на специализированных программных продуктах: SubPump 9.5 (IHS Energy, USA) и RosPump 3.8 (РН-УфаНИПИнефть) с учетом геолого-физических условий залегания, физико-химических свойств многофазных флюидов и реальной геометрии ствола скважины.

Указанное программное обеспечение позволяет корректно выбирать оптимальный режим эксплуатации оборудования в соответствии с его паспортными техническими характеристиками. Характеристики притока

определялись по уравнениям Дарси и Вогеля с поправкой на обводненность продукции.

В таблице 4 приведены результаты расчетов для новых скважин по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, обеспечивающие приемлемые для насоса и погружного электродвигателя режимы при заданном забойном давлении 5 МПа для ННС и 10 МПа для ГС. Расчеты показывают возможность использования насосов УЭЦН 5, 5А производительностью от 15 м<sup>3</sup>/сут и выше, в зависимости от коэффициента продуктивности, при средней глубине спуска от 2800 м и динамическом уровне от 1800 м.

Таблица 4 — Результаты расчета условий работы УЭЦН

Исходные данные	Обозначение	Наименование параметра, размерность	ННС	ГС
		L <sub>с</sub>	Глубина скважины, м (а. отм.)	2681
	P <sub>пл</sub>	Пластовое давление, МПа	28,2	28,2
	P <sub>нас</sub>	Давление насыщения нефти газом, МПа	6,71	6,71
	P <sub>заб</sub>	Забойное давление (плановое), МПа	5	10
Расчетные данные	P <sub>л</sub>	Давление в линии, МПа	1,5	1,5
	G <sub>о</sub>	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	52,7	52,7
	В	Обводненность, доли ед.	10	10
	ρ <sub>г</sub>	Плотность газа в поверхностных условиях кг/м <sup>3</sup>	0,836	0,836
	ρ <sub>пов</sub>	Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	843	843
	ρ <sub>пн</sub>	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	745	745
	ρ <sub>в</sub>	Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	1018	1018
Расчетные данные	Q	Производ. установки, м <sup>3</sup> /сут	30	80
	P <sub>пр</sub>	Давление на приеме насоса, МПа	3,2	8,2
	H <sub>сп</sub>	Глубина спуска насоса, м	2800	2800
	H <sub>дин</sub>	Динамический уровень, м	2510	1800
	H <sub>нап</sub>	Напор насоса, м	2310	1600
	ΔP	Депрессия на пласт, МПа	23,2	18,2
	K <sub>пр</sub>	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут * МПа	1,3	4,3

На скважинах пласта Ю<sub>1</sub> Томского месторождения при среднем значении газового фактора 52.7 м<sup>3</sup>/т рекомендуется использование высокоэффективных

центробежных газосепараторов типа МСН-ГСЛ или МН-ГСЛ5. Указанные сепараторы обеспечивают удаление до 68 % свободного газа.

На рисунке 2 представлены давления на приеме ЭЦН с учетом газосепаратора зависимости от обводненности по ННС и ГС. Оптимальное давление по скважинам при средней глубине спуска насоса - 2800 м будет варьироваться в пределах от 3.38 до 2.74 МПа для ННС. Для ГС давление на приеме будет выше, в диапазоне от 8.3 до 7.7 МПа.

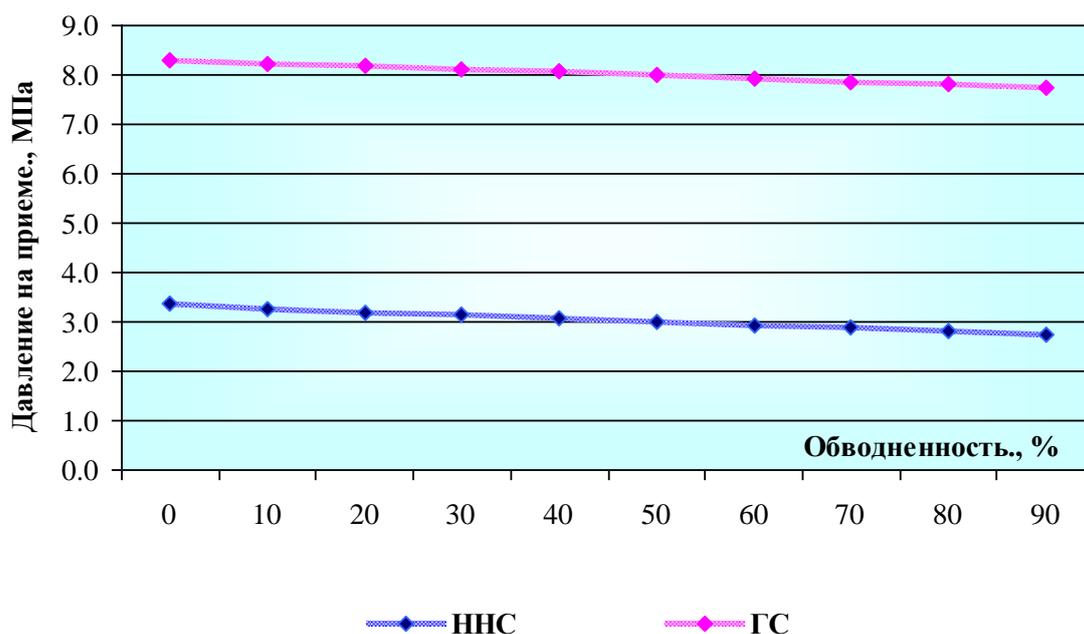


Рисунок 2 – Зависимость давления на приеме ЭЦН по пластам Ю<sub>1</sub>

### *Эксплуатация скважин с использованием УШГН*

Штанговый насосный способ эксплуатации скважин относится к трудоемким и малопродуктивным, но при низких среднесуточных дебитах скважин применение данного способа технически оправдано и экономически выгодно. После проведения дополнительных исследований и уточнения реальных добывных возможностей на новых малодебитных скважинах рекомендуются штанговые глубинные насосы производительностью от 1 до 15 м<sup>3</sup>/сут. Для условий месторождения возможна эффективная добыча жидкости штанговыми насосами условного диаметра 28 - 44 мм

с трехступенчатой колонной штанг 25-22-19 мм, снабженных полимерными центраторами.

Корректный подбор насосов возможен только после уточнения потенциала конкретных скважин. Глубина спуска штангового насоса ограничивается нагрузками на головку балансира и на полированный шток от веса штанг и поднимаемой жидкости, силами трения, величиной утечек, потерей полезного хода плунжера в результате циклических нагрузок и др.[10]. По оценкам, выполненным с использованием специализированного ПО RosPump 3.8 (РН-УфаНИПИнефть) для условий эксплуатации месторождения рекомендуемая глубина спуска ШГН составляет 1400-1500 м.

#### *Газлифтный способ эксплуатации*

Отсутствие газовых объектов в разрезе скважин не позволяет использовать внутрискважинный газлифт, так же и невысокое среднее значение газового фактора нефти Томского месторождения (около  $52.7 \text{ м}^3/\text{т}$ ) недостаточно для применения плунжер-лифта, либо дискретного газлифта, требующих газосодержания продукции основного объекта не менее  $190\text{-}200 \text{ м}^3/\text{т}$ .

#### *Другие способы добычи нефти*

В эту категорию можно отнести добычу нефти электропогружными винтовыми насосами (ЭВН), гидроприводными насосными установками, штанговыми насосами-компрессорами. Такие установки не обеспечивают значительного прироста добычи, но способствуют повышению КИН, что также является одним из главных показателей разработки.

Использование винтовых насосов позволяет избежать проблем с образованием газовых замков, помпажа, характерных для ЭЦН, снизить потребление электрической энергии на подъем жидкости.

Препятствием к использованию ЭВН в условиях месторождения может выступать более высокая стоимость оборудования, по сравнению с обычными ЭЦН, при отсутствии серьезных осложнений.

Применение гидропоршневых насосов (ГПН) оправдано в условиях глубоких и наклонно-направленных скважин, они отличаются достаточно

высоким КПД 0.65 – 0.7 и относительно низким удельным расходом электроэнергии на тонну продукции 3.8 – 5.4 кВт.ч/т по сравнению с традиционными насосными методами [11]. К преимуществам ГПН также относят возможность замены насоса без глушения скважин и проведения подземного ремонта скважин.

Гидроструйные установки (ГСН) отличает низкая чувствительность к различным осложнениям (газосодержание, АСПО, мехпримеси), возможность замены насосов без глушения и СПО, возможность контроля динамического уровня и забойного давления для установок с двухрядной компоновкой.

Однако КПД у установок ГСН и ГПН весьма низкое и для применения требуется сложное и дорогое наземное оборудование высокого давления (от 15 до 25 МПа), что значительно ограничивает их использование.

Диафрагменные погружные насосы (УЭДН), обеспечивающие широкий диапазон регулирования производительности при малых дебитах (4 – 16 м<sup>3</sup>/сут) и развивающие напор 1700 – 2000 м нецелесообразны из-за низкой вязкости продукции, большой глубины скважин и ограничений по допустимым напорам насосов.

Таким образом, существенных осложнений, препятствующих применению традиционных насосных способов добычи на Томском месторождении не предвидится, поэтому использование нетрадиционных способов не рекомендуется. Требование обеспечить  $P_{заб} = 5$  МПа обеспечивают только газлифтный способ и ЭЦН, но по экономическим параметрам можно рекомендовать только ЭЦН (рисунок 3).

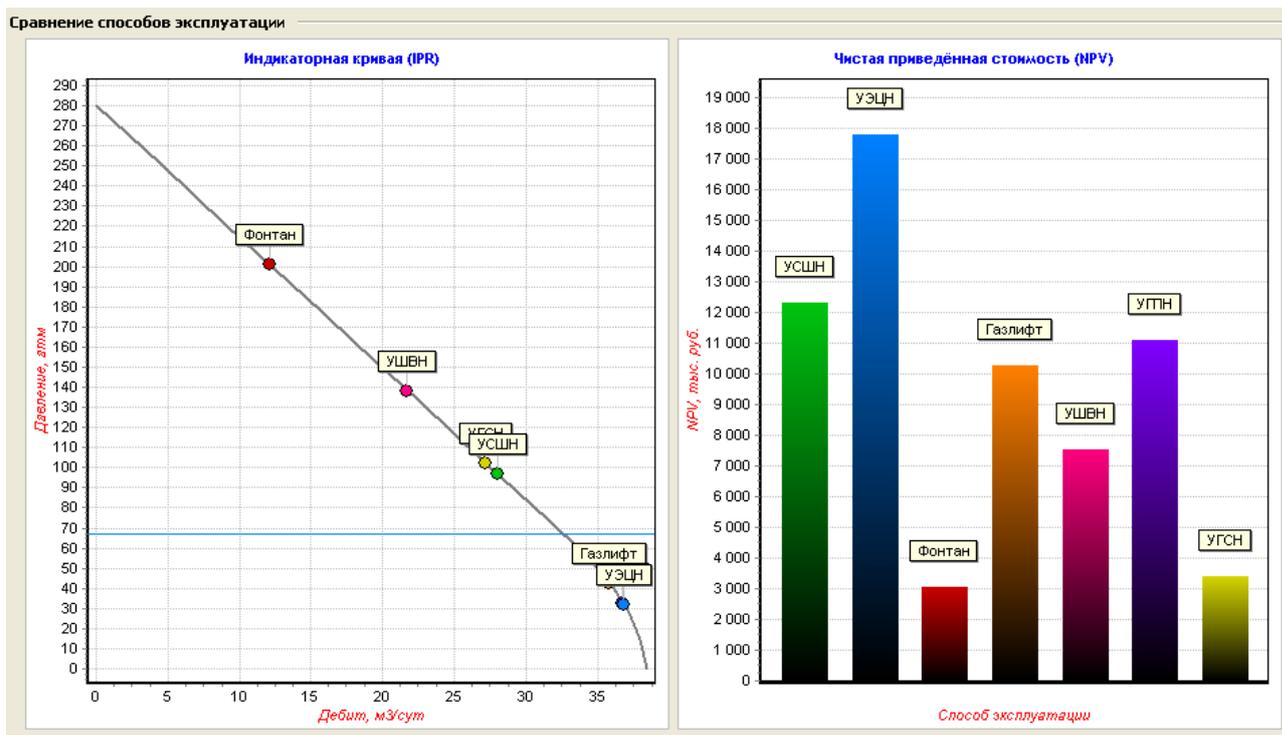


Рисунок 3 – Сравнение способов эксплуатации скважин

Таким образом, добычу нефти на месторождении рекомендуется осуществлять механизированным способом с использованием ЭЦН.

Для малодобитных скважин можно рекомендовать также использование ЭЦН с частотно-регулируемым приводом, эксплуатирующихся в режиме кратковременной эксплуатации скважин (КЭС), что позволит обеспечить проектную депрессию при использовании обычных ЭЦН производительностью 60-80 м<sup>3</sup>/сут. Метод КЭС предполагает кратковременные включения насоса на 10-15 мин с режимом накопления от 0.5 до 2 ч, в зависимости от продуктивности скважины. Использование регуляторов частоты обеспечивает плавный вывод ЭЦН на режим и предотвращает снижение МРП из-за частых остановок [12]. Вследствие отсутствия достаточного опыта эксплуатации ЭЦН в режиме КЭС, вопрос о внедрении метода можно рассматривать после проведения опытной эксплуатации на 1-2 скважинах.

#### *Выбор конструкции лифта*

Технические средства подъема жидкости должны соответствовать добывным возможностям скважины. При выборе диаметра НКТ следует

учитывать, что при высоком дебите резко возрастают потери давления в колонне НКТ (крутой наклон на кривых противодавления в координатах «Давление – Дебит»). Для скважин с прогнозируемым низким начальным дебитом, либо характеризующихся падением добычи с ростом обводненности, следует использовать НКТ меньшего диаметра. В зависимости от производительности скважин для фонтанного лифта рекомендуется использование следующих НКТ: до 50 м<sup>3</sup>/сут Ду=60 мм; 100-200 м<sup>3</sup>/сут Ду=73 мм; более 200 м<sup>3</sup>/сут Ду=89 мм [13].

Учитывая проектные дебиты скважин Томского месторождения, рекомендуется использование лифта диаметром от 60 до 73 мм.

#### *Выбор устьевого и внутрискважинного оборудования*

Для размещения ЭЦН требуемой производительности достаточно использовать эксплуатационные колонны диаметром 146 мм для наклонно-направленных скважин, а также применять следующее устьевое и внутрискважинное оборудование для нефтяных скважин по ГОСТ 13846-89 и ТУ 26-16-46-77:

Для скважин с ЭЦН:

- отечественные насосы ЭЦН 5, 5А производительностью от 15 м<sup>3</sup>/сут, напором от 1800 м в коррозионно - и износостойком исполнении, выпускаемых ПК «Альметьевский насосный завод» АО «АЛНАС», насосы с вихревыми ступенями типа ВНН, производства ЗАО «Новомет-Пермь», ЗАО «Гидромашсервис»;

- устьевая арматура АФК1Э–65-210 с колонной головкой ОКК–1-21-146-273 ХЛ производства Воронежский механический завод, г. Воронеж; АФКЭ1-65х21ХЛ завода «Буревестник», г. Гатчина;

- система телеметрии «Титан» либо ПЭД с вынесенным погружным блоком системы телеметрии типа «ТМ-ПЭН» производства АО «АЛНАС»; система погружной телеметрии "Электон-ТМС"; система погружной телеметрии "Борец-СПТ1";

- станции управления СУА02-59А2У1(УХЛ1) производства АЛНАС;

- станции управления «Электрон-05» с вариаторами частоты.

Расчетная величина максимальной требуемой электрической мощности на подъем жидкости из скважин ЭЦН и определяется производительностью насосов.

## **2.7 Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин и борьбы с ними**

Осложнения при эксплуатации скважин на Томском месторождении могут быть вызваны следующими причинами:

- отложениями асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях;
- коррозионным износом подземного оборудования;
- отложениями солей;
- повышенным содержанием механических примесей;
- сверхнормативной кривизной скважин;
- снижением продуктивности скважин.

При эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями. Следует учитывать, что в процессе эксплуатации месторождения будут уточнены состав и свойства пластовых флюидов, а также определены условия эксплуатации скважин, что приведет к усилению или ослаблению проявления ранее предполагаемых типов осложнений. Мероприятия по борьбе и предупреждению осложнений следует корректировать по результатам текущего мониторинга добычи по скважинам месторождения.

### *Отложения АСПВ*

Согласно ГОСТ Р 51858-2002 нефть данного месторождения относится к 1 классу и 1 типу. Содержание в продукции скважин горизонта Ю<sub>1</sub> Томского

месторождения до 12.06% АСПВ может привести к возникновению осложнений, связанных с возможностью образования отложений на поверхности внутрискважинного и наземного оборудования.

Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температуры ниже температуры насыщения нефти парафином вследствие теплообмена через стенки труб и эксплуатационной колонны. Температура насыщения нефти парафином зависит от многих факторов, в частности повышается при разгазировании нефти и увеличении давления. Наиболее интенсивен процесс отложения АСПВ в скважинах с низкими дебитами, незначительной обводненностью продукции, высокой температурой насыщения нефти парафином при значительном содержании в нефти парафина и асфальто-смолистых веществ с высокой температурой плавления (церезинов, тяжелых смол) [14].

Для условий Томского месторождения можно рекомендовать НКТ с защитными покрытиями. Стеклопластиковые НКТ могут быть рекомендованы только с учетом опытно- промышленной эксплуатации, так как имеют ограничения по глубине спуска. Приоритет следует отдавать методам предотвращения отложений. Поэтому в случаях возникновения проблем, после удаления АСПВ химическими растворителями или скребками следует использовать ингибиторы парафиновых отложений. Необходимо отметить, что при использовании НКТ с защитными покрытиями применение скребков для удаления парафиновых отложений нежелательно.

Закачку реагентов можно вести периодически через блоки дозировки реагентов (если они предусмотрены проектом) или периодически, по мере роста гидравлического сопротивления, через агрегаты ЦА-320 или аналоги.

Для дополнительной защиты от АСПО устья нагнетательной скважины и открытых участков стальных трубопроводов рекомендуется применять ленточные электрообогреватели во взрывозащищенном исполнении типа ЭНГЛЕх-1-1.7 (30) 220 – 56.8 (НПО «Техэнергосинтез», г. Санкт-Петербург) с поверхностной теплоизоляцией асбестовым полотном или стеклотканью.

В таблице 5 представлены основные методы предупреждения АСПО и борьбы с ними.

Таблица 5 — Основные методы борьбы с АСПО

Методы	Технология (оборудование и разработчик)
Механические	1. Скребок С-00.00 (ЗАО «Технология» г. Воткинск)
	2. Скребок «Кыргач-5», «Кыргач-6» («Татнипинефть»)
	3. Лебедка Сулейманова для ЭЦН и ФОН («Черногорнефть»)
	4. Полуавтоматическая установка ПАДУС-3 для ЭЦН, ФОН (ООО «Прецезион», г. Пермь)
	5. Станция управления установки депарафинизации труб скребками УДС-1М для ЭЦН и ФОН (НПО «Нефтеавтоматика»)
	6. Трубы с покрытием - стекло, эмаль, лакокрасочное
	7. Скребок гидромеханический типа СГМ 146-1 для очистки обсадных колонн (Омск)
	8. Стеклопластиковые НКТ (ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб»)
Магнитные	1. Магнитный аппарат «МАРМ-7» для ЭЦН, ШГН и ФОН («ПермНИПИнефть»)
Химические*	1. Ингибиторы: СНПХ-7920М, СНПХ-7912М, СНПХ-7909, СОНПАР, Х-ТОЛ, ХТ-48-В, ингибитор парафиноотложений комплексного действия СНПХ-7941 и др.
	2. Удалители: СНПХ-7870, СНПХ-ИПГ-11 марки А, Б, В, сольвент нефтяной тяжелый, стабильный газовый конденсат, нефрас, гексановая фракция и др.
* Подбор наиболее эффективного ингибитора и рабочих концентраций должен осуществляться на основе лабораторных исследований состава АСПО и ингибирующей способности применительно к составу нефти данного месторождения с последующими промысловыми испытаниями	

### *Механические примеси*

Присутствие значительных количеств механических примесей в продукции высокодебитных нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения), результатом выноса проппанта после проведения ГРП. С учетом ГРП на добывающих скважинах в первые годы эксплуатации следует ожидать значительного содержания КВЧ в добываемой жидкости. Из опыта

эксплуатации скважин в ОАО «Томскнефть» ВНК известно, что в режиме максимальных депрессий происходит интенсивный вынос механических примесей из призабойной зоны пласта. Разрушение коллектора в призабойной зоне скважин наблюдается также и при увеличении обводненности продукции. Учитывая, что планируемая депрессия на пласт может составлять порядка 15-20 МПа, может иметь место интенсивный вынос частиц мехпримесей, в результате разрушения коллектора.

Для предотвращения выноса механических примесей в скважину может быть опробован фильтр скважинный пенометаллический многослойный (СПМФ) производства Новомет (ТУ 3665-011-12058737-2005) или аналогичный по техническим характеристикам фильтр производства ЗАО ПО Стронг (фильтр-насадка ФНТ). Фильтр-насадка ФНТ обеспечивает защиту УЭЦН от мехпримесей с размерами частиц от 50 мкм (0,05 мм) и более, в том числе защиту скважинного насоса от выноса проппанта после гидравлического разрыва продуктивного пласта. Диаметр и длина фильтра выбираются исходя из диаметра эксплуатационной колонны и подачи ЭЦН.

Недостатком подобных фильтров является постепенное снижение проницаемости фильтрующего элемента, что требует периодического демонтажа.

Для нагнетательных скважин в отработке на добычу применение скважинных фильтров нецелесообразно, поэтому в этом случае для предотвращения попадания механических примесей в рабочие органы УЭЦН предлагается применять фильтры входного модуля: ЖНШ производства Новомет (ТУ 3665-007-12058737-2004) или близкие по техническим характеристикам фильтры других производителей, например ЖНША производства Алнас (ТУ3631-025-21945400-97). Данные фильтры монтируются вместо входного модуля насоса между гидрозащитой и газосепаратором. Основным элементом фильтра ЖНШ - щелевые решетки, изготовленные из V-образной высокопрочной немагнитной проволоки и концентрических намагниченных опорных прутков, присоединенных к ней сваркой.

Непрерывные отверстия сформированы так, что имеют две точки контакта с частицами механических примесей у щелевого отверстия. Это приводит к частичному раскалыванию и размельчению крупных частиц об острые кромки проката треугольного профиля, что минимизирует засорение. За счет конструктивной особенности фильтра щелевой экран имеет самоочищающуюся поверхность. По рекомендации производителя для установок производительностью до 60 м<sup>3</sup>/сут включительно применяется щелевой экран с межвитковым зазором 100 мкм, более 60 м<sup>3</sup>/сут - 200 мкм. Ширину ячейки фильтра целесообразно так же выбирать исходя из анализа гранулометрического состава механических примесей.

Способы борьбы с механическими примесями:

- выбор оптимальной депрессии на пласт с учетом устойчивости пород;
- повышение стабильности режимов эксплуатации скважин (за счет стабилизации пластового давления путем ввода в действие системы ППД), мер по исключению кратковременных остановок (например, из-за отключений электроэнергии);
- внедрение фильтров-насадок от механических примесей "STRONG" (ФНТ-75-150-4500-85-НКТ-73-Н) для скважин, осложнённых повышенным содержанием механических примесей;
- периодический контроль выноса механических примесей (не реже 1 раза в месяц на скважину) с фиксацией динамического уровня и дебита скважины;
- применение УЭЦН в износо-, коррозионно- и термостойком исполнении;
- применение входных фильтрующих модулей типа МВ5Ф и шламоуловителей для УЭЦН, разработанных ОАО «Лемаз» и ОАО «Алнас»; фильтров ЖНШ производства ЗАО «Новомет-Пермь»;
- применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей (не более 20 мг/л) в процессе их приготовления. В частности, блоки очистки выпускаются российскими заводами. Блок очистки жидкости БОЖ-1 (изготовитель ОАО «Нефтемаш», г.Тюмень), используется на растворных

узлах, его производительность 50 м<sup>3</sup>/ч, КВЧ после фильтрации не более 20 мг/л. Устройство для очистки воды от механических примесей, растворенной и микроэмульгированной нефти, работающее на эффекте микрофлотации, производится ООО «Уралтехнострой», г.Уфа;

- замена раствора глушения скважины после ремонтных работ нефтью путем промывки с вымыванием из скважины дисперсных загрязнителей; очистка НКТ от коррозии, песка, солей или замена подвески в процессе ремонта скважин. Рекомендуется организация на трубной базе участка по очистке НКТ. Такие станды имеются заводского изготовления, работающие по принципу механической и гидropескоструйной очистки, производятся на НПО «Полет» (г. Омск);

- применение клапана для промывки НКТ производства СКБ «Комгорт», г.Тюмень. Используется для промывки НКТ с определенной глубины, минуя насос (без СПО), а также для заполнения НКТ раствором глушения при проведении ПРС. Клапан апробирован в ОАО «Сургутнефтегаз»;

- при освоении скважины после ГРП, производстве сложных ремонтов, а также при выводе скважин из длительного бездействия, предусмотреть качественную подготовку и промывку скважин перед спуском УЭЦН, например, с использованием комплекта гибких НКТ («койлтубинг») и интенсивной циркуляции. Рекомендуется применение гидроциклонной очистки промывочной жидкости. Например, гидроциклонная установки очистки промывочной жидкости на основе ила-песка-отделителя ИГ-45М с промывочным агрегатом ПА-80 обеспечивает замкнутый цикл циркуляции, очистку от механических примесей диаметром более 0.01 мм на 95 %.

#### *Отложения солей*

Основной источник солей, выпадающих в осадок при добыче нефти – это попутные воды, добываемые вместе с нефтью. Физико-химические свойства и состав пластовой воды, используемые для расчета потенциала осадкообразования, приведены в таблице 6.

Таблица 6 — Свойства и состав пластовой воды горизонта Ю<sub>1</sub> Томского месторождения

Наименование показателя		Средние значения
Химический состав вод, (мг/л)	Cl <sup>-</sup>	16136
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1073,7
	CO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Отс.
	Ca <sup>2+</sup>	317,1
	Mg <sup>2+</sup>	63,7
	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	10379,5
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	11,1
	H <sub>4</sub> SiO <sub>4</sub>	76,0
	NO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	0,005
Общая минерализация, мг/л		27676,6

По классификации В.А. Сулина вода относится к категории хлоркальциевых. Как показывают расчеты, выполненные в ПО Perform 7.1 и Rosrpump 3.8, наиболее вероятным осадком будет кальцит. В условиях Западной Сибири чаще всего причиной отложения солей служит нарушение карбонатного равновесия вследствие изменения термобарических параметров. Интенсивность осадкообразования при этом увеличивается с повышением температуры и уменьшением давления. В скважинах, оборудованных УЭЦН, отложения солей могут осаждаться на сетке насоса, поверхности погружного электродвигателя, валах и крыльчатках насоса, токоведущем кабеле [15].

Результаты анализа солевого состава пластовых вод Томского месторождения показали, что имеется некоторый потенциал солеотложения: возможно пересыщение раствора по карбонатно-кальциевым солям. Расчетный средний индекс насыщения SI равен 0.27. Так, по теории Оддо и Томсона, заметные солевые отложения появляются при индексе насыщения SI более 0.4, однако следует учитывать, что при наличии турбулентности этот порог снижается. Из опыта следует, что наиболее существенное влияние на кристаллизацию солей из пересыщенного раствора оказывают асфальтены и смолы, выступающие центрами кристаллизации солей, что может привести к формированию осадка несмотря на низкое значение SI. В частности это

подтверждается результатами анализа проб отложений на глубинном оборудовании (УЭЦН), где в среднем около 60% массы загрязнения составляют карбонаты и около 11% АСПВ.

Наиболее простым и эффективным методом борьбы с солевыми отложениями является применение химических реагентов (ингибиторов солеотложения), которые дозируются в поток или задавливаются в призабойную зону «солеотлагающих скважин». Подбор ингибиторов может осуществляться на основании известных методик прогнозирования выпадения солей с использованием программных комплексов Rospump (УфаНИПИнефть), HydroGeo (Томский Политехнический университет), Squeeze (Heriot-Watt University, Edinburgh). Испытанными ингибиторами отечественного производства являются ОЭДФ, ИСБ-1, ДПФ-1Н, СНПХ-5306, ПАФ-13А и ингибиторы зарубежных фирм – SP-181, SP-203, Деквест 2000, Деквест 2042, Visko-953R, корексит 7642 [16].

К ингибиторам отложения солей предъявляются следующие требования:

- реагенты должны быть совместимы с минерализованной водой;
- иметь низкие температуру застывания, вязкость и коррозионную активность;
- обладать хорошими адсорбционно-десорбционными характеристиками, температурной устойчивостью, минимальной токсичностью;
- ингибиторы не должны оказывать побочные действия на другие химические реагенты, применяемые в нефтедобыче.

Эффективность предупреждения солеотложения зависит от точности выполнения технологии подачи ингибитора и периодичности обработок скважин. Технология подачи ингибитора осуществляется по способам:

- непрерывной дозировки ингибитора с помощью дозирующего насоса (НД) в составе реагентного блока (БРХ) или с приводом от станка-качалки в затрубное пространство скважины;
- периодической закачки ингибитора в затрубное пространство скважины.

Непрерывную подачу ингибитора осуществляют при отложении солей выше приема насоса. Метод эффективен в скважинах с низким уровнем потока жидкости, где химические реагенты циркулируют соответствующим образом. При обработке скважин ингибитором солеотложения методом закачки в призабойную зону пласта необходимо обеспечить достаточное количество ингибитора для более полной адсорбции на породе пласта. Удельный расход реагентов - 10 г/т попутно добываемой воды. При малых дебитах возможна периодическая закачка ингибитора в затрубное пространство скважин.

Из опыта эксплуатации нефтяных скважин на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК положительные результаты получены при применении ингибиторов ПАФ-13А и ВРКС, обладающий комплексным воздействием – борьба с АСПВ и солеотложением.

Для предупреждения отложения солей существуют также технологические и физические методы [17].

К технологическим методам относятся:

- правильный выбор источников водоснабжения для поддержания пластового давления;
- увеличение скорости водонефтяного потока в трубах;
- использование труб с полимерными покрытиями внутренней поверхности.

Физические средства профилактики солеобразования основаны на обработке добываемого флюида магнитными, электрическими и акустическими полями. Физические методы обеспечивают локальный эффект. Из физических методов борьбы с карбонатными солевыми отложениями, как и для борьбы с АСПО, рекомендуется применение скважинных магнитных активаторов (МАС) в результате чего скорость образования кальцита снижается в 4 – 5 раз.

Также может быть рекомендовано устройство для подачи реагентов на забой проблемных скважин УДР-1.100. Устройство позволяет закачивать реагент в затрубное пространство скважины на уровень приема насоса или ПЭД. Отличительной чертой дозатора является отсутствие потребности в

электроэнергии, поскольку он работает по принципу капельницы при атмосферном давлении, то есть за счет столба реагента в баке. Устройство успешно выдержало эксплуатационные испытания.

Так же, как и для борьбы с АСПО, приемлем вариант применения НКТ с внутренним покрытием, на котором не удерживаются солевые отложения.

Основные методы предотвращения солевых отложений и борьбы с ними пригодные для условий данного месторождения приводятся в таблице 7.

Таблица 7 — Основные рекомендуемые методы борьбы с отложениями солей

Методы	Технология (разработчик)
Механические	НКТ с внутренними покрытиями.
Магнитные	Магнитный аппарат «МАРМ-7» для ЭЦН, ШГН и ФОН («ПермНИПИнефть»)
Химические*	Химсоставы: 1. ХПС-001, ХПС-007 (ЗАО «Когалымский завод химреагентов») 2. СНПХ-5312, СНПХ-5301М (НПО «Ниинефтепромхим») 3. Реапон-101. («Гипровостокнефть») 4. ПАФ-13А («СибНИИ НП»)
* Подбор наиболее эффективного ингибитора и рабочих концентраций должен осуществляться на основе лабораторных исследований состава осадка и ингибирующей способности применительно к составу воды данного месторождения с последующими промысловыми испытаниями.	

#### *Вредное влияние газа*

Газовый фактор нефти данного месторождения составляет  $44.2 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Давление насыщения 6.7 МПа. Особых мер по уменьшению влияния газа на начальной стадии эксплуатации не планируется.

Тем не менее, рекомендуется проводить подбор и оптимизацию режимов эксплуатации насосного оборудования на основе известных корреляций для многофазных потоков с использованием современных программных комплексов типа WellFlo (Edinburgh Petroleum Services, Великобритания), SubPump (IHS Energy, США) или Rospump (РН-УфаНИПИнефть), «Автотехнолог» (РГУНГ им.Губкина). Учет многофазности позволит несколько улучшить показатели разработки.

### *Коррозионный износ*

По мере увеличения обводненности, солесодержания и КВЧ продукции скважин возрастает скорость коррозионного износа оборудования. В соответствии с настоящим проектным документом обводненность продукции составит менее 50% (в период до 2027 года, затем плавно повысится до 80% к 2050 году) при средней минерализации 27.6 г/л. В первые 10-15 лет эксплуатации возможно обеспечить защиту от коррозии технологическими методами (сохранением эмульсии «вода в нефти»). В дальнейшем с учетом того, что пластовая вода не содержит особо агрессивных примесей, скорость общей коррозии стали предполагается умеренная (до 0.2 мм/год). Для предотвращения выпадения взвешенных частиц не ниже 0.8 м/с.

Межпромысловые трубопроводы рекомендуется строить трубами из сталей повышенной коррозионной стойкости и прочности 13ХФА по ТУ 1317-233-0147016-02, 09ГСФ по ТУ 14-158-116-98 или трубами с внутренним защитным покрытием, что обеспечит срок безаварийной эксплуатации трубопроводов не менее 15 – 20 лет [24]. Для защиты наружной поверхности стальных труб применяется двуслойный (трехслойный для особо опасных мест, например, переходов через водные преграды) экструдированный полиэтилен или пропилен заводского изготовления с защитой сварных швов в трассовых условиях лентой «Полилен» на праймере.

В случае возникновения проблемы с коррозией внутрискважинного оборудования по ходу разработки месторождения (определяется по данным коррозионного мониторинга) рекомендуется:

- использовать НКТ повышенной группы прочности – Е и Р с двусторонним покрытием;
- глушение скважин производить солевым раствором NaCl, KCl и K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (поташ), очищенным от частиц нерастворимых примесей (см. выше);
- применение метода периодической закачки или непрерывной дозировки ингибиторов коррозии Додикор, Кормастер -1025, Servo VCA-148, VCA-497 (15 – 25 г/т);

Все эти ингибиторы успешно применяются на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК со схожими условиями добычи и обеспечивают уменьшение скорости коррозии до 0,03 – 0,05 мм/год. Однако применение любых ингибиторов связано с их безвозвратными потерями (невозможность регенерации из продукции скважин), ограничено их высокой стоимостью, значительными эксплуатационными расходами (дозировочные агрегаты, проведение обследований, коррозионный мониторинг), поэтому экономически нерентабельно. Выбор ингибиторного способа защиты и марки реагента может определяться в результате технико-экономического сравнения (ТЭС) с другими описанными выше вариантами.

#### *Сверхнормативная кривизна скважин*

Кривизна скважин существенно влияет на надежность работы насосного оборудования УЭЦН. В процессе бурения из-за несоблюдения технологии иногда происходит сверхнормативное искривление ствола скважин (более 2 на 10 м), что ухудшает условия работы насосного оборудования, а в некоторых случаях ограничивает глубину его возможного спуска.

Перед спуском насоса в скважину рекомендуется произвести поинтервальный (10 м) расчет параметров кривизны скважин для выявления «опасных» участков с использованием имеющегося специализированного ПО «Трасса» (ОАО «ТомскНИПИнефть»), Rospump (РН-УфаНИПИнефть), «Автотехнолог» (РГУ НГ им. Губкина) и др. При выявлении опасных участков необходимо соблюдать меры предосторожности при спуско-подъемных операциях с УЭЦН [19]. Для определения предельно допустимой кривизны скважины рекомендуется применять шаблон-калибр с самописцем конструкции ВНИИГИС (г. Октябрьский, Башкортостан), позволяющим регистрировать максимальные усилия при спуске по всей глубине скважины.

Для повышения точности расчетов рекомендуется производить контрольную инклинометрию с помощью инклинометров гироскопических многоточечных ИГМ-73-120/60 и ИГМ-42-120/60 производства Ижевского механического завода, г. Ижевск, что позволит определить фактическую

кривизну обсаженной скважины и оценить ее для эксплуатации насосным оборудованием. Запись показаний производится автономно (блок памяти в корпусе инклинометра), это позволяет применять лебедки для ГДИС.

При выявлении опасных участков необходимо соблюдать меры предосторожности при спуско-подъемных операциях с погружными насосами.

#### *Снижение продуктивности скважин*

Снижение коэффициента продуктивности призабойной зоны при вскрытии продуктивных пластов с использованием растворов на водной основе обусловлено проникновением в порово-трещинное пространство фильтрата и твердой фазы бурового раствора. Возможно также осаждение в ПЗП крупных фракций взвешенных частиц.

Универсальных способов борьбы с разными типами загрязнителей нет, поэтому метод воздействия выбирается применительно к основному компоненту отложений исходя из результатов анализов.

Для восстановления продуктивности добывающих скважин необходима химическая обработка при-забойной зоны с помощью кислот, растворителей и ПАВ (соляно-кислотные и глина-кислотные обработки, активные промывки растворами ПАВ, органическими растворителями), микро-эмульсионными композициями типа РЕКОС-700 или аналогами.

По главному критерию эффективности их применения (сохранение нефтяной проницаемости ПЗП) приоритет отдается технологическим жидкостям на углеводородной основе. Наиболее перспективными являются многоцелевые рецептуры гидрофобных эмульсий, кислотные эмульсионные составы, а также кислотная стимулирующая композиция (товарное наименование «КСК-Татнефть»). Состав «КСК» представляет собой комплекс новых рецептур, содержащих минеральные и органические кислоты, ПАВ, спирты, полимеры, замедлители реакций.

Можно рекомендовать также принципиально новый вид обработки призабойной зоны - ультразвуковую физико-химическую ОПЗ пласта в динамическом режиме, основанную на возникновении знакопеременных

быстропротекающих высоких градиентов давления, разрушающих кольматирующие структуры в поровых каналах. При таком виде обработки ПЗП инициируются и интенсифицируются все массообменные очистительные процессы и достигается эффективная очистка пористой среды от всех видов, загрязняющих при-забойную зону веществ.

После ОПЗ пласта ультразвуком в углеводородном растворе катион-активного ПАВ в динамическом режиме дебит нефти возрастает на 3-8 т/сут. и более. Обработка ПЗП фильтратом эмульсии, представляющим собой углеводородный раствор ПАВ, позволяет совместить во времени операций глушения, ОПЗ пласта и очистки подземного оборудования от АСПО, исключив специальные затратные работы по вызову притока и освоению скважины. Пуск скважины в работу происходит сразу же после начала работы насосного оборудования; исключается традиционный значительный недобор нефти в послеремонтный период.

Для проведения глинокислотных обработок ПЗП могут быть использованы самые разные составы: например смесь соляной (НСl) и плавиковой кислот (HF) с бифторидом аммония (БФА), смесь соляной и бористофторводородной кислот  $НСl + HF + H_3BO_3$  и др. Выбор рецептуры проводится на основе действующих регламентных документов по проведению химических ОПЗ, исходя из свойств коллектора и результатов исследования загрязнений, а также конкретных целей обработки.

Высокую эффективность ОПЗ обеспечивает комплексность воздействия. Степень восстановления продуктивности при химобработках зависит от активности составов по отношению к разным типам загрязнителей и преобладающего типа загрязнений, межфазного натяжения между составом и вмещающей породой пласта, скоростью реакций между составом и загрязнителями, термостойкостью состава в пластовых условиях. Так, при преобладании карбонатных загрязнений достаточно проведения СКО, при наличии заметных количеств алюмосиликатов и песчаников из пород пласта требуется ГКО, отмывка смол и парафинов успешно проводится

углеводородными растворителями и растворами ПАВ. Умеренная скорость реакции состава с загрязнителями позволяет повысить охват ПЗП химобработкой.

#### *Глушение скважин в процессе ремонтных работ*

Одним из условий сохранения коллекторских свойства пласта в призабойной зоне при проведении ремонтных работ на скважинах является совершенствование технологии глушения скважин.

В ОАО «НПО «Бурение» разработана и внедрена универсальная технологическая жидкость VIP (ТУ 2458-243-00147001-2002), представляющая собой псевдопластичную, практически не фильтрующуюся в пластовых условиях жидкость гелеобразного вида, основой которой является товарная нефть или стабильный газовый конденсат. Плотность жидкости можно менять от 800 до 1200 кг/м<sup>3</sup>, эффективная вязкость меняется от 300 до 3300 мПа·с. Применение жидкости VIP успешно апробировано на ряде месторождений ОАО «Юганскнефтегаз», «Славнефть-Мегионнефтегаз», «Удмуртнефть», где показана возможность обеспечения запланированных сроков вывода скважин на режим эксплуатации после проведения ремонтных работ. Предложенные составы производятся на предприятиях химического комплекса, полностью обеспечены сырьем, технической и технологической документацией.

Глушение скважин жидкостью при ремонтных работах является далеко не оптимальным способом, т.к. практически в любом случае за счет проникновения в пласт задавочной жидкости проницаемость ПЗП ухудшается и продуктивность скважин уменьшается. Указанные проблемы могут быть устранены путем использования специального внутрискважинного оборудования – клапанов-отсекателей пласта, обеспечивающих проведение подземного ремонта скважин, в частности, замену насосного оборудования, без глушения.

В настоящее время выпуск такого оборудования освоили ряд отечественных предприятий: извлекаемый клапан-отсекатель и стационарный клапан-отсекатель типа КОС ОАО НПО «Бурение», модульный отсекатель

пласта МОП-146/230 ООО «L-Бурение», забойный клапан-отсекатель «Рубин» (аналог Guiberson G-6) ООО НПФ «Нефть-Сервис» и др. Опыт применения клапанов-отсекателей накоплен в ОАО "Сургутнефтегаз" - НГДУ "Лянторнефть", ОАО «Татнефть». Выбор конкретного производителя рекомендуется производить на тендерной основе, учитывая наличие подтвержденного положительного опыта эксплуатации.

*Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин*

В условиях Томского месторождения можно повысить межремонтный период работы скважин, эксплуатируемых УЭЦН, выполняя комплекс предлагаемых мероприятий (таблица 8).

Таблица 8 — Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки

Необходимые мероприятия	Объемы применения	Периодичность	Примечание
Контроль выноса мехпримесей с фиксацией динамического уровня и дебита скважины;	все добыв.	1-2 раза в месяц	
Использование скребков и ингибиторов АСПО с закачкой в затрубное пространство	выборочно	по реком. геологич. службы	
Применение ингибиторной защиты от солеотложений на погружном оборудовании	выборочно	постоянно	
Применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей	все скв.	при ПРС	
Очистка внутренней поверхности НКТ с дефектоскопией и отбраковкой.	все скв.	при ПРС	
Уменьшение коррозионного износа НКТ, выкидных линий применением труб из стойких сталей	все новые скв.	однократно	при строительстве
Использование клапанов-отсекателей при замене насосного оборудования и прочих ремонтных работах для сохранения продуктивности	выборочно	при ПРС	при потере продуктивности
Кислотные обработки ПЗП скважин растворами ПАВ, составами комплексного действия для сохранения продуктивности пласта.	выборочно	по реком. геологич. службы	

Продолжение таблицы 8

Применение входных фильтрующих модулей типа МВ5Ф и шламоуловителей для УЭЦН	выборочно	по реком. геологич. службы	
Использовать более стойкие марки кабелей, своевременно бракуя дефектные кабели.	все	постоянно	
Внедрение ЭЦН в износостойком исполнении	все	постоянно	

### **3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

#### **3.1 Показатели экономической оценки**

Расчет экономических показателей эффективности производился в постоянных ценах (без учета инфляции), в условиях полного налогообложения, при нормах дисконта 10 и 15%.

Томское месторождение было введено в промышленную разработку в 2012 году. В перспективном периоде добыча нефти будет осуществляться с использованием ранее и вновь созданных фондов. Исходя из этой предпосылки, эффективность разработки данного месторождения определялась на основе накопленного дисконтированного денежного потока, формируемого за счет добычи нефти, полученной из старых и новых скважин.

Этот показатель определялся как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году и характеризующего собой превышение накопленных денежных поступлений (выручка от реализации добываемой продукции) над суммарными затратами для данного проекта (капитальные, эксплуатационные затраты, а также налоги, платежи, отчисляемые предприятием в соответствии с действующим законодательством).

Эффективность вновь привлекаемых инвестиций определялась с использованием системы показателей эффективности инвестиционного проекта (ИП), к числу которых относятся: чистый доход (ЧД), чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма доходности (ВНД), срок окупаемости, индекс доходности затрат (R), индекс доходности инвестиций (PI). Для определения этих показателей используется денежный поток, полученный как разность между денежными потоками по варианту с привлечением новых инвестиций и базовому (без дополнительных капитальных вложений).

По данному способу эксплуатации рассчитывались также оценочные

показатели, включающие в себя капитальные вложения на бурение новых скважин и их обустройство, эксплуатационные затраты на добычу нефти, доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджеты разных уровней).

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта, являлась добыча находящихся на государственном балансе извлекаемых запасов нефти и газа, содержащихся в них сопутствующих компонентов и достижение максимально возможного извлечения сырьевых ресурсов.

Предполагается, что реализация проектных решений будет осуществляться за счет собственных средств пользователя недр [20].

### **3.2 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат**

На Томском месторождении, находящемся недавно в разработке, была создана производственная инфраструктура. Имеющихся производственных мощностей по добыче, сбору и подготовке нефти достаточно для обеспечения эффективного производственного процесса и строительства новых объектов обустройства. Принимая во внимание наличие и проведенную реконструкцию основных объектов промыслового обустройства, в составе капитальных вложений, по каждому варианту разработки учитывались затраты на бурение новых скважин и их обустройство.

Затраты на бурение наклонно-направленной скважины определялись в размере 56,7 млн. руб., горизонтальной – 93,1 млн. руб. Бурение бокового горизонтального ствола, протяженностью 500 м - 46,3 млн. руб.

Капитальные вложения на обустройство новых скважин состояли из затрат на оборудование, не входящее в сметы строек, оборудование для прочих организаций, нефтесборные сети, комплексную автоматизацию, внутренние промысловые дороги, промышленное водоснабжение, электроснабжение и связь, систему ППД, прочие (непредвиденные затраты), природоохранные мероприятия.

Расчет капитальных вложений в строительство перечисленных выше объектов (за исключением системы ППД) производился в соответствии с числом добывающих скважин и удельными затратами по отдельным направлениям.

Затраты на организацию системы ППД определялись на основе удельных затрат, приходящихся на одну нагнетательную скважину, и их количества.

По плану капитального строительства в 2012 году намечалось привлечение дополнительных инвестиций в размере 91,47 млн. руб. Прочие затраты исчислялись в размере 10% от суммы капитальных вложений на строительство объектов нефтепромыслового обустройства.

Затраты на природоохранные мероприятия определялись в размере 10% от общей суммы капитальных вложений, включающих затраты на буровые работы и нефтепромысловое строительство.

Эксплуатационные затраты на добычу нефти определялись по трем основным направлениям, включающим текущие издержки (прямые затраты), налоговые платежи, начисляемые на себестоимость добываемой продукции, и амортизационные отчисления.

Текущие издержки, связанные непосредственно с процессом нефтедобычи и реализацией продукции, определялись в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями по вариантам разработки в разрезе следующих статей: обслуживание добывающих скважин, сбор и транспорт нефти и попутного газа, технологическая подготовка нефти, энергетические затраты, капитальный ремонт добывающих скважин, затраты на мероприятия по интенсификации добычи нефти и увеличению конечной нефтяной отдачи пласта, исследование скважин.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определялись в зависимости от количества действующих скважин и включали в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, отчисления на соцстрах, капитальный ремонт скважин, цеховые расходы,

общепроизводственные и общехозяйственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования. В расчетах удельные затраты по этой статье принимались в размере 5782.8 тыс. руб./скв.- год.

Расходы на сбор, транспорт и подготовку нефти рассчитывались в зависимости от объема добываемой жидкости без учета амортизационных отчислений. Удельные затраты по этим статьям соответственно составляли 3.34 и 8.56 руб./т жидкости.

Удельные затраты на сбор и транспорт попутного газа составляли 273.53 руб/тыс.м<sup>3</sup>.

Энергетические затраты на подъем извлекаемой жидкости определялись исходя из ее объема и удельных затрат, включающих расход электроэнергии и ее стоимость. Удельные затраты по этой статье были равны 21.59 руб/т жидкости.

Расходы по искусственному воздействию на пласт складывались из затрат на обслуживание нагнетательных скважин и энергетических затрат на закачку воды. Издержки на обслуживание одной нагнетательной скважины составляли 908 тыс. руб./скв.-год. Удельные затраты на закачку воды составляли 9,8 руб/м<sup>3</sup>.

Амортизация скважин и прочих основных фондов определялись по действующим нормам на реновацию с учетом остаточной стоимости основных фондов.

К числу платежей и налогов, начисляемых на себестоимость добываемой продукции, относился налог на добычу нефти, страховые взносы с учетом отчислений на страхование от несчастных случаев, плата за землю.

При оценке вариантов разработки были учтены затраты на ликвидацию скважин, в размере 899 тыс. руб. на 1 выбывающую скважину, и объектов промышленного обустройства в размере 10% от их стоимости. Ликвидационные отчисления в условиях действующей налоговой системы (не предусматривающей создание специального фонда для его накопления) производились из прибыли недропользователя [20].

### 3.3 Налоговая система

Экономическая оценка эффективности разработки и эксплуатации Томского месторождения была проведена с учётом налоговых платежей и отчислений, ставки которых приведены ниже.

Налог на добавленную стоимость на нефть взимался в размере 18% от объема реализованной продукции на внутреннем рынке в соответствии с Федеральным Законом от 27.07.2003 г №117-ФЗ, ст.164 и в полном объеме направлялся в федеральный бюджет.

Налог на добычу нефти, в соответствии с Федеральным Законом РФ №158-ФЗ, от 22.07.2008 г., до 1.01.2012 года, рассчитывался на основе установленной ставки 419 руб/т, с учетом двух коэффициентов, один из которых характеризовал динамику мировых цен на нефть (Кц), другой - степень выработанности запасов нефти (Кв). Согласно №307-ФЗ от 27.11.2010 года с 1 января 2011 ставка НДС на нефть повышалась до 446 руб/т; а с 1 января 2013г. – до 470 руб/т.

Коэффициент Кц был определен по формуле:

$$K_{ц} = (Ц - 15) * P / 261 \quad (19)$$

где: Ц – средний уровень цены сорта Юралс, долл./ барр., P – среднее значение курса доллара.

Коэффициент Кв рассчитывался в зависимости от степени выработанности запасов. Если степень выработанности находится в пределах от 0,8 до 1,0, то коэффициент Кв рассчитывается по формуле:

$$K_{в} = 3,8 - 3,5 * \frac{N}{V} \quad (20)$$

где: N – накопленная добыча нефти за календарный год, предшествующий налоговому периоду, V – начальные извлекаемые запасы нефти категории А, В, С1 и С2.

Если степень выработанных запасов больше единицы, то коэффициент  $K_v$  принимается равным 0,3.

Если степень выработанных запасов меньше 0,8, то коэффициент  $K_v$  принимается равным 1.

100% этого налога направляется в федеральный бюджет.

Вывозная таможенная пошлина рассчитывалась с учетом поправок, внесенных ФЗ №112 от 18.08.04 и постановления правительства РФ от 26.08.2011 №716. Данный налог определяется на основе шкалы, установленной в зависимости от уровня цены нефти на внешнем рынке:

- при цене меньшей или равной 109,5 долл./т экспортная пошлина не взимается;

- при цене нефти, находящейся в интервале от 109,5 до 146 долл./т, этот налог определяется в размере 35% от разницы цен;

- при цене нефти, находящейся в интервале от 146 до 182,5 долл./т, экспортная пошлина рассчитывается в размере 45% от разницы цен, с учетом ставки, равной 12,78 долл./т;

- при цене свыше 182,5 долл./т экспортная пошлина рассчитывается в размере 60% от разницы цен, с учетом ставки, равной 29,2 долл./т.

Данный налог в полном объеме направляется в федеральный бюджет.

Налог на имущество учитывался в расчетах в размере 2,2% от среднегодовой стоимости основных фондов. Сумма платежей по данному налогу равными долями (по 50%) зачислялся в региональный и местный бюджеты.

Налог на прибыль в соответствии с Федеральным законом РФ №224-ФЗ от 26.11.08 составлял 20% от прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов. От общей суммы этого налога в федеральный бюджет отчислялось 2%, а в региональный бюджет отчисления составляли 18% [20].

### **3.4 Страховые взносы**

Согласно ст.12 закона №212-ФЗ от 24.07.2009 г. «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования» ставка страховых взносов с 2012 года была установлена в размере 34% от годового размера фонда оплаты труда, не превышающего 415 тыс. руб. С сумм выплат, которые превышали 415 тыс. руб., страховые взносы не взимались.

Страховые взносы целиком направлялись в федеральный бюджет.

Страхование от несчастных случаев составляло 0,5% от фонда оплаты труда.

Плата за землю рассчитывалась исходя из ставки, равной 5,38 тыс. руб./га.

Этот налог в полном объеме поступал в местный бюджет [20].

### **3.5 Результаты экономической оценки**

Экономическая оценка разработки и эксплуатации Томского месторождения выполнена на основе анализа трех технологических вариантов, подготовленным путем суммирования технико-экономических показателей разработки отдельных эксплуатационных объектов по соответствующим вариантам.

Варианты 1 и 2 по месторождению включают в себя соответствующие технологические варианты по всем объектам.

Вариант 3 по месторождению включает в себя показатели разработки отдельных продуктивных пластов.

За проектный период, равный соответственно 36 и 54 годам, будет отобрано 7,5 млн. т нефти в первом варианте, 64 млн.т – во втором и 66 млн. т – в третьем.

Первый вариант предусматривает дальнейшую разработку месторождения при сложившихся условиях, без привлечения новых инвестиций. Второй вариант предусматривает уточнение проектных решений последнего проектного документа. В третьем варианте разработка месторождения предусматривает новые технологические решения. Для решения проектных задач во втором варианте намечается пробурить 795 скважин, из них 48 – горизонтальные, 165 БГС. В третьем варианте для этой цели потребуется пробурить 797 скважин, из них 48 – горизонтальные и 174 БГС. Кроме этого по вариантам 2 и 3 намечается провести комплекс геолого-технологических мероприятий, в число которых входят ГРП, ВИР и РИР, ОПЗ, ПВР и потоковые отклоняющие технологии.

На реализацию проектных решений в прогнозном периоде в целом по месторождению в вариантах 2 и 3 потребуется привлечь 66,1 и 66,7 млрд. руб. капитальных вложений, из них 54,5 и 55,0 млрд. руб. направляется на бурение новых скважин и их обустройство.

Суммарные эксплуатационные затраты оцениваются в 74 млрд. руб. в первом технологическом варианте, в варианте 2 - 495 млрд. руб., в варианте 3 – возрастают до 510 млрд. руб. Сопоставление основных технико-экономических показателей в целом за расчетный период показано в таблице 9.

Таблица 9 — Сопоставление основных технико-экономических показателей по вариантам разработки

Показатели	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1. Система разработки			
Вид воздействия	завод.	завод.	завод.
Плотность сетки скважин			
Проектный уровень добычи: нефть, тыс.т	1785	3589	3598
газ, млн.м <sup>3</sup>	130	266	266
жидкость, тыс.т	35145	49457	49457
Проектный уровень закачки воды, тыс.м <sup>3</sup>	35545	47989	47989
Проектный срок разработки, годы	36	54	54
Добыча нефти за проектный период, тыс.т.	7517	63908	65959

Продолжение таблицы 9

Добыча нефти с начала разработки, <i>тыс.т.</i>	244930	301321	303372
КИН на конец расчетного периода, доли ед.	0,394	0,485	0,488
Фонд скважин за весь срок разработки, всего в т.ч.: добывающих	1429 994	2676 1947	2688 1959
нагнетательных	435	729	729
прочих			
Средняя обводненность на конец разработки, %	98,2	98,1	96,7
Фонд скважин для бурения, всего	0	795	797
в том числе: добывающих наклонно-направленных	0	514	516
добывающих горизонтальных	0	48	48
нагнетательных*	0	233	233
Бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием	0	165	174
2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки			
норма дисконта 10%			
Чистый дисконтированный доход, <i>млн.руб.</i>	4636	38536	44898
Индекс доходности затрат, д. ед.	1,06	1,12	1,14
норма дисконта 15%			
Чистый дисконтированный доход, <i>млн.руб.</i>	5183	26956	31376
Индекс доходности затрат, д. ед.	1,07	1,11	1,13
3. Оценочные показатели			
Капитальные вложения на освоение месторождения, <i>млн.руб.</i>	0	66126	66685
в том числе на бурение скважин и БГС, <i>млн.руб.</i>	0	54470	55000
Эксплуатационные затраты, <i>млн.руб.</i>	74128	495378	509928
Доход государства, <i>млн.руб.</i>	72839	555132	554136
норма дисконта 10%			
Капитальные вложения на освоение месторождения, <i>млн.руб.</i>	0	27569	27723
в том числе на бурение скважин и БГС, <i>млн.руб.</i>	0	22826	22976
Эксплуатационные затраты, <i>млн.руб.</i>	52721	183307	184884
Дисконтированный доход государства, <i>млн.руб.</i>	55424	225219	221062
норма дисконта 15%			
Капитальные вложения на освоение месторождения, <i>млн.руб.</i>	0	19401	19500
в том числе на бурение скважин и БГС, <i>млн.руб.</i>	0	16082	16180
Эксплуатационные затраты, <i>млн.руб.</i>	46635	133230	133948
Дисконтированный доход государства, <i>млн.руб.</i>	50260	166783	163287
* в том числе скважины с отработкой на нефть	-	169	169
4. Эффективность новых инвестиций			
норма дисконта 10%			
Чистый дисконтированный доход, <i>млн.руб.</i>	-	33899	40262
Внутренняя норма доходности, %	-	>100	>100
Индекс доходности инвестиций, д.ед.	-	2,23	2,45
Индекс доходности затрат, д.ед.	-	1,11	1,12
Срок окупаемости, годы	-	1	1

Анализируя основной показатель эффективности, можно видеть, что освоение месторождения является эффективным по всем трем вариантам, о чем свидетельствует положительная величина чистого дисконтированного дохода, равная соответственно по вариантам 4,6, 38,4 и 44,8 млрд. руб. при норме дисконта 10%.

Как видно, наибольшая величина основного показателя эффективности отмечается в варианте 3. Система разработки, предусмотренная в этом варианте по отдельным эксплуатационным объектам, обеспечивает достижение наибольшей величины коэффициента нефтеизвлечения в целом по месторождению. КИН в варианте 3 равен 0,488 д. ед., в вариантах 1 и 2 - 0,394 и 0,485 д. ед.. Удельный вес добычи нефти по этим объектам составляет более 80% в общем объеме по месторождению. Из суммарного дохода недропользователя, равного 44,9 млрд. руб., на долю этих объектов приходится 76%.

Показатели эффективности новых инвестиций также характеризуются высокими уровнями. Индексы доходности затрат и инвестиций по рекомендуемому варианту равны соответственно 1,12 и 2,45 д.ед, срок окупаемости вложенных средств составит 1 год при норме дисконта 10%.

### **3.6 Анализ чувствительности**

Анализ чувствительности проекта к изменению основных параметров, выполнен по варианту 3, рекомендуемому к практической реализации. Было рассмотрено влияние изменения добычи нефти, цен на внутреннем и внешнем рынке, капитальных и текущих затрат на основной показатель эффективности – чистый дисконтированный доход. Изменение перечисленных факторов принято в интервале от  $\pm 10\%$  до  $\pm 30\%$ . Результаты расчетов приведены в таблице 10.

Таблица 10 — Анализ чувствительности проекта. Влияние изменение добычи нефти

Колебания показателей (+, -)			Чистый дисконтированный доход млн.руб.	
Добыча нефти, тыс.т	%		н.д. – 10%	н.д. – 15%
46171	-30%		9037	6290
52767	- 20%		21128	14704
59363	-10%		33031	23046
65959	0%		44898	31376
72555	10%		56764	39706
79151	20%		68628	48036
85747	30%		80493	56366
Влияние изменения цен нефти				
Колебания показателей (+, -)			Чистый дисконтированный доход млн.руб.	
Цена нефти на внутреннем рынке, руб/т	Цена нефти на внешнем рынке, долл/бар.	%	н.д. – 10%	н.д. – 15%
8260	84	-30%	13321	9443
9440	74	-20%	23960	16796
10620	84	-10%	34447	24091
11800	93	0%	44898	31376
12980	102	10%	55348	38661
14160	112	20%	65796	45945
15340	121	30%	76244	53229
Влияние изменения капитальных затрат				
Колебания показателей (+, -)			Чистый дисконтированный доход млн.руб.	
Капитальные затраты, млн.руб.	%		н.д. – 10%	н.д. – 15%
46680	-30%		53215	37226
53348	-20%		50443	35276
60017	-10%		47671	33326
66685	0%		44898	31376
73354	10%		42126	29426
80023	20%		39354	27476
86691	30%		36581	25526

Продолжение таблицы 10

Влияние изменения текущих затрат			
Колебания показателей (+, -)		Чистый дисконтированный доход млн.руб.	
Текущие затраты, млн.руб.	%	н.д. – 10%	н.д. – 15%
161034	-30%	62301	43715
184039	-20%	56501	39602
204044	-10%	50700	35489
230049	0%	44898	31376
253053	10%	39094	27262
276058	20%	33278	23145
299063	30%	27410	19012

Расчеты показали, что разработка Томского месторождения остается эффективной при снижении добычи нефти или ее цены, а также при увеличении капитальных или текущих затрат в интервале от 10% до 30%. Чистый дисконтированный доход в каждом из этих случаев имеет положительный результат. Изменяется лишь его абсолютное значение в сторону уменьшения.

При улучшении всех параметров в интервалах от 10% до 30% чистый дисконтированный доход, естественно, увеличивается в своем объеме.

Таким образом, проведенный анализ чувствительности показал устойчивость предлагаемых проектных решений к изменению различных факторов.

### **3.7 Разработка ресурсоэффективной стратегии развития предприятия**

В настоящее время, когда экстенсивные способы увеличения прибыли предприятия себя практически исчерпали, снижение издержек производства становится главным направлением увеличения прибыльности работы предприятий. Поэтому снижение ресурсоемкости продукции и ее важнейших

составляющих, усиление ресурсосберегающей политики на всех уровнях управления становится одним из важнейших направлений повышения эффективности производства. Особенно это важно для предприятий нефтегазовой отрасли, так именно данный сектор является одним из самых больших потребителей первичных ресурсов.

Выявленные в ходе анализа деятельности ОАО «Томскнефть» проблемы (использование морально и физически изношенного оборудования, производство продукции, не в полной мере соответствующей мировым стандартам и др.) позволяют предложить в качестве одного из путей их решения применение ресурсной эффективной стратегии, ориентированной на получение данным предприятием конкурентных преимуществ за счет сокращения издержек путем внедрения ресурсосберегающего типа производства на базе научно-технического прогресса и современных форм менеджмента.

В качестве основных программных мер разработки данной стратегии могут быть названы следующие:

- внедрение комплекта технических регламентов, стандартизирующих вопросы эффективного ресурсопотребления;
- определение потенциала ресурсосбережения по результатам аудита имеющихся ресурсов;
- обновление и модернизация основных производственных фондов, обладающих повышенной ресурсоемкостью, внедрение наукоемких энерго- и ресурсосберегающих технологий на стадиях добычи нефти, ее подготовки, транспортировки и промышленной переработки;
- оптимизация режимов работы энергетического оборудования, применяемого в процессе добычи нефти.

Эти проблемы жизненно важны для надежного энергообеспечения, поэтому должны стать неотъемлемой частью ресурсоэффективной программы.

## **4. Социальная ответственность**

Социальная ответственность подразумевает под собой добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников, заказчиков, и заинтересованные сферы общества. Иными словами, социальная ответственность показывает осознание компанией своего места в обществе и уровень взаимоотношений между лицом и обществом.

*Целью* данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения работ, исследуемых в дипломной работе.

Проанализировав факторы рабочей зоны при проведении технологических исследований можно выделить следующие вредные факторы: шум от работы оборудования, некомфортные метеорологические условия, высокая напряженность электрического поля. Опасными факторами при работе являются образование взрывных смесей, электробезопасность.

### **4.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

#### *Повышенный уровень шума и вибрации*

Шумовое загрязнение на рабочем месте отрицательно влияет на работающих: замедляется скорость реакций, увеличивается расход энергии при одной и той же физической нагрузке, снижается внимание и т.п. В итоге снижается качество выполняемой работы и производительность труда [21].

Знание физических законов процесса распространения и излучения шума позволит принимать решения, воздействующие на уменьшение его негативного воздействия на человека.

Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука представлены в таблице 11 [22].

Таблица 11– Допустимые уровни звукового давления

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами. Рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону, в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

К средствам коллективной защиты можно отнести звукоизоляцию вышеперечисленных частей установок и использование гибких переходов между работающими деталями машин. Для индивидуальной защиты от шумов эффективны наушники и беруши.

*Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов, рабочей зоны*

В ходе проведения работ по воздействию на нефтяной пласт подразумевается нахождение рабочего на улице, с целью необходимого контроля за оборудованием и непосредственно за самим процессом. Воздействие климатических условий в зимний период времени может привести

к получению обморожений различных степеней, что скажется на потере трудоспособности работника [23].

Именно поэтому необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям;

- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща;

- при температуре наружного воздуха ниже минус 25°C работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25°C. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции;

- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

#### *Электромагнитное излучение*

Электромагнитное поле сверхвысоких напряжений отрицательно воздействует на организм человека. Медицинское обследование персонала, длительно работающего вблизи сверхвысокого напряжения, показало, что электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у человека повышенную утомляемость, понижение артериального давления, падение частоты пульса, в сердце возникают резкие боли, сопровождающиеся сердцебиением и аритмией.

Источниками электромагнитных полей являются линии электропередач (ЛЭП) напряжением до 1150 кВ, открытые распределительные устройства, включающие коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики, измерительные приборы.

Источниками ионизирующих излучений являются радиоактивные вещества (радионуклиды), которые широко применяются при геофизических исследованиях скважин, а также содержатся в породе. Радионуклиды,

содержащиеся в породе, оказываются на поверхности вместе с выбуренной породой и шламами.

Допустимые уровни напряженности электрических полей:

- предельно допустимый уровень напряженности воздействующего ЭП устанавливается равным 25 кВ/м;

- пребывание в ЭП напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается;

- пребывание в ЭП напряженностью до 5 кВ/м включительно допускается в течение рабочего дня;

- при напряженности ЭП свыше 20 до 25 кВ/м время пребывания персонала в ЭП не должно превышать 10 мин.

К средствам защиты можно отнести экранирующие костюмы, а также соблюдение норм нахождения под воздействием электрического поля [24].

#### **4.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

На КС могут быть выявлены следующие проявления опасных факторов:

- *электрический ток, повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека* [25].

Для защиты пожароопасных - и взрывоопасных помещений от попадания в них молнии броня кабелей и металлические трубопроводы в местах ввода их в здания заземлены.

Для отвода в землю атмосферного электричества в результате прямого удара молнии и предупреждения прямого удара молнии установлены молниеотводы. Ежегодно перед началом грозового сезона проверяются устройства молниевой защиты и устраняются обнаруженные неисправности.

Электробезопасность может быть обеспечена только строгим выполнением требований действующих электротехнических нормативов.

Жестко контролируются условия работы с электроустановками: не допускается выполнение работ без устного или письменного разрешения (наряда); запрещается работать в одиночку; до проведения работ надо выполнить все необходимые организационные и технические мероприятия по обеспечению техники безопасности. Для повышения безопасности весь персонал, использующий или обслуживающий электроустановки, подлежит регулярному медицинскому осмотру, проходит обучение, переквалификацию и проверку знаний по технике безопасности и др.

На предприятии периодически контролируется состояние изоляции, измеряется сопротивление изоляции и проводится испытание электрической прочности.

На установках имеются диэлектрические перчатки, боты и резиновые коврики, изолирующие подставки и др. Выбор изолирующих средств регламентирован правилами эксплуатации установок и техники безопасности, инструкцией Томского НГДУ. Перед каждым употреблением проверяется исправность защитных средств, отсутствие внешних повреждений, резиновые перчатки проверяются на отсутствие проколов. Все защитные средства хранятся в соответствии с правилами и подвергаются периодическим контрольным просмотрам, электрическим и механическим испытаниям.

Важным источником информации и оповещения персонала и окружающих, является предупреждающие таблички: «Высокое напряжение», «Опасная зона», «Не включать, работают люди», «Внимание! Пуск автоматический!», вывешивают, которые, непосредственно у данных объектов.

Основные инженерно-технические мероприятия по защите от статического электричества, проводимые на Томском НГДУ:

- уменьшение интенсивности генерации электрических зарядов за счет подбора конструкционных материалов, облицовки оборудования, уменьшения силы трения и скорости истечения жидкости и так далее;

- устранение зарядов статического электричества путем заземления частей оборудования, путем нейтрализаторов статического электричества.

Основные инженерно-технические мероприятия по защите от электромагнитных полей, проводимые на Томском НГДУ:

- ослабление электромагнитных полей за счет устройства отражающих или поглощающих излучение экранов;

- уменьшение мощности электромагнитных излучений;

- удаление источника электромагнитных излучений от рабочего места или наоборот.

### **4.3 Охрана окружающей среды**

За последние годы ОАО «Томскнефть» приняло ряд природоохранных мер по снижению вредного воздействия объектов нефтегазодобычи на окружающую среду, включая организационные и технико-экологические мероприятия. На предприятиях ОАО «Томскнефть» ежегодно составляются согласованные с контролирующими органами планы организационно-технических мероприятий по предотвращению загрязнения водных ресурсов, земель и атмосферы воздуха, в том числе по строительству природоохранных объектов и рациональному использованию природных ресурсов.

Наземное технологическое оборудование обеспечивает сбор и подготовку к транспорту или хранению не только нефти и газа, но и попутно добываемых кондиционных продуктов (конденсата, серы, инертных газов и т.д.).

В генеральном плане обустройства Томского месторождения предусмотрен большой комплекс природоохранных мероприятий.

Использование однетрубной системы сбора скважинной продукции позволяет полностью герметизировать транспорт нефти и газа от скважин до

резервуаров предварительного отстоя нефти. Обвалование и устройство бетонных площадок на устьях скважин, а также на замерных установках исключает попадание нефти на землю. Предусмотрена полная утилизация сточных и пластовых вод. Из потребления системой ППД исключены пресные воды. Предусмотрена герметизация системы канализации для предотвращения загазованности территории резервуарных парков. На землях, где производится строительство линейных сооружений (трубопроводы, линии электропередач и телемеханики, автодороги) осуществляется реккультивация земель. На УКПН степень обессоливания принята под давлением в герметизированных электродегидраторах без отбора газовой фракции. Сброс с предохранительного клапана предусматривается в специальную емкость, откуда выделившийся газ направляется на факел для сжигания. Газ, выделившийся в сепараторах, полностью собирается и отправляется потребителям.

Несмотря на все перечисленные природоохранные мероприятия на Томском нефтяном месторождении все же идет загрязнение окружающей среды. Наиболее частые источники загрязнения, приносящие наибольший урон: загрязнение вышележащих пресноводных пластов и загрязнение поверхностных источников.

Весь фонд добывающих скважин ненадежен с точки зрения охраны пресноводного комплекса. В связи с этим происходит загрязнение пресных вод как соленой водой, так и нефтяной эмульсией, в основном из-за заколонных перетоков.

Самая большая проблема связана с загрязнением рек ионами хлора. При естественном содержании ионов хлора 14 мг/л оно достигает значения 100-150 мг/л, а при авариях 250-300 мг/л. Причинами повышенного содержания хлоридов в поверхностных водах является большое количество аварий водоводов и нефтепроводов, разливы сточных вод, излив соленых вод при ремонтных работах на скважинах. Характер рельефа обуславливает сток всех загрязнений в реки и ручьи, и чтобы избежать загрязнений пресноводного комплекса необходим тщательный контроль за состоянием трубопроводов,

усиленная защита их от коррозии, контроль за состоянием цементного камня в добывающих и нагнетательных скважинах.

Снижение попадания вредных веществ в атмосферу предусматривается путем проектирования и внедрения технических, технологических и организационных мероприятий, направленных на сокращение потерь фракций легких углеводородов в нефти, обеспечение надежной и безаварийной работы нефтепромыслового оборудования.

Технические мероприятия направлены на оснащение противовыбросовым оборудованием, устройствами герметизации, контроля, обнаружения и ликвидации утечек и выбросов вредных веществ в атмосферу, водоносный комплекс горизонтов и сам нефтяной пласт. Технологические мероприятия предусматривают систематическое проведение профилактических мероприятий, направленных на бесперебойную работу оборудования.

Проанализировав состояние окружающей среды в зоне действия НГДУ, можно сделать вывод, что уровень обеспечения экологической безопасности достаточно высок. Статистика показывает, что при проведении закачки на Томском месторождении количество ЧС и связанных с ними загрязнений окружающей среды, незначительно. Поэтому можно заключить, что предлагаемые в дипломном проекте мероприятия не повлияют на достигнутый уровень экологической безопасности при условии соблюдения норм и использования исправного оборудования [26].

#### **4.4 Защита в чрезвычайных ситуациях**

Отдел по делам гражданской обороны (ГО) и чрезвычайных ситуаций обеспечивает безопасность в ЧС, поэтапно решая следующие задачи:

- выявление потенциальных видов ЧС и оценка риска возникновения;
- прогнозирование последствий ЧС;

- выбор, обоснование и реализация организационных и инженерно-технических мероприятий по предотвращению и снижению ущерба от ЧС.

Для Томского месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большие колебания погодных условий в течение года от весьма холодной зимы ( $-50^{\circ}\text{C}$ ) до жаркого лета ( $+35^{\circ}\text{C}$ ), сильные метели и снежные заносы);

- технические: сильные взрывы газоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ [27];

- военно-политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.).

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры:

-контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;

-оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;

-планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;

-обучение населения к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

Все виды перечисленных профилактических мероприятий выполняются заблаговременно, чтобы обеспечить более надежную защиту населения и территории.

Контроль за обстановкой на потенциально опасных объектах и прилегающей к ним территории осуществляют службы и подразделения

соответствующих хозяйственных объектов, оснащенные необходимыми техническими средствами, материалами и обученным персоналом.

Информация об угрозе возникновения крупных производственных аварий, катастроф и стихийных бедствий поступает в Томское НГДУ из отдела по делам ГО и чрезвычайных ситуации; из центральной инженерно-технической службы предприятия; от первого заметившего.

С получением сигнала дежурная смена ЦИТС проверяет правильность получения информации, оповещает руководителя предприятия и по его указанию руководящий состав и всех членов комиссии по ЧС (или оперативной группы, штаба ГО и ЧС по решению председателя комиссии).

С прибытием комиссии по ЧС (КЧС) или других органов руководитель или председатель КЧС:

- проводит совещание, с постановкой конкретных задач исходя из сложившейся обстановки;
- организует разведку и наблюдение на территории предприятия;
- организует круглосуточное дежурство руководящего состава;
- проверяет наличие схемы оповещения сотрудников и при необходимости принимает решение о включении в действие плана оповещения;
- в течение двух часов приводит в готовность в пунктах постоянной дислокации без прекращения производственной деятельности невоенизированные формирования повышенной готовности;
- организует мероприятия по оказанию медицинской помощи, подготовке к отправке пострадавших в медицинские учреждения;
- организует питание личного состава формирований через пункты горячего питания предприятия;
- в зимнее время предусматривает, обогрев личного состава формирований.

В планах предусмотрены следующие способы защиты рабочих и служащих в ЧС: эвакуация людей, укрытие в защитных сооружениях, применение средств индивидуальной защиты.

В настоящее время соответствующие службы подразделений предприятия располагают всеми необходимыми средствами защиты, и в случае необходимости они могут быть своевременно применены.

Хозяйственные объекты невозможно полностью защитить от воздействия различных поражающих факторов, возникающих при ЧС, но необходимо сделать все возможное для предотвращения или снижения потерь рабочих, служащих, населения, уменьшения степени разрушения инженерно-технического комплекса. Для этого на объектах Томского НГДУ проводятся периодические исследования устойчивости работы объектов в ЧС. Целью оценки устойчивости работы объекта является выявление его слабых элементов, чтобы впоследствии разработать и провести технологические, организационные и инженерно-технические мероприятия, направленные на повышение устойчивости работы объекта в условиях ЧС.

#### **4.5 Законодательное регулирование проектных решений**

Непосредственное управление и контроль за режимом работы оборудования КС должен выполнять, как правило, диспетчер (сменный инженер). Управление должно осуществляться с единого диспетчерского пункта, оснащенного необходимыми средствами связи, телесигнализации, телеуправления, электронно-вычислительной и информационной техники и оперативной технической документации.

В оперативном подчинении диспетчера (сменного инженера) должен находиться персонал, осуществляющий непосредственное управление режимом работы оборудования, в том числе включение и отключение оборудования, шлейфов, нагнетательных и добывающих скважин и переключение запорной арматуры.

Диспетчер (сменный инженер) обязан:

- предотвращать работу оборудования с параметрами, превышающими допустимые;
- анализировать состояние оборудования КС;
- принимать необходимые меры по соблюдению установленного режима работы (закачка трассера и т.д.);
- немедленно сообщать главному диспетчеру об изменениях режима работы КС;
- регулярно в установленное время обеспечивать передачу информации о технологическом режиме в ПДС имеющимися средствами.

Сменный персонал ГП должен работать по графикам, утвержденным руководством ГП.

Ведение диспетчерского режима во всех предприятиях осуществляется по московскому поясному времени в 24-часовом исчислении. Прием-передача смены сменным персоналом должны оформляться в диспетчерском журнале.

Прием-передача смены во время переключений, пуска и остановки оборудования, аварийных ситуаций, как правило, запрещается. Прибывшая смена должна принять участие в ликвидации аварии по усмотрению руководства ГП.

Режим труда и отдыха персонала объектов КС устанавливается правилами внутреннего распорядка, разработанных в соответствии с Трудовым кодексом РФ и нормативными правовыми актами, утверждаемыми руководителем ЭО (Филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом.

Режим труда и отдыха, включающий регламентированные перерывы, устанавливаются с учетом конкретных условий труда, специфики производства и местных условий объекта КС.

Режим труда и отдыха вахтового персонала объектов КС устанавливается положением о его работе, утверждаемым руководителем ЭО (Филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом.

Работа с вредными веществами в условиях превышения гигиенических нормативов возможна при использовании СИЗ и/или при сокращении времени контакта с вредными веществами.

Для отдыха оперативного персонала в период регламентированных перерывов предусматривают специальные помещения, оборудованные удобной мебелью и отвечающие санитарно-гигиеническим требованиям.

## Заключение

Изучив все необходимые технико-экономические показатели и проанализировав научную литературу, можно сделать следующие выводы.

Разработка Томского месторождения, на данной стадии эксплуатации, требует применения новых эффективных технологий воздействия на пласты с целью повышения коэффициента извлечения нефти.

Оценка эффективности новых технологий осуществляется путем сравнения технико-экономических показателей по каждому варианту без новой технологии и с ее учетом. На новых скважинах предусматривается поддерживать забойное давление 5 МПа в наклонно-направленных скважинах (ННС) и до 10 МПа в горизонтальных скважинах (ГС), для начального пластового давления 28.2 МПа депрессия на пласт может достигать 18.2 МПа и выше. Средний дебит жидкости по новым скважинам планируется около 40 м<sup>3</sup>/сут, текущий средний дебит по действующим скважинам около 20 м<sup>3</sup>/сут, следовательно, коэффициенты продуктивности скважин будут от 0.9 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа) и выше.

Эффективность мероприятий оценивается по дополнительно добытой нефти (экспресс-оценка), полученной за счет внедренных методов, и по дополнительным затратам, обеспечивающие эти приросты. Экономическая эффективность новых технологических и технических решений определяется отдельно по каждому мероприятию, что позволяет ранжировать их по эффекту.

Основным критерием эффективности применения технико-экономических мероприятий, для разработки месторождения, является чистый доход. Срок окупаемости, как правило, составляет год и лишь по некоторым методам (например, гидроразрыв пласта) чуть больше года. По результатам определения чистого дохода, дополнительных затрат и приростов добычи нефти, рассчитаны удельные показатели дохода на 1 тонну дополнительно добытой нефти, на 1 рубль затрат и на 1 скважино-операцию.

При оценке эффективности технико-экономических показателей применен также метод точки безубыточности. Под точкой безубыточности понимают минимально-допустимый (предельный) объем дополнительно добытой нефти на 1 скважино-операцию, позволяющий окупить затраты, связанные с применением мероприятия.

Значение предельной добычи нефти является важной информацией для технологов, планирующих проведение МУН.

Этот метод позволяет выявлять экономически неэффективные мероприятия на стадии планирования работ и повышает эффективность использования средств, направленных на применение технологий. Ниже этого значения при заданной исходной экономической информации (цен на нефть, стоимости проведения мероприятия, удельных текущих затрат) проводить МУН будет невыгодно.

На основе данного метода целесообразно также определять добычу нефти при проведении конкретного геолого-технического мероприятия (ГТМ), обеспечивающую недропользователю необходимое значение рентабельности продукции.

Таким образом, на различных этапах реализации технологических вариантов нефтедобычи, рассчитываются и анализируются определенные показатели экономической эффективности разработки Томского месторождения.

## Список использованных источников

- 1 Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987. – 247 с.
- 2 Юшков И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб.-метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177с.
- 3 Разработка нефтяных и газовых месторождений: Методические указания к курсовому проектированию / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: Д.Г. Петраков, И.Р. Раупов. - СПб, 2017. – 35 с.
- 4 Муслимов Р.Х. Методическое пособие по расчету технико-экономических показателей разработки нефтяных месторождений и эффективности геолого-технических мероприятий. - Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2010. – 144 с.
- 5 Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений РД-39-100-91. – М., 1991.
- 6 П4-04 СЦ-021 «Стандарт ОАО «НК «Роснефть»
- 7 Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти: учеб. пособие. - М.: ГУП «Нефть и газ», 2002. – 824 с.
- 8 Зейгман Ю.В., Колонских А.В. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений // Нефтегазовое дело. Электрон. науч. журн. - 2005. - № 2. – С. 8 [Электрон. ресурс]. Режим доступа: [www.ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman_1.pdf).
- 9 Габдуллин Р.Ф. Эксплуатация скважин оборудованных УЭЦН в осложнённых условиях // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 62-64.
- 10 Вагапов С.Ю. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти / Под ред. Ю.Г. Матвеева. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – 167с.

11 Трофимов А.С., Грачев С.И., Петрова С.В., Галлиев Ф.Ф. Опыт применения гидроструйных (ГСН) и гидропоршневых (ГПН) насосов на пласте ЮВ1 Самотлорского месторождения // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. научн. тр. — Тюмень: Издательско-полиграфический центр —Экспресс. -2005. - том1. – С. 299-304.

12 Кагарманов И.И. Особенности эксплуатации УЭЦН: учеб. пособие. – Самара, 2005. – 48 с.

13 Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. – М., 2010. – 224 с.

14 Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: «Недра», 1969. – 192 с.

15 Гумеров К.О., Зейгман Ю.В., Гумеров О.А. Исследование физических свойств водонефтяных дисперсных систем в процессе их движения через погружные центробежные насосы // Нефтегазовое дело. - 2013. - № 4. – С 73-76.  
URL: <http://ngdelo.ru/article/view/762>

16 Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: Справочник. - М.: Недра, 1991. – 384 с.

17 Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. - М.: Недра, 2004. – 432 с.

18 Курочкин В.В., Малюшин Н.А, Степанов О.А, Мороз А.А. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 231 с.

19 ИПБОТ 193-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при проведении ПРС, КРС, оборудованных центробежными электронасосами.

20 Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности: учебник для вузов / под ред. В.Ф. Дунаева. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2006. – 367с.

21 ГОСТ 12.1.003–2014 (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

22 Суворов Г.А., Денисов Э.И., Шкаринов Л.Н. Гигиеническое нормирование производственных шумов и вибраций. - М.: Медицина, 1984. – 240 с.

23 Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности. Учебник для техникумов. - М.: Недра. 1987. – 247 с.

24 ГОСТ 12.1.006–84(ССБТ). Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля (с Изменением №1).

25 ГОСТ 12.1.019-2009 (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

26 Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. - М.: Недра, 1997. – 484 с.

27 ГОСТ 12.1.00491 (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением №1).