

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

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Анализ разработки и выбора способа эксплуатации Сугмутского нефтяного месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ)</b>

УДК 622.276.013 (571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-БЗС1	Коновалов Иван Иванович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018 г.

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

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки Нефтегазовое дело  
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.  
(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
3-2БЗС1	Коновалову Ивану Ивановичу

Тема работы:

<b>Анализ разработки и выбора способа эксплуатации Сугмутского нефтяного месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ)</b>
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(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.)</i></p>	<p>Технологическая схема разработки Сугмутского нефтяного месторождения, технологические режимы работы скважин, показатели разработки, и другие фондовые материалы ОАО «Газпромнефть».</p>
<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,</i></p>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Общие сведения о Сугмутском месторождении</li><li>2. Геологическое строение месторождения</li><li>3. Текущее состояние разработки месторождения</li><li>4. Анализ эффективности эксплуатации электроцентробежных установок на месторождении</li><li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li><li>6. Социальная ответственность</li></ol>

<i>подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1.Обзорная карта района Сугмутского месторождения. 2. Геологический разрез. 3. 4. 5. 6. 7. 8. 9.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Юлия Сергеевна
Социальная ответственность	Задорожная Татьяна Анатольевна

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф-м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗС1	Коновалов Иван Иванович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2БЗС1	Коновалову Ивану Ивановичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Цена на углеводородное сырье, капитальные вложения на освоение месторождения, эксплуатационные затраты на добычу нефти
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Доля переменных затрат
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	НДС (18%), налог на добычу нефти, экспортная пошлина, прямые страховые взносы в ПФ, ФСС, НДПИ-нефть, налог на прибыль (20%), налог на имущество.

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Использование системы показателей, отражающих эффективность разработки применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Сравниваются 2 варианта разработки месторождения с целью выявления наиболее экономически эффективных.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Чистый доход (ЧД), чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма рентабельности (IRR), индекс доходности инвестиций (PI), срок окупаемости.

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна	К.Э.Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2БЗС1	Коновалов Иван Иванович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2БЗС1	Коновалову Ивану Ивановичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление / специальность</b>	Нефтегазовое дело

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

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Рабочим местом работ являются кусты скважин на Сугмутском месторождении (ЯНАО) ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». При добыче нефти и газа могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</p> <p>Сугмутское нефтяное месторождение находится в северной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении находится на территории Надымского и Пуровского районов Ямало-Ненецкого Автономного округа Тюменской области в 100 км к северо-западу от г.Ноябрьска.</p> <p>В физико-географическом отношении район работ приурочен к Южно-Надымско-Пуровской провинции лесной равнинной зональной области и расположен в междуречье рек Пур и Надым.</p>
---	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов на объектах Сугмутского месторождения (ЯНАО) ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»:</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;</li> <li>- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов на объектах Сугмутского месторождения (ЯНАО) ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- термические опасности (источники, средства защиты);</li> </ul>	<p>Согласно ГОСТ 12.0.003-74 были определены опасные и вредные факторы.</p> <p>1.1. Вредные факторы:</p> <p>При выполнении технологических операций по добыче существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда. К таким факторам можно отнести:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>2) Повышенный уровень вибрации и шума от работы оборудования;</li> <li>3) Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.</li> </ol> <p>1.2 Опасные факторы:</p> <p>На кусте скважин при выполнении технологических операций по добыче нефти и газа могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Электрический ток;</li> <li>2) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.</li> </ol>
--	--

<p>- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</p>	
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- защита селитебной зоны</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>3. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</li> </ol>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>Возможные ЧС во время проведения работ по добыче нефти и газа: пожары, взрывы. Меры по предупреждению возникновения пожаров и ГНВП.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Специфика организации трудовой деятельности в полевых условиях вахтовым методом работы.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	Кандидат технических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗС1	Коновалов Иван Иванович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 55 страниц, 16 рисунков, 12 таблиц, 36 источников.

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, коллектор, запасы, нефть, газ, дебит, обводненность, фонд скважин, коэффициент извлечения нефти.

Объектом исследования являются продуктивные горизонты Сугмутского нефтяного месторождения Тюменской области.

Целью данной выпускной квалификационной работы является изучение состояния разработки месторождения, степени реализации проектных решений и предложения по совершенствованию процесса разработки месторождения.

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка геолого-физической информации по всему фонду пробуренных скважин. Выполнен анализ разработки месторождения и состояния фонда скважин, проведено сравнение фактических показателей разработки с проектными.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – Corel DRAW 12. Презентация создана в Microsoft Power Point.

## Оглавление

Введение	10
1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СУГМУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	11
1.1 Общие сведения о месторождении	11
1.2 Краткая геолого-промысловая характеристика месторождения	13
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	17
1.4 Состав и свойства нефти и растворенного газа	19
1.5 Запасы нефти и газа	22
2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ СУГМУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	24
2.1 Характеристика фонда скважин	24
2.1.1 Анализ бездействующего фонда скважин	26
2.1.2 Текущее состояние фонда скважин	29
2.2 Анализ состояния разработки месторождения	32
2.2.1 Анализ добычи нефти и обводненности продукции скважин	32
2.2.2 Анализ системы ППД и динамики пластового давления	35
2.3 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки	39
2.4 Сопоставление проектных и фактических показателей геолого-технических мероприятий	43
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	45
3.1 Общие положения	45
3.2 Показатели экономической оценки вариантов разработки	46
3.3 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат	47
3.4 Налоговая система	49
3.5 Технико-экономический анализ вариантов разработки	53
3.6 Анализ чувствительности второго варианта разработки месторождения	56
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	59
4.1 Производственная безопасность	60
4.1.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды	60
4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	64
4.2 Экологическая безопасность	67
4.3 Безопасность в ЧС	70
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	72
4.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	72
Заключение	74
Список использованных источников	75
Приложения	77



## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

КМПВ – корреляционный метод преломленных волн

МОВ – метод отраженных волн

МОГТ – метод общей глубинной точки

ВНК – водонефтяной контакт

СибНИИНП – Сибирский научно – исследовательский институт нефтяной промышленности

ГИС – геофизические исследования скважин

ГКЗ – государственная комиссия по запасам

КИН – коэффициент извлечения нефти

ЦКР – центральная комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ЭЦН – электроцентробежный насос

ШГН – штанговый глубинный насос

ФОН – фонтанная добыча нефти

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ППД - поддержание пластового давления

ВНС – ввод нефтяных скважин

ЗБС – зарезка боковых стволов

ОПЗ – обработка призабойной зоны

МУН – методы увеличения нефтеотдачи пласта

ДП – дополнительная перфорация

ИДН – интенсификация добычи нефти

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ЛА – ликвидация аварий.

## ВВЕДЕНИЕ

На всех этапах разработки нефтяных месторождений осуществляют контроль, анализ и регулирование процесса разработки без изменения системы разработки или с частичным её изменением. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений позволяет повысить эффективность вытеснения нефти. Воздействуя на залежь, усиливают или ослабляют фильтрационные потоки, изменяют их направление, вследствие чего вовлекаются в разработку ранее не дренируемые участки месторождения и происходит увеличение темпов отбора нефти, уменьшение добычи попутной воды и увеличение коэффициента конечной нефтеотдачи.

Основной целью анализа разработки нефтяного месторождения является оценка эффективности системы разработки, которая производится путем изучения технологических показателей разработки. В большей степени технологические показатели разработки зависят от геолого-физической характеристики нефтяной залежи, причем определяющим является тип, размер и форма нефтяной залежи, неоднородность строения продуктивного объекта, запасы нефти в нем и относительная подвижность нефти. Исходя из этого, строится анализ разработки нефтяного месторождения, определяются виды исследований при проведении данной работы.

В дипломном проекте, подробно описаны геолого-промысловые характеристики Сугмутского месторождения, проанализирована работа эксплуатационного фонда скважин, проведены сведения о технике безопасности и представлен технико-экономический анализ.

# 1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СУГМУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## 1.1 Общие сведения о месторождении

Сугмутское нефтяное месторождение находится в северной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении находится на территории Надымского и Пуровского районов Ямало-Ненецкого Автономного округа Тюменской области в 100 км к северо-западу от г.Ноябрьска.

В физико-географическом отношении район работ приурочен к Южно-Надымско-Пуровской провинции лесной равнинной зональной области и расположен в междуречье рек Пур и Надым.

Местоположение Сугмутского месторождения показано на рисунке 1.1.

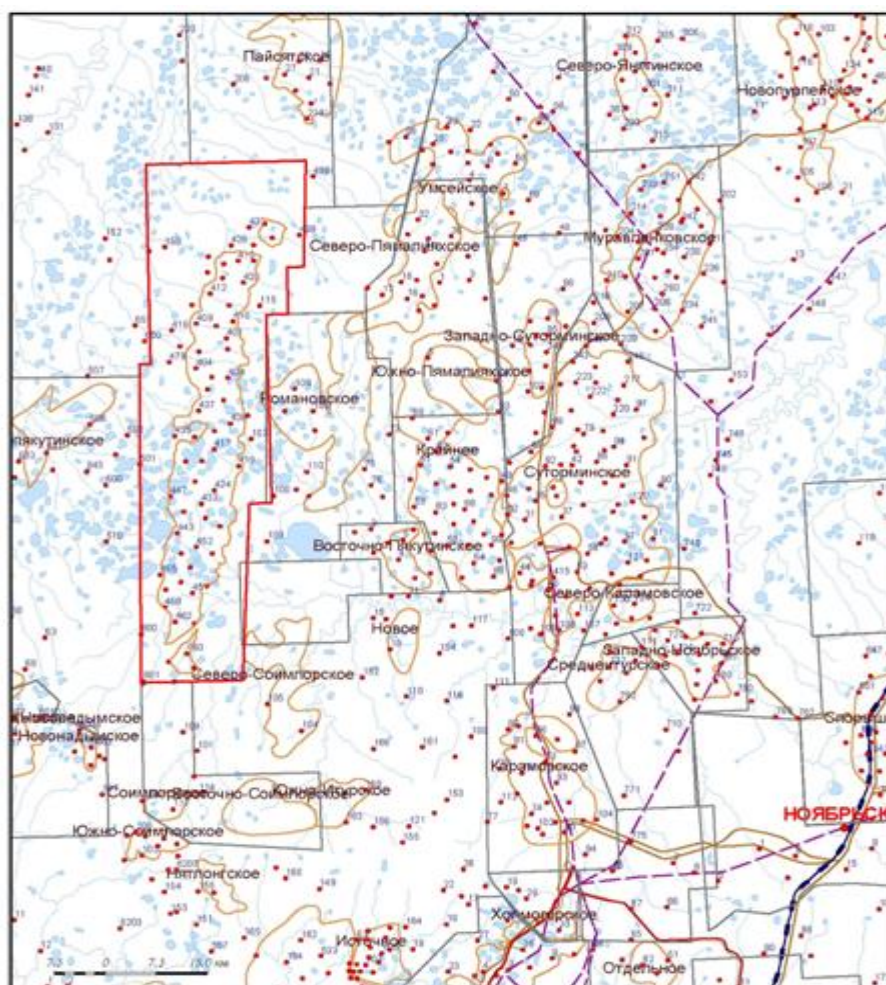


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

В физико-географическом отношении район работ приурочен к Южно-Надымско-Пуровской провинции лесной равнинной зональной области и расположен в междуречье рек Пур и Надым. Реки и ручьи, протекающие по территории месторождения, принадлежат к бассейну Карского моря. В пределах лицензионного участка Сугмутского месторождения сосредоточено огромное количество озер, сток из которых через небольшие внутриводораздельные ручьи осуществляется как на север (водосбор р. Надым), так и на юг (водосбор р. Пяку-Пур).

Водораздел между бассейнами этих рек находится в центральной части месторождения. Озера залегают среди плоскобугристых болот. По количеству преобладают небольшие водоёмы с поверхностью зеркала до 50 га, что составляет 83%, но основу фонда формируют озёра с площадью от 101 до 500 га. Наибольшая плотность озёрных котловин приходится на центральную часть Сугмутского месторождения.

Климат района резко континентальный. Зима суровая, холодная, продолжительная (217 дней), с сильными ветрами. Лето сравнительно короткое (68 дней), но довольно тёплое. Характерна высокая амплитуда колебаний температуры в течение года.

Среднегодовая температура воздуха - 6.7°C. Средняя температура самого холодного месяца января -25°C, самого теплого - июля - +15.4°C. Абсолютный минимум температур приходится на февраль (-61°C), абсолютный максимум - на июль (+34°C). Продолжительность устойчивых морозов - 189 дней, безморозный период - 89 дней. Нормативная глубина промерзания грунта для данного района составляет более 240 см.

Участок месторождения расположен в зоне субарктической тайги. Здесь встречаются различные типы болотной растительности (мхи, осоки, карликовая береза), ивовые кустарники, разнообразные кустарники и деревья: кедровая сибирская сосна (кедр), сосна обыкновенная, ель сибирская, пихта сибирская, береза.

Фауна в большинстве своём представлена беспозвоночными животными, грызунами и мелкими хищниками, которые зимуют в одетой снегом почве. Орнитофауна озёрно-болотного комплекса отличается своеобразием – здесь гнездится ряд птиц, характерных для зоны типичных тундр, а не северной тайги. Большинство птиц на зиму переселяются в более низкие широты.

Ближайшими разрабатываемыми нефтяными месторождениями являются: Умсейское, Романовское месторождения.

Населенных пунктов в районе работ нет.

Недропользователь – ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

## **1.2 Краткая геолого-промысловая характеристика месторождения**

На Сугмутском месторождении керн отобран из 61 скважины, проведены общие исследования и описания керна. Количество лабораторных определений пористости - 1262, проницаемости (по коллекторам) – 811 и водоудерживающей способности - 1614.

Специальные исследования по определению значения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения проведены на 200 образцах. Среднее значение Кон принято 0,26, Квыт - 0,527.

На Сугмутском месторождении исследованы глубинные пробы нефти, отобранные из 32 скважин, поверхностные пробы отобраны из 49 скважин. Нефти малосернистые, парафинистые, маловязкие, малосмолистые, легкие.

На месторождении на 1.01.2013 года проведено 4455 промыслово-геофизических исследований в 733 скважинах, охват исследованиями составил 79% фонда. За период 2008-2012 гг. (действие последнего проектного документа) исследования по определению профилей притока и приемистости выполнены в 494 скважинах, всего проведено 557 измерений. Кроме этого еще в 66 скважин обследовано техническое состояние. Нарушения тех.состояния скважин выявлены в 22% исследованных добывающих скважин и в 51% исследованных нагнетательных скважин. Кроме того, отмечается работа

неперфорированных интервалов как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах - по 24%.

За период эксплуатации в 521 скважине проведено 768 гидродинамических исследований, направленных на оценку ФЕС пластов. Согласно результатам исследований, проницаемость пласта в среднем составляет 4,9 мД.

В период с 2008 по 2013 гг. средние значения скин-фактора составляют: для добывающих скважин пласта -3, для нагнетательных -4,1.

Для построения геологической модели значения открытой пористости и проницаемости для всех пластов приняты по ГИС. При построении фильтрационной модели продуктивных пластов используются значения коэффициентов начальной нефтенасыщенности, полученные методами ГИС.

В пределах лицензионного участка в пласте БС<sub>9</sub><sup>2</sup> выделено четыре залежи нефти: Северная (в р-не скв.117), Основная, Южная (в р-не скв. 443–462) и залежь в районе скв.460. Геологический разрез приведен в приложении №1.

**Залежь Северная** пластовая сводовая, литологически ограниченная.

Размеры залежи 4.0 км x 3.5 км, площадь 11.8 км<sup>2</sup>. Чисто нефтяная зона (ЧНЗ) занимает 5.6 км<sup>2</sup> (48%). Залежь оценена по категории запасов С<sub>1</sub>.

Общие стратиграфические толщины пласта БС<sub>9</sub><sup>2</sup> в пределах залежи изменяются по скважинам в интервале 22.6 – 28 м со средним значением 25.3 м. Эффективная толщина в среднем оценивается в 6 м, диапазон составляет 5–7.6 м. Нефтенасыщенные толщины - от 2.5 м до 7 м, в среднем – 5.0 м. Водонефтяной контакт принят на а.о. – 2717.5 м.

Средневзвешенное значение пористости составило 0,16, проницаемость по данным ГИС составляет 27,7 мД, коэффициент начальной нефтенасыщенности 0,47.

**Основная залежь** является самой крупной как по размерам, так и запасам нефти.

Общая толщина пласта БС<sub>9</sub><sup>2</sup> по скважинам Основной залежи в стратиграфическом объеме варьирует в диапазоне от 8 м до 65.6 м, составляя в

среднем 29,8 м. Нефтенасыщенные толщины по скважинным данным находятся в интервале от 0,6 м до 28,5 м., в среднем – 10,9 м. Коэффициент песчаности оценивается от 0.2 до 1.0, среднее значение – 0.73.

По своему типу Основная залежь является пластовой, литологически ограниченной. С востока она контролируется границей замещения коллекторов резервуара пласта БС<sub>9</sub><sup>2</sup>, которая протягивается в субмеридианальном направлении с юга на север, по данным сейсморазведки 3Д и материалам разведочных скважин 115, 438, 454, где коллекторы пласта БС<sub>9</sub><sup>2</sup> отсутствуют.

При полого-моноклином падении кровли резервуара в западном направлении положение в плане внешнего контура нефтеносности определяется особенностями структурного плана и поверхностью ВНК. Положение ВНК определено на а.о. от -2725 м (р-н скв.429R) до -2736 м (р-н скв.478R).

На юге Основная залежь ограничивается линией замещения коллекторов. Здесь в полосе шириной от 0.3 км до 1 км, имеющей направление простирания с юго-востока на северо-запад, происходит перекрытие в плане Основной и Южной залежей пласта БС<sub>9</sub><sup>2</sup>.

С учетом ярко выраженных морфологических особенностей, Основная залежь имеет размеры 48 км х 5-10 км и высоту 72 м. Площадь нефтяного поля – 381 км<sup>2</sup>. Чисто нефтяная зона (ЧНЗ) занимает из них почти 225 км<sup>2</sup> (около 60%).

Средневзвешенное значение пористости составило 0,17, проницаемость по данным ГИС составляет 67,6 мД, коэффициент начальной нефтенасыщенности 0,57.

**Южная залежь** нефти в районе скв. 443R–462R по типу является пластовой, литологически ограниченной. Водонефтяной контакт по залежи принят на а.о. – 2715 м ± 2.5 м. Высота залежи составляет 40 м. Размеры 15 км х 6.5 км. Площадь залежи – 87,2 км<sup>2</sup>. Чисто нефтяная зона (ЧНЗ) занимает 62.5 км<sup>2</sup> (72%).

Общая толщина пласта БС<sub>9</sub><sup>2</sup> по скважинам Южной залежи в стратиграфическом объеме изменяется от 10.7 м до 32.8 м, составляя в среднем 19.9 м. Нефтенасыщенные толщины по скважинным данным находятся в интервале от 1.5 м до 21 м., в среднем – 8.5 м. Коэффициент песчанистости меняется в интервале от 0.22 до 1, в среднем 0.73.

Средневзвешенное значение пористости составило 0,16, проницаемость по данным ГИС составляет 54 мД, коэффициент начальной нефтенасыщенности 0,52.

**Залежь в р-не скв. 460R** может быть отнесена по типу к пластово-сводовой, литологически ограниченной. Высота залежи составляет 38 м. Размеры залежи - 6.0 км x 3.0 км, площадь залежи - 13.9 км<sup>2</sup>. Чисто нефтяная зона (ЧНЗ) занимает 7.2 км<sup>2</sup> (52%). ВНК принят по залежи на а.о. –2675.5 м.

Общая толщина пласта по скважинам изменяется от 14,7 м до 29.4 м, среднее значение 24.2 м. Нефтенасыщенные толщины по скважинным данным варьируют от 2,0 м до 10.4 м при средней величине 7,4 м.

Средневзвешенное значение пористости составило 0,16, проницаемость по данным ГИС составляет 16,1 мД, коэффициент начальной нефтенасыщенности 0,51.

Осредненные геолого-физические характеристики залежей и объекта в целом приведены в таблице 1.1.

Геологический разрез Сугмутского месторождения представлен в приложении 1.



Таблица 1.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных залежей

Параметры	Северная залежь	Основная залежь	Южная залежь	Залежь в р-не скв.460	По пласту в целом
Средняя абс. отметка залегания кровли, м	-2707м	-2700м	-2698м	-2658м	
Тип залежи	Пластово-сводовая, литологически ограниченная	Пластовая, литологически ограниченная	Пластовая, литологич. ограниченная	Пластово-сводовая, литологич. ограниченная	Пластовая, литологически ограниченная
Тип коллектора	Поровый, терригенный				
Площадь нефтегазоносности, тыс.м <sup>2</sup>	11 754	381 022	87 169	13 898	488 639*
Средняя общая толщина, м	25,3	29,8	19,9	24,2	29,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,0	10,9	8,5	7,4	10,8
Коэффициент пористости, доли ед.	0,16	0,17	0,16	0,16	0,17
Коэфф. нефтенасыщенности ЧНЗ, д. ед.	0,47	0,55	0,51	0,52	0,54
Коэфф. нефтенасыщенности ВНЗ, д. ед.	0,51	0,59	0,53	0,45	0,55
Коэффициент нефтенасыщенности средневзвешенный, доли ед.	0,49	0,57	0,52	0,51	0,56
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	27,7	67,6	54	16,1	64,7
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,68	0,73	0,73	0,70	0,73
Расчлененность	3,9	6,6	4,3	4,9	6,4
Начальная пластовая температура, °С	87	87	87	87	87
Начальное пластовое давление, МПа	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа с	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Плотность нефти в пласт. условиях, т/м <sup>3</sup>	0,754	0,754	0,754	0,754	0,754
Плотность нефти в поверхн. условиях, т/м <sup>3</sup>	0,853	0,853	0,853	0,853	0,853
Абсолютная отметка ВНК, м	-2717,5	-2725 - -2736	-2715±2,5	-2675,5	
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
Содержание серы в нефти, %	0,36	0,67	0,91	1,07	0,7
Содержание парафина в нефти, %	2,44	2,27	2,66	2,36	2,32
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	88	88	88	88	88
Содержание сероводорода, %	нет	нет	нет	нет	нет
Вязкость воды в пласт. условиях, мПа с	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Плотность воды в поверхн. условиях, т/м <sup>3</sup>	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009
Сжимаемость, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>					
нефти	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
воды	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
породы	5,55	5,55	5,55	5,55	5,55
Коэфф. вытеснения средний, доли ед.	0,446	0,542	0,486	0,456	0,527

\* - зона перекрытия Основной и Южной залежей составляет 5 204 тыс.м<sup>2</sup>

### 1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Физико-гидродинамические свойства продуктивных отложений месторождения Сугмутского изучались по результатам интерпретации кривых ГИС, керну, а также результатам гидродинамических исследований скважин.

По результатам изучения керна породы – коллекторы пласта БС<sub>9</sub><sup>2</sup> представлены песчаниками мелкозернистыми с различной примесью алевритового материала и в меньшей степени – крупнозернистыми алевролитами песчанистыми или песчаными. Породы преимущественно серого цвета, иногда с буроватым оттенком. Текстура песчаных пород однородная, массивная, реже линзовиднослоистая. Линзовидность подчеркивается тонкими слойками и налетами глинистого материала. Преобладающий размер обломочного материала в коллекторах 0.09 – 0.15 мм (песчаная фракция) и 0.07 – 0.1 мм (алевритовая фракция). Содержание песчаной фракции колеблется в пределах 60 – 80%, алевритовой – 5 – 30%, в целом обломочный материал составляет 80 – 97%. Степень окатанности зерен – средняя.

По составу обломочного материала коллекторы аркозовые до полимиктовых; содержание кварца 25-42 %, полевых шпатов – 35.9 – 54.9%, обломков горных пород – 7.1-26 %, слюд – до 3.9 %.

Особенностью пород пласта БС<sub>9</sub><sup>2</sup> является их литологическая неоднородность: частое глинисто-алевролитопесчаное переслаивание, причем, распределенное территориально. Песчаные прослои имеют толщины в среднем 10-15 см. Прослои глинистого алевролита имеют толщины от долей мм до 10-15 см. Из этого следует, что образцы, отбираемые для исследования ФЕС (цилиндры) могут иметь, в основном, однородный характер, а интервал исследования в целом может иметь высокую степень неоднородности по физическим свойствам. Кроме того, замечено, что для полимиктовых песчаников пласта БС<sub>9</sub><sup>2</sup> характерен каолиновый и реже хлоритовый цемент, тогда как в маломощных прослоях преобладает карбонатный цемент. В случае вертикальной неоднородности породы преобладает мезоанизотропия – электрическая анизотропия пласта, обусловленная слоистым строением с толщиной прослоев от 0,2-0,3 м до долей сантиметра. Все вышеперечисленные факторы и приводят к «плавающим» граничным значениям коллекторов пласта

БС<sub>9</sub><sup>2</sup>, непостоянным значениям остаточной нефтенасыщенности и зависимости скорости линейной фильтрации от проницаемости пород.

Среднее значение открытой пористости по керну составило 14.3% в целом по пласту БС<sub>9</sub><sup>2</sup> и 17.4 % для коллекторов; проницаемость, соответственно, составляет 41.3 мД и 54.9 мД; остаточная водонасыщенность – 45.3% и 34.1% . Наилучшие по коллекторским свойствам песчаники обладают пористостью 20 – 22% и проницаемостью 94 – 110 мД, в отдельных образцах – до 200 – 300 мД.

Значения фильтрационных характеристик залежей пласта БС<sub>9</sub><sup>2</sup> по данным лабораторных исследований керна приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Фильтрационно-емкостные свойства залежей по данным исследований образцов керна пласта БС<sub>9</sub><sup>2</sup> Сугмутского месторождения

Параметр	Северная	Основная	Южная р-н скв. 462Р	Южная р-н скв. 460Р	Пласт в целом
<b>Коэффициент проницаемости</b>					
Количество скважин	0	40	3	1	44
Количество определений	0	1594	50	49	1693
Минимальное значение, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>		0,001	0,01	0,1	0,001
Максимальное значение, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>		302,1	84	28,1	302,1
Среднее значение, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>		43,3	10,4	5,9	41,3
<b>Коэффициент пористости</b>					
Количество скважин	1	44	4	1	50
Количество определений	14	1373	235	58	1680
Минимальное значение	0,08	0,02	0,03	0,02	0,02
Максимальное значение	0,19	0,22	0,20	0,19	0,22
Среднее значение	0,13	0,15	0,11	0,14	0,14

## 1.4 Свойства и состава нефти и растворенного газа

### *Основная залежь*

#### *Результаты анализа поверхностных проб нефти*

Физико-химические свойства поверхностных проб нефти изучены по результатам анализов из 43 скважин. Осреднение физико-химических свойств нефти дало следующие значения параметров: плотность при стандартных условиях составляет 860 кг/м<sup>3</sup>; кинематическая вязкость при 20 °С равна 10.50

мм<sup>2</sup>/с, а при 50 °С – 4.59 мм<sup>2</sup>/с. Соответствующие величины динамической вязкости имеют значения 9.03 мПа\*с и 3.95 мПа\*с. Содержание серы равно 0.67 % мас., парафинов – 2.27 % мас., смол силикагелевых – 5.74 % мас., асфальтенов – 1.41 % мас. Выход легких фракций до 300 °С – 47 % об. Согласно ГОСТ Р 51858-2002, по плотности нефть относится к типу 2 (средняя), по массовой доле серы – к классу 2 (сернистая).

### *Результаты анализа глубинных проб нефти*

По результатам осреднения данных однократного разгазирования 82 представительных глубинных проб пластовой нефти из 28 скважин получены ее следующие характеристики: плотность сепарированной нефти 853 кг/м<sup>3</sup>, газосодержание 75 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (88 м<sup>3</sup>/т), объемный коэффициент 1.240.

Компонентный состав растворенного газа следующий (% мол.): N<sub>2</sub> – 1.35; CO<sub>2</sub> – 0.88; CH<sub>4</sub> – 71.14; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> – 8.09; C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> – 11.28; *i*-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – 1.41; *n*-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – 3.69; *i*-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> – 0.66; *n*-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> – 0.91; гексаны - 0.59. Молярный вес газа 24.2 г/моль. Абсолютная плотность – 1.01 кг/м<sup>3</sup>, относительная по воздуху – 0.835. Газ полужирный (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти Сугмутского месторождения

Параметр	Пласт БС <sub>9</sub> <sup>2</sup> (Основная залежь)				Пластовая нефть
	При однократном разгазировании пластовой нефти в ст. условиях		При ступенчатом разгазировании пластовой нефти в раб. усл		
	Выделившейся газ	Нефть	Выделившейся газ	Нефть	
Двуокись углерода	0,88	0	0,88	0	0,37
Азот+гелий	1,08	0	1,35	0	0,56
В т.ч. гелий					
метан	65,82	0,11	71,14	0,02	29,58
этан	7,95	0,12	8,09	0,2	3,48
пропан	12,56	1,08	11,28	2,26	6,01
изобутан	2,02	0,49	1,41	1	1,17
<i>n</i> . бутан	5,72	2,03	3,69	3,86	3,79
изопентан	1,28	1,16	0,66	1,82	1,34

Преодоление таблицы 1.3

н. пентан	1,63	2,33	0,91	3,32	2,32
гексаны	1,06	4,6	0,59	5,71	3,58
гептаны+выше	0	88,08	0,01	81,8	47,81
Молекулярная масса, г/моль	26,8	206	24,2		127
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1,115		1,01		
Плотность газа относительная, доли. Ед	0,926		0,835		
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>		857		853	754

### ***Южная залежь***

#### *Результаты анализа поверхностных проб нефти*

Физико-химические свойства поверхностных проб нефти изучены по результатам исследования проб из 6 скважин.

Осреднение физико-химических свойств нефти дало следующие значения параметров. Плотность при стандартных условиях составляет 869 кг/м<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость при 20 °С равна 11.75 мм<sup>2</sup>/с, а при 50 °С – 6.61 мм<sup>2</sup>/с. Соответствующие величины динамической вязкости имеют значения 10.21 мПа\*с и 5.60 мПа\*с. Содержание серы равно 0.91 % мас., парафинов – 2.66 % мас., смол силикагелевых – 6.23 % мас., асфальтенов – 2.89 % мас. Выход легких фракций до 300 °С – 46 % об. Согласно ГОСТ Р 51858-2002, по плотности нефть относится к типу 2 (средняя), по массовой доле серы – к классу 2 (сернистая).

#### *Результаты анализа глубинных проб нефти*

Пробы, отобранные из скважин рассматриваемой залежи, признаны непредставительными. Для уточнения свойств этого района рекомендуется отбор проб из других скважин. На данном этапе изученности параметры флюидов рекомендуется принять по аналогии с основной залежью резервуара БС<sub>9</sub><sup>2</sup>.

## ***Южная залежь р-на скв. 460***

### *Результаты анализа поверхностных проб нефти*

Физико-химические свойства поверхностных проб нефти изучены по результатам исследования пробы из скв. 460. Плотность нефти при стандартных условиях составляет 863 кг/м<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость при 20<sup>0</sup>С равна 11.39 мм<sup>2</sup>/с, а при 50<sup>0</sup>С – 6.24 мм<sup>2</sup>/с. Соответствующие величины динамической вязкости имеют значения 9.83 мПа\*с и 5.25 мПа\*с. Содержание серы равно 1.07 % мас., парафинов – 2.36 % мас., смол силикагелевых – 5.52 % мас., асфальтенов – 3.04 % мас. Выход легких фракций до 300<sup>0</sup>С – 48 % об.

## ***Северная залежь***

### *Результаты анализа поверхностных проб нефти*

Физико-химические свойства поверхностных проб нефти изучены по результатам исследования пробы из скв. 422. Плотность нефти при стандартных условиях составляет 852 кг/м<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость при 20<sup>0</sup>С равна 8.23 мм<sup>2</sup>/с, а при 50<sup>0</sup>С – 3.81 мм<sup>2</sup>/с. Соответствующие величины динамической вязкости имеют значения 7.01 мПа\*с и 3.16 мПа\*с. Содержание серы равно 0.36 % мас., парафинов – 2.44 % мас., смол силикагелевых – 4.77 % мас., асфальтенов – 1.18 % мас. Выход легких фракций до 300<sup>0</sup>С – 52 % об. Согласно ГОСТ Р 51858-2002, по плотности нефть относится к типу 2 (средняя), по массовой доле серы – к классу 1 (малосернистая).

## **1.5 Запасы нефти и газа**

Впервые подсчет запасов был выполнен в 1992 г. (протокол ГКЗ № 122 от 27.01.1993 г.) силами Тюменской тематической экспедиции концерна Тюменьгеология. Пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов нефти Сугмутского месторождения по состоянию изученности на 01.01.2012 г. выполнен в ООО «Газпромнефть НТЦ» (протокол ГКЗ № 3100-дсп от 22.03.2013 г.).

Запасы, числящиеся на Государственном балансе по состоянию на 01.01.2013 г. и утвержденные ГКЗ (протокол ГКЗ № 3100-дсп от 22.03.2013 г.) приведены в таблице 1.4 (Приложение 2).

Представляемый проектный документ «Дополнение к проекту разработки Сугмутского месторождения» составлен на запасы нефти, вновь утвержденные ГКЗ (протокол ГКЗ № 3100-дсп от 22.03.2013 г.), в количестве:

- по категориям А – 214 881 тыс.т,  $C_1$  – 44 973 тыс.т,  $C_2$  – 2 655 тыс.т,
- и в целом по месторождению по сумме категорий  $AC_1+C_2$  составили 262 509 тыс.т.

Состояние растворенного газа по состоянию на 01.01.2013 г. приведено в таблице 1.5 (Приложение 3).

## 2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ СУГМУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Характеристика фонда скважин

В настоящее время месторождение находится в стадии добурирования и снижающейся добычи нефти. За 2012 г. пробурено 11 скважин, введено в эксплуатацию 10 скважин. За период действия последнего проектного документа темпы бурения значительно превышали проектные, в связи с чем проектный фонд в части количества новых скважин реализован полностью.

По состоянию на 01.01.2013 года на месторождении пробурено 934 скважины, из которых 50 скважин эксплуатируют сеноманский горизонт, остальные - продуктивный пласт БС<sub>9</sub><sup>2</sup>. Распределение пробуренного и эксплуатационного фонда скважин по категориям приведено на рисунке 2.1.

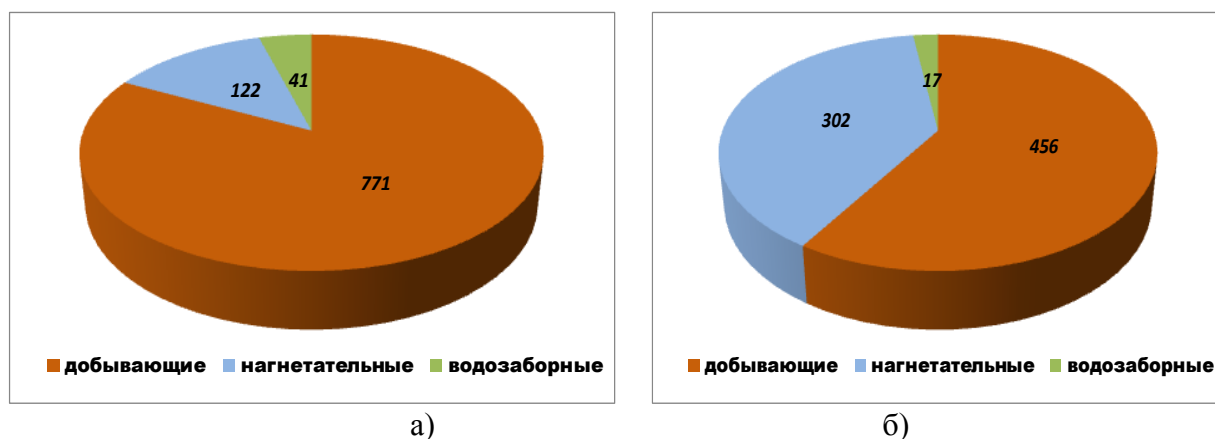


Рисунок 2.1 – Распределение пробуренного (а) и эксплуатационного (б) фонда скважин по проектным категориям по состоянию на 01.01.2013 г.

Всего на объект БС<sub>9</sub><sup>2</sup> было пробурено 893 скважины, 771 их них по проектному назначению добывающие, 122 - нагнетательные. В связи с переводом части добывающих скважин под закачку и на сеноманский пласт для отбора воды, произошло перераспределение фонда по категориям. Всего за весь период разработки месторождения в добывающем фонде перебивала 831 скважина, в нагнетательном - 358. На дату анализа в добывающем фонде числятся 526 скважин, в нагнетательном 358 скважин (таблица 2.1). Проектный



фонд реализован полностью, имеет место превышение фактического фонда относительно проектного. Связано это с расширением контура нефтеносности в восточном направлении и активным освоением новых участков.

Таблица 2.1 – Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.2013 г.

Категория фонда	Количество скважин
Утвержденный проектный фонд, всего	756
в том числе:	
- добывающие	458
-нагнетательные	298
Фонд скважин на 1.01.2013 г., всего	893
в том числе:	
- добывающие	535
-нагнетательные	358
Фонд скважин для бурения	
На 1.01.2013 г., всего	-137
- добывающие	-77
-нагнетательные	-60

На 1.01.2013 г. фонд нефтяного объекта состоит из 893 скважин, из которых 758 скважин находятся в эксплуатации, в консервации - 20 скважин, наблюдательных и пьезометрических - 105 скважин, ликвидирована 1 скважина. В водозаборном фонде числятся 50 скважин, из которых 17 эксплуатационных и 33 наблюдательных. Сведения о состоянии фонда скважин месторождения приведены на рисунке 2.2.

По состоянию на 1.01.2013 года на Сугмутском месторождении пробурено 771 добывающая скважина (по проекту 458 скважин), из них 296 скважин переведены под закачку, а 60 скважин, нагнетательных по проекту, находятся в отработке на нефть. Из пробуренного добывающего фонда 9 скважин переведены в водозаборный фонд на другой объект. Таким образом, всего в добывающем фонде числятся 526 скважин.

Действующий добывающий фонд состоит из 415 скважин, из них 1 скважина работает фонтаном, все остальные дают продукцию механизированным способом (ЭЦН).

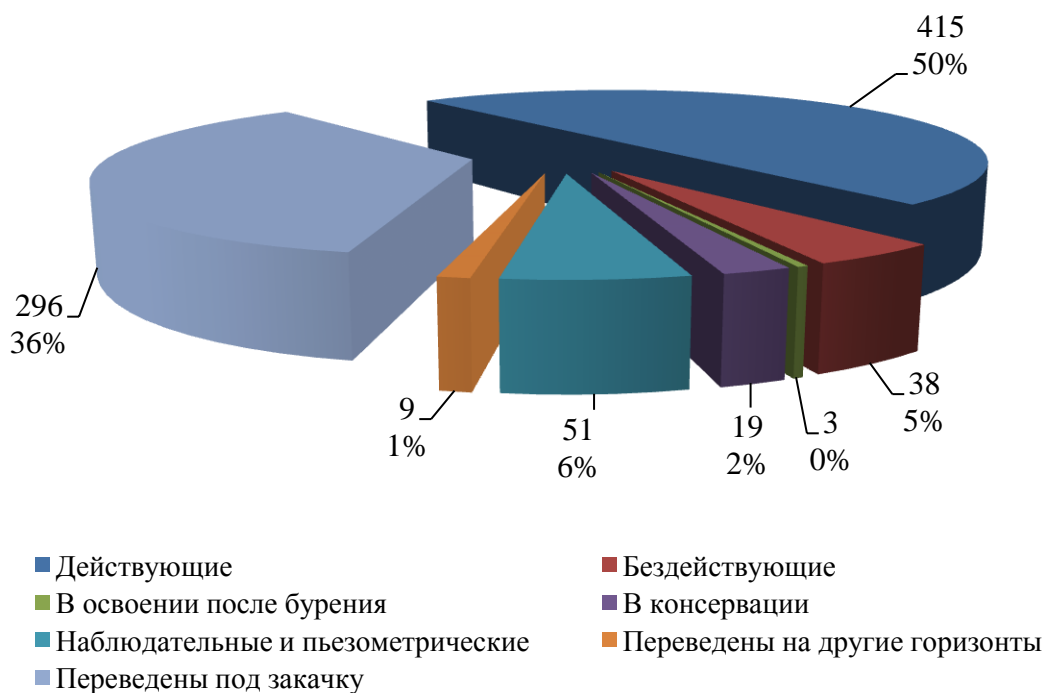


Рисунок 2.2 – Характеристика добывающего фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г.

На месторождении пробурена 51 горизонтальная скважина. Горизонтальные скважины расположены: на северной залежи (2 скважины); на основной залежи (45 скважин); на южной залежи (4 скважины). Применение горизонтальных скважин позволило существенно сократить объемы эксплуатационного бурения, уменьшив тем самым затраты. Кроме того, разбуривание залежи горизонтальными стволами позволяет увеличить охват за счет увеличения суммарного объема дренирования пласта.

В неработающем фонде числятся, в основном, скважины, отключенные по причине высокой обводненности, расположенные в водонефтяной зоне участка залежи, который был первым введен в разработку.

### 2.1.1 Анализ бездействующего фонда скважин

По состоянию на 01.01.2013 г. в бездействии находятся 38 добывающих скважин (таблица 2.2). Из этих скважин, 31 бездействующая скважина является переходящим бездействующим фондом. В 84% этих скважин дебиты нефти на

дату остановки были низкими, поэтому потери добычи нефти по причине их остановки минимальны. Из высокодебитных по нефти остановлены только 3 скважины, причиной остановки явились аварии.

Таблица 2.2 – Бездействующий фонд добывающих скважин на 1.01.2013 г.

№ скв.	Дата остановки	Показатели на дату остановки				Причина остановки
		дебит нефти, т.сут	дебит жидкости, т.сут	обводненность, %	накопленная добыча нефти, тыс.т	
1229	Август 2012	1,9	107,2	98,3	1,0	Ожидание исследования скважины
1309	Март 2012	2,3	23,6	90,7	2,5	Остановка из-за обводненности
1434	Март 2011	4,9	197,2	97,5	58,9	Падение на забой ЭЦН с трубами,кабелем
1520	Июль 2007	0,1	23,1	99,5	34,5	Ожидание капитального ремонта
1573	Сентябрь 2007	0,1	79,4	99,8	24,2	Затяжка ЭЦН
1590	Сентябрь 2011	2,1	186,6	98,9	13,9	Нерентабельна из-за обводнения
1634	Август 2009	2,6	43,0	94,0	45,6	Падение на забой ЭЦН с трубами,кабелем
1686	Декабрь 2008	3,5	245,5	98,6	67,5	Падение на забой ЭЦН с трубами,кабелем
1689	Октябрь 2005	6,0	200,0	97,0	106,9	Ожидание капитального ремонта
1711	Июль 2000	3,9	4,1	5,3	8,1	Отсутствие циркуляции
1721	Август 2004	0,3	12,5	97,3	7,7	Ожидание капитального ремонта
1723	Ноябрь 2011	0,5	9,3	94,6	8,4	Падение изоляции УЭЦН до нуля
1729	Июнь 2010	3,2	131,0	97,6	99,1	Нерентабельна из-за обводнения
1750	Июль 2009	2,7	33,0	91,9	24,1	Ожидание капитального ремонта
1785	Сентябрь 2011	0,1	90,1	99,9	80,1	Падение на забой ЭЦН с трубами,кабелем
1838	Май 2010	2,0	47,0	95,8	97,0	Нерентабельна из-за обводнения
1852	Март 2009	1,5	84,4	98,3	128,7	Затяжка ЭЦН
1868	Март 2008	2,4	133,0	98,2	22,4	Затяжка ЭЦН
1885	Сентябрь 2007	1,2	66,0	98,2	34,4	Падение на забой ЭЦН с трубами,кабелем
1905	Январь 2012	5,0	24,6	79,5	36,7	Падение изоляции УЭЦН до нуля
1946	Сентябрь 2011	12,3	37,7	65,0	48,0	Ожидание капитального ремонта
2055	Октябрь 2010	4,3	118,3	96,3	158,1	Падение на забой ЭЦН с трубами,кабелем
2058	Февраль 2012	13,0	92,0	85,9	202,1	Падение изоляции УЭЦН до нуля
2071	Ноябрь 2007	1,3	46,1	97,1	69,3	Ожидание исследования скважины
2087	Июль 2009	2,6	110,4	97,6	110,2	Скважина остан.по технолог.причинам
2114	Октябрь 2009	2,3	145,4	98,4	134,1	Ожидание капитального ремонта
2127	Сентябрь 2011	4,0	161,7	97,6	146,7	Затяжка ЭЦН
2128	Ноябрь 2010	1,9	198,9	99,1	120,1	Остановка из-за обводненности
2175	Июль 2012	4,5	53,2	91,6	168,6	Падение на забой ЭЦН с трубами,кабелем
2177	Апрель 2010	15,8	165,8	90,4	397,5	Смятие обсадной колонны
2259	Октябрь 2012	11,9	88,0	86,4	141,7	Падение на забой ЭЦН с трубами,кабелем
2740	Август 2012	11,6	36,2	67,9	69,2	Падение на забой ЭЦН с трубами,кабелем
2821	Июль 2011	4,3	74,3	94,3	4,1	Остановка из-за обводненности
2988	Ноябрь 2009	3,3	58,9	94,5	24,1	Падение изоляции УЭЦН до нуля
2251Г	Август 2010	96,7	261,5	60,7	746,6	Смятие обсадной колонны
2422Г	Апрель 2009	5,9	28,6	79,4	17,6	Падение изоляции УЭЦН до нуля
404Р	Август 1996	2,3	116,1	98,0	2,0	Отсутствие притока жидкости
407Р	Сентябрь 2009	3,7	144,4	97,5	2,3	Ожидание капитального ремонта

Анализ причин остановки скважин показывает, что 50% бездействующих скважин остановлены из-за аварийности (рисунок 2.3).

По геологическим причинам остановлено 18% скважин. В целом следует отметить, что количество бездействующих скважин составляет 8% от всего добывающего фонда, что не является критической величиной и свидетельствует об удовлетворительном состоянии эксплуатационного фонда месторождения.

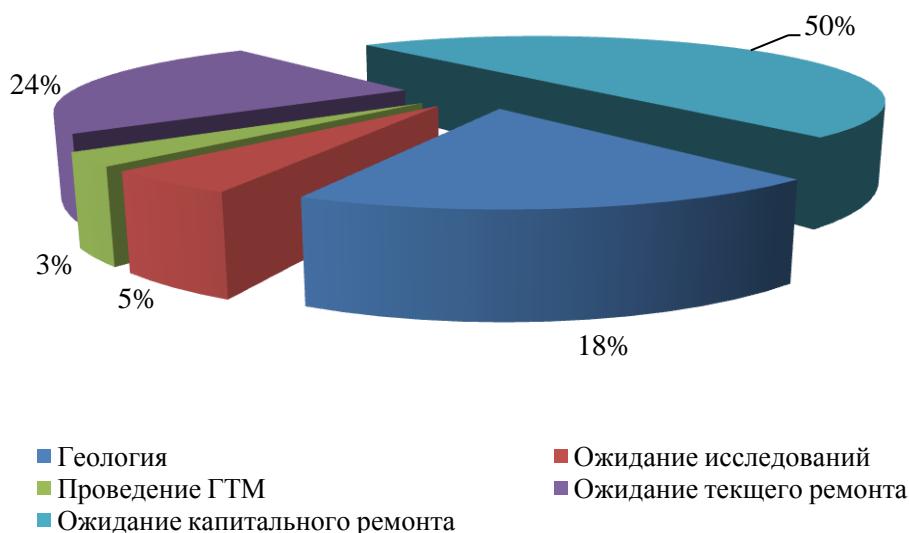


Рисунок 1.5 – Распределение бездействующего фонда добывающих скважин (%) по причинам остановки

В нагнетательный фонд из добывающего были переведены 296 скважин. Опытные работы по переводу под закачку воды добывающих скважин, пробуренных в первых добывающих рядах, были проведены еще в 1995-1998 годах. Под закачку переводились скважины с низкими показателями по продуктивности. Подобная практика продолжалась и в последующие годы, т.к. в связи с высокой продуктивностью скважин происходит быстрое снижение пластового давления, что требует адаптации системы ППД, ее усиления относительно проектной на ряде участков. Такая возможность предоставляется только за счет перевода под закачку добывающих скважин. Как правило, выбор кандидатов на перевод в ППД осуществляется из скважин, выполнивших проектное назначение либо имеющих низкие показатели эксплуатации. В 2012 г. в ППД переведено 22 скважины. В основном это скважины, расположенные в краевых участках залежи или в первых добывающих рядах.

Из добывающего фонда скважин под водозабор на пласт ПК было переведено 9 скважин. Все эти скважины расположены в водонефтяной зоне, они быстро обводнились и выбыли из эксплуатации на нефть с высокой обводненностью.

### 2.1.2 Текущее состояние фонда скважин

На рисунках 2.4-2.6 приведено распределение добывающих скважин по дебитам и по обводненности на 1.01.2013 года.

Анализ приведенных данных показывает, что высокую продуктивность - более 100 т/сут по жидкости - имеют 40% всех действующих скважин, и только 6% фонда можно отнести к низкодебитным.

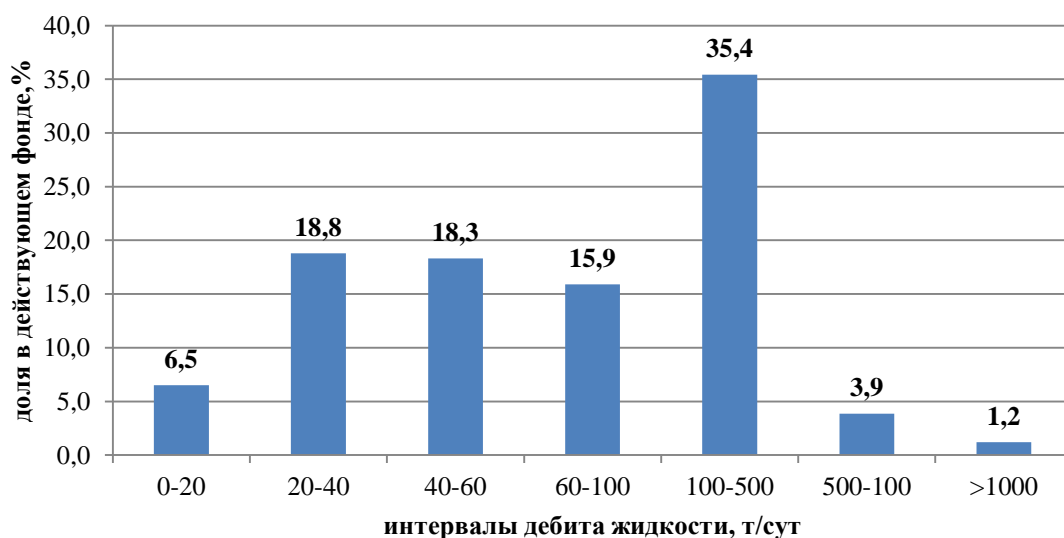


Рисунок 2.4 – Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебитам жидкости

На дату анализа 21% всего фонда действующих скважин работают с дебитами по нефти более 20 т/сут, при этом только 24% из них можно отнести к категории высокообводненных. Скважины с низкими дебитами нефти преимущественно имеют высокую обводненность. Предельно низкими дебитами нефти (до 5 т/сут) характеризуются 27% фонда. Это скважины,

расположенные в зонах активной выработки запасов, а также имеющие нарушения в тех. состоянии.

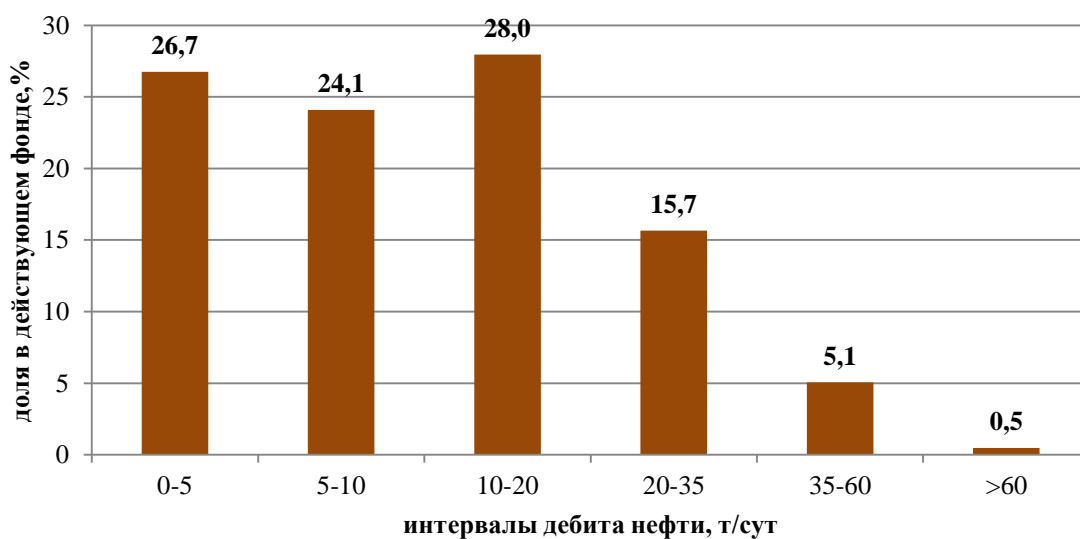


Рисунок 2.5 – Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебитам нефти

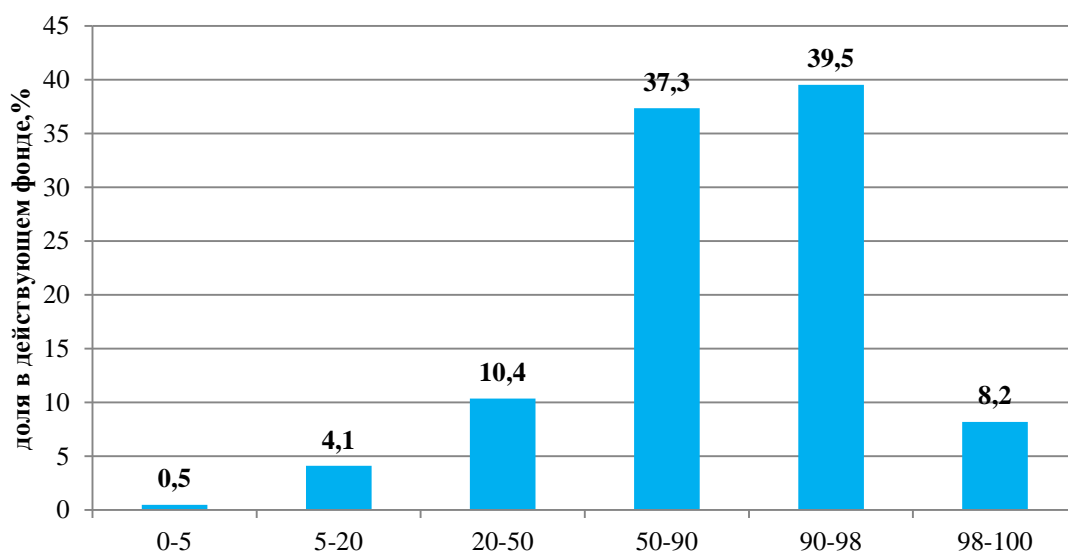


Рисунок 2.6 – Распределение фонда действующих добывающих скважин по обводненности

Распределение фонда по обводненности показывает, что на текущий момент 48% скважин работают с высокой обводненностью - более 90%. При этом 34 скважины (8%) эксплуатируются с предельной обводненностью выше 98%. В основном это высокодебитные скважины, расположенные в центральной, наиболее продуктивной, части месторождения, а также в краевых

участках. Низкообводненные скважины (обводненность до 20%) - это, в основном, новые скважины 2010-2012 г.г. бурения.

Анализируя распределение действующего фонда по накопленной добыче нефти (таблица 2.3), можно видеть, что 35% всех скважин за период эксплуатации отобрали более 100 тыс.т нефти, т.е. являются высокорентабельными. При этом, около трети (31%) этих скважин имеют невысокую обводненность продукции - до 90%, т.е. потенциал этих скважин не исчерпан. Такая же ситуация со скважинами, отбор из которых уже достиг рентабельного уровня (40-100 тыс.т/скв). Группа скважин с отборами более 500 тыс.т/скв. состоит, в основном, из горизонтальных скважин, что свидетельствует о высокой их эффективности. Скважины, не достигшие объема добычи 40 тыс.т, составляют 43% действующего фонда. Это в основном скважины последних лет бурения.

Таблица 2.3 – Распределение фонда действующих добывающих скважин по накопленной добыче нефти

Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т				Итого
	0-40	40-100	100-500	>500	
0-50	45	11	7	0	63
50-90	88	27	35	4	154
90-100	47	50	79	22	198
Итого	180	88	121	26	415

Распределение всего фонда скважин, пребывавших в эксплуатации на нефть, по накопленной добыче нефти приведено на рисунке 2.7. Здесь видно, что 50% всех скважин месторождения характеризуются отборами до 40 тыс.т/скв, 26% фонда - высокорентабельные скважины с отборами более 100 тыс.т/скв. В среднем на 1 скважину, перебивавшую в эксплуатации как добывающая, приходится 106 тыс.т накопленной добычи нефти. Приведенные данные свидетельствуют о достаточно высоком потенциале месторождения.

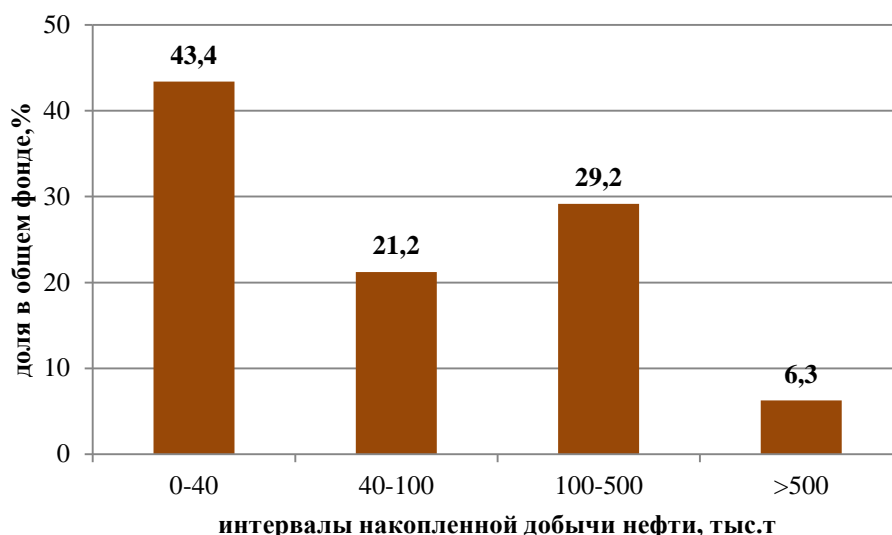


Рисунок 2.7 – Распределение все фонда скважин, пребывавших в эксплуатации на нефть, по накопленным отборам нефти

## 2.2 Анализ состояния разработки месторождения

### 2.2.1 Анализ добычи нефти и обводненности продукции скважин

Месторождение в целом до 2009 года находилось на третьей стадии разработки, характеризующейся интенсивным снижением добычи нефти. С 2010 года в результате активного разбуривания восточной части основной залежи удалось сократить темпы падения добычи нефти. Максимальный уровень добычи нефти 9599,9 тыс.т был достигнут в 2004 г. при годовой добыче жидкости 13169,4 тыс.т., среднем дебите нефти - 96,9 т/сут и обводненности добываемой продукции 27,1% (рисунок 2.8).

После некоторой стабилизации добычи нефти в период с 2004-2006 в последующие 3 года наблюдалось интенсивное снижение добычи. Этот процесс связан с прогрессирующим обводнением скважин. Интенсивный рост темпов отбора жидкости является следствием ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин, отличающихся более высокими добывными возможностями, чем наклонные. На месторождении из 526 добывающих скважин пробурено 50 горизонтальных (9,5% от фонда добывающих скважин на месторождении).



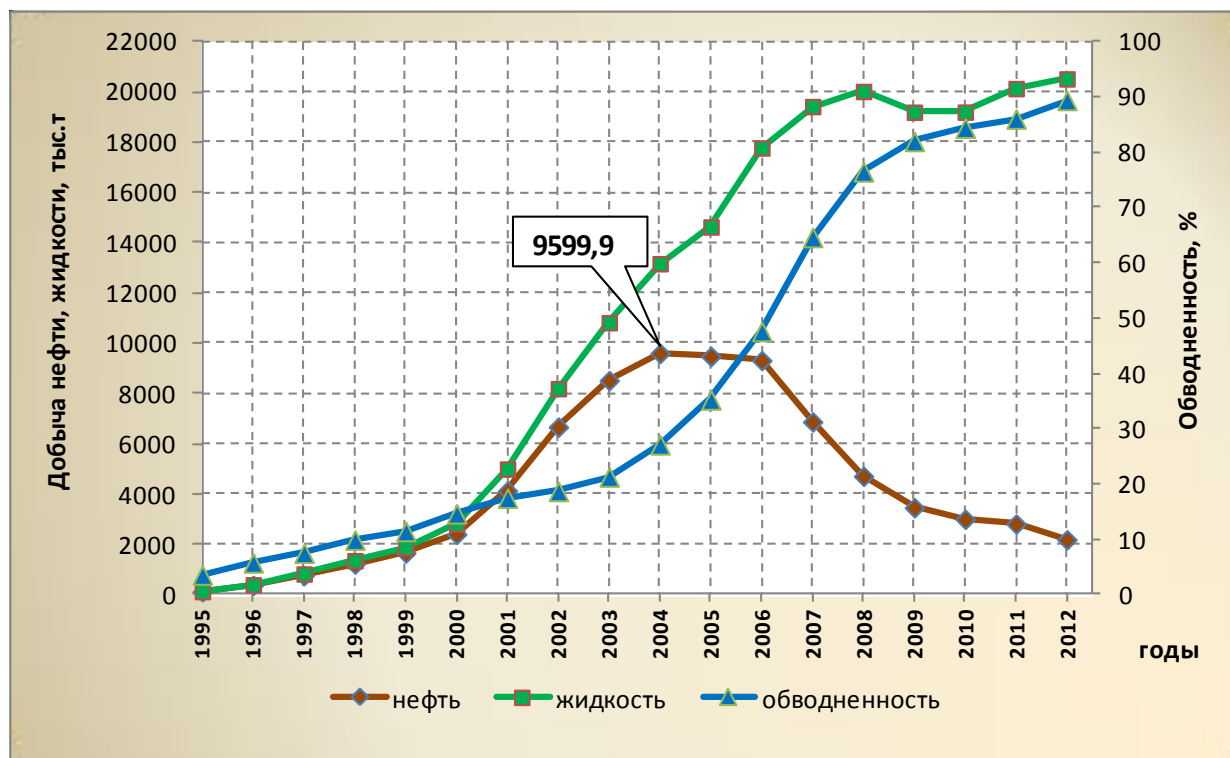


Рисунок 2.8 – Динамика основных показателей разработки Сугмутского месторождения

Накопленная добыча нефти по ГС составляет 24 089,8 тыс.т или 31,2% от добычи всего месторождения. Следует отметить, что в силу большей продуктивности ГС их обводнение в ЧНЗ происходит более высокими темпами, чем по остальным добывающим скважинам. В ВНЗ горизонтальные скважины значительно более эффективны, чем обычные, т.к. характеризуются не только большей продуктивностью, но и более медленным обводнением. Бурение и эксплуатация скважин с горизонтальными стволами позволили разрабатывать залежь более высокими темпами.

На рисунке 2.9 приведено сопоставление динамики КИН по блокам с наклонно-направленными скважинами (14 блоков) и с ГС (14 блоков). Как видно на рисунке, выработка блоков с горизонтальными скважинами происходит более интенсивно. На дату анализа по ним достигается более высокое значение КИН.

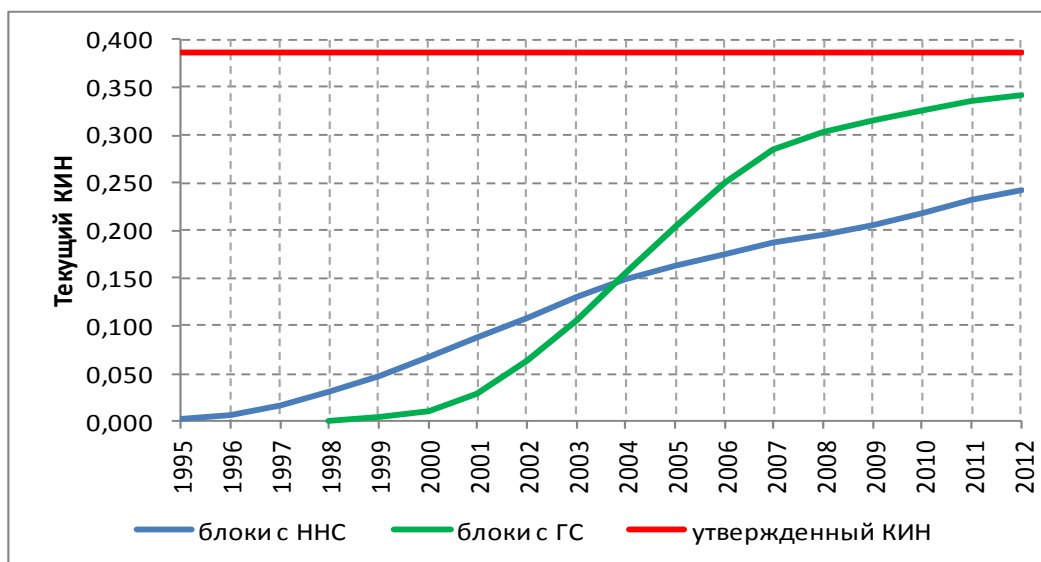


Рисунок 2.9 – Динамика текущего значения КИН

По состоянию на 01.01.2013 года накопленная добыча нефти составила 77 259,6 тыс.т., накопленная добыча жидкости - 195 482,0 тыс.т. Текущий КИН равен 0,294 при числящейся на балансе величине 0,386. Отбор от НИЗ составил 76,2% при текущей обводненности продукции 89,4%. Подобное соотношение отбора от НИЗ и обводненности говорит о неравномерной выработке запасов и неполном вовлечении их в процесс дренирования. Месторождение разбурено не полностью, имеются зоны, не охваченные фондом, имеет место процесс образования высокопроводящих каналов, провоцирующий неравномерную выработку запасов и образование локальных застойных зон. Кроме того, неполная адаптация системы ППД к структуре запасов также не способствует равномерной выработке. Таким образом, на месторождении еще остаются зоны концентрации запасов, слабо охваченных выработкой или не вовлеченных в этот процесс вовсе.

В 2012 году на месторождении пробурено 11 новых скважин, запущены в эксплуатацию 10, в том числе 3 горизонтальные. Все наклонно-направленные скважины осваивались с проведением ГРП. Средний дебит новых скважин по жидкости составил 133,2 т/сут, по нефти - 24,3 т/сут, обводненность - 81,8%. Высокое значение средней обводненности обусловлено высокой обводненностью горизонтальных скважин, пробуренных в ВНЗ в районе,

характеризующемся активной выработкой запасов. За год добыча нефти по новым скважинам составила от 0,5 тыс.т до 9,8 тыс.т, в сумме ими отобрано 40,5 тыс.т нефти, что составляет 1,9% от всей годовой добычи по месторождению.

В целом бурение в последние 3 года новых скважин на месторождении можно оценить как эффективное. Тем не менее, следует отметить, что наряду с высокоэффективными скважинами были пробурены и такие, которые не дали ожидаемого положительного результата. Причинами неэффективности новых скважин являются как геологические (недонасыщенный коллектор), так и технические (нарушения тех. состояния, нерационально организованная система ППД). Часть скважин были пробурены в зонах, охваченных выработкой. Тем не менее, их бурение можно считать целесообразным с точки зрения полноты извлечения запасов.

За 2012 год по месторождению отобрано 2 184 тыс.т нефти. Средний дебит скважин по жидкости составляет 139,3 т/сут, по нефти - 14,8 т/сут, обводненность - 89,4%.

### **2.2.2 Анализ системы ППД и динамики пластового давления**

Система ППД на месторождении начала создаваться сразу с вводом его в эксплуатацию. Тем не менее, темпы формирования системы закачки отставали от темпов добычи, что на первоначальном этапе привело к значительному снижению среднего пластового давления. За первый год эксплуатации произошло снижение пластового давления до 24,3 МПа (рисунок 2.10). Дальнейшее разбуривание и добыча нефти из пласта опережали мероприятия по ППД и способствовали снижению пластового давления вплоть до 1997 г. В период с 1998 по 2004 годы по месторождению отмечается стабилизация пластового давления на уровне 24,4-25 МПа, с 2005 года наблюдается его рост. Однако, снижение среднего пластового давления не повлияло негативно на

уровни добычи жидкости, т.к. интенсивный ввод новых скважин, в т.ч. горизонтальных, позволял наращивать отборы (рисунок 2.11).

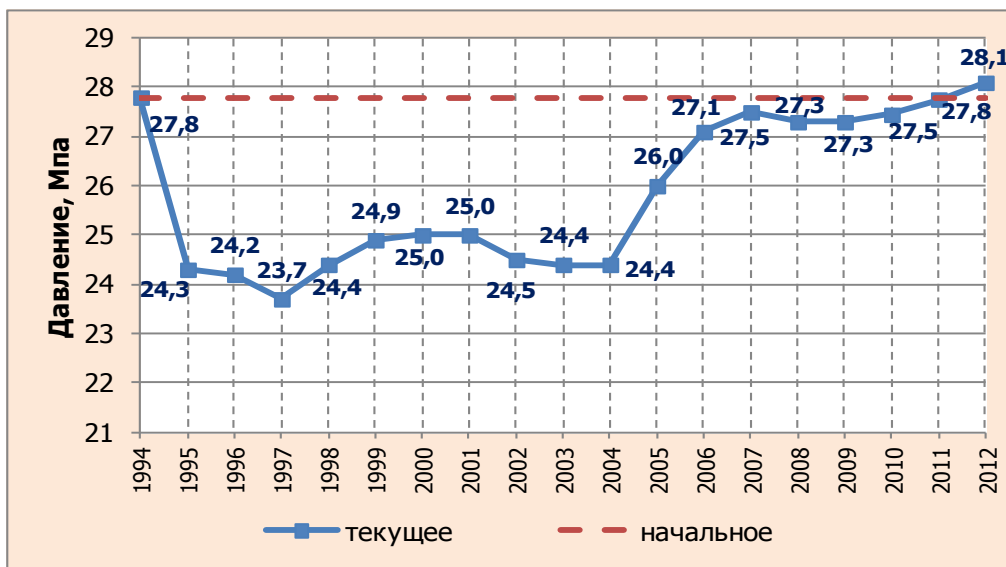


Рисунок 2.10 – Динамика пластового давления по Сугмутскому месторождению

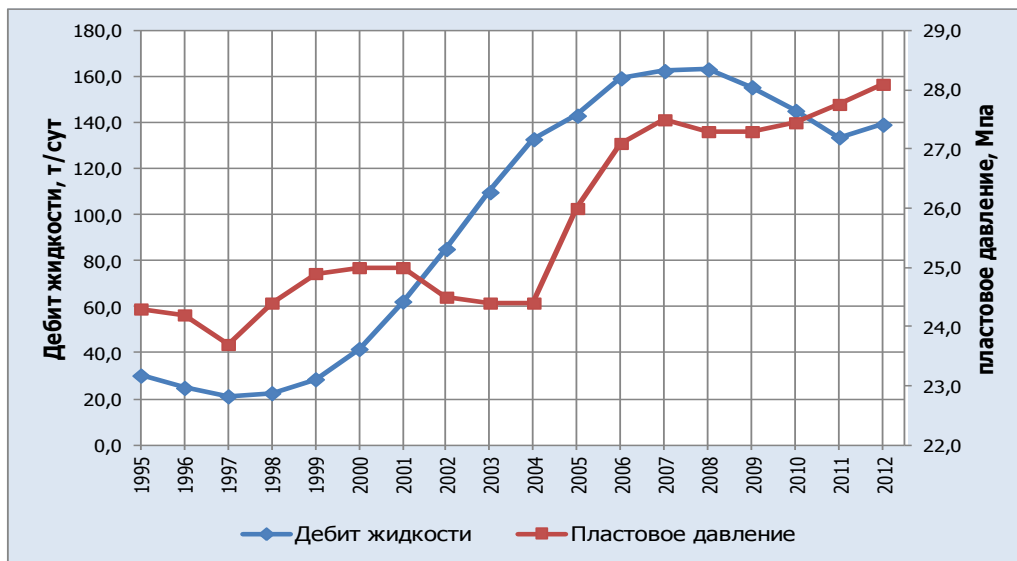


Рисунок 2.11 – Динамика среднего дебита жидкости и пластового давления по месторождению

На 1.01.2012 г. на месторождении в эксплуатационном фонде находятся 302 нагнетательные скважины, под закачкой - 274 скважины. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин (с учетом конструкции) по

действующему фонду составляет 1,7:1, что свидетельствует о достаточно высокой интенсивности системы ППД (таблица 2.4).

Текущая компенсация отборов закачкой достигла 100% к 2002 году и поддерживается на уровне более 115% (рисунок 2.12). Связано это, в основном, с высокой продуктивностью горизонтальных скважин и снижением пластовых давлений на участках их расположения. На текущем этапе возникла необходимость адаптации системы ППД к сложившимся условиям добычи.

Таблица 2.4 – Основные показатели реализованной системы ППД

Показатель	Ед.из	Значения
Действующий фонд нагнетательных скважин	скв	274
Соотношение действующих нагнетательных и добывающих скважин		1:1,7
Закачка воды	млн.м <sup>3</sup> /год	23
Закачка воды с начала разработки	млн.м <sup>3</sup>	243
Компенсация текущая	%	111
Компенсация накопленная	%	116
Приемистость	м <sup>3</sup> /сут	243,5

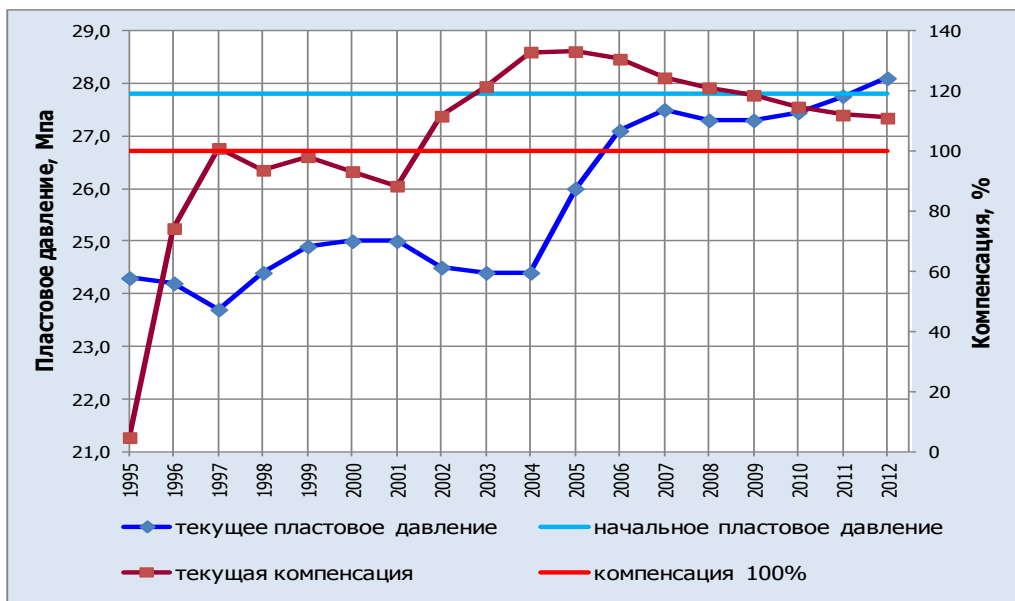


Рисунок 2.12 – Динамика среднего дебита жидкости и пластового давления по месторождению

Давление насыщения пласта 12 МПа. На месторождении участков с давлением ниже давления насыщения нет. Однако выделяются участки пониженного пластового давления в зонах с высокими отборами (преимущественно зоны расположения ГС) и в районах нового бурения.

В соответствии с проектными решениями на месторождении на разных участках реализованы различные системы ППД, которые позволяют с учетом пробуренного фонда скважин и отборов жидкости поддерживать пластовое давление в зоне отбора на уровне 27,1 МПа, а в зоне закачки на уровне 32,6 МПа.

В целом по месторождению на 01.01.2013 г. давление составляет 28,1 МПа, изменяясь от 25,8 МПа (блок 31) до 30,3 МПа (блок 28).

Следует отметить, что практически по всем блокам максимальное снижение пластового давления относительно первоначального не превышает 10%. В целом в настоящее время среднее пластовое давление повышено на 1%, что считается допустимым. Однако, следует отметить, что на месторождении сформировались отдельные участки с повышенным пластовым давлением, что отрицательным образом сказывается на показателях разработки. Таким образом, в целом по месторождению можно констатировать, что система ППД нуждается в оптимизации.

*В результате проведенного анализа состояния разработки можно сказать, что:*

- состояние фонда и разработки по месторождению в целом удовлетворительное. Часть скважин, находящихся в неработающем фонде, можно ввести в эксплуатацию за счет проведения мероприятий;
- высокие темпы обводнения по большей части обусловлены активной выработкой запасов;
- еще одна из причин высоких темпов обводнения в ВНЗ - подтягивание пластовой воды из неперфорированных интервалов;
- нефтеотдача в целом по месторождению достигла 0,294, отбор от НИЗ - 76,2%;
- запасы Северной и Южной залежей слабо вовлечены в разработку, без принятия мер по уплотнению сетки скважин достижение утвержденной нефтеотдачи не представляется возможным;

- проектная система ППД на месторождении практически реализована, соотношение добывающих и нагнетательных скважин соответствует проектному;

- созданная система ППД не в полной мере отвечает условиям рациональной выработки запасов. Рекомендуется проведение работ по ее оптимизации и адаптации;

- пластовое давление по блокам распределено неравномерно. На мелких залежах (Северная и Южная (р-н 460Р)) оно близко к первоначальному. На Южной залежи (р-н скв. 462) снижено в силу ухудшенных свойств пласта и неадаптированности системы ППД геологическим условиям. На Основной залежи в ВНЗ наблюдается увеличение значения пластового давления выше уровня первоначального, что связывается с активной закачкой, превышающей необходимую. Кроме того, вероятно сказывается воздействие пластовых вод. В восточной части, как правило, пластовое давление снижено по причине активного разбуривания.

### **2.3 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки**

Сугмутское месторождение ведено в эксплуатацию в 1995 году. Действующим проектным документом является «Проект разработки Сугмутского месторождения» (протокол № 4555 от 9.04.2009 г.). В соответствии с проектными решениями на месторождении выделяется один эксплуатационный объект БС<sub>9</sub><sup>2</sup>. Система разработки – комбинированная, включающая в себя блоковые одно-, двух-, трехрядные и площадные системы в сочетании с очаговым заводнением при разбуривании объекта системами наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Проектная плотность сетки скважин - 26 га/скв.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Сугмутского месторождения произведено за 5 последних лет - 2008-2012 г.г. (таблице 2.5, Приложение 4). На рисунках 2.13-2.15 приведено сопоставление

основных показателей в графическом виде. Как видно, фактическая добыча нефти за весь период сопоставления незначительно отличается от проектной. В 2012 г. добыча нефти была ниже проектной на 4,7%, при превышении добычи жидкости на 24,5%.

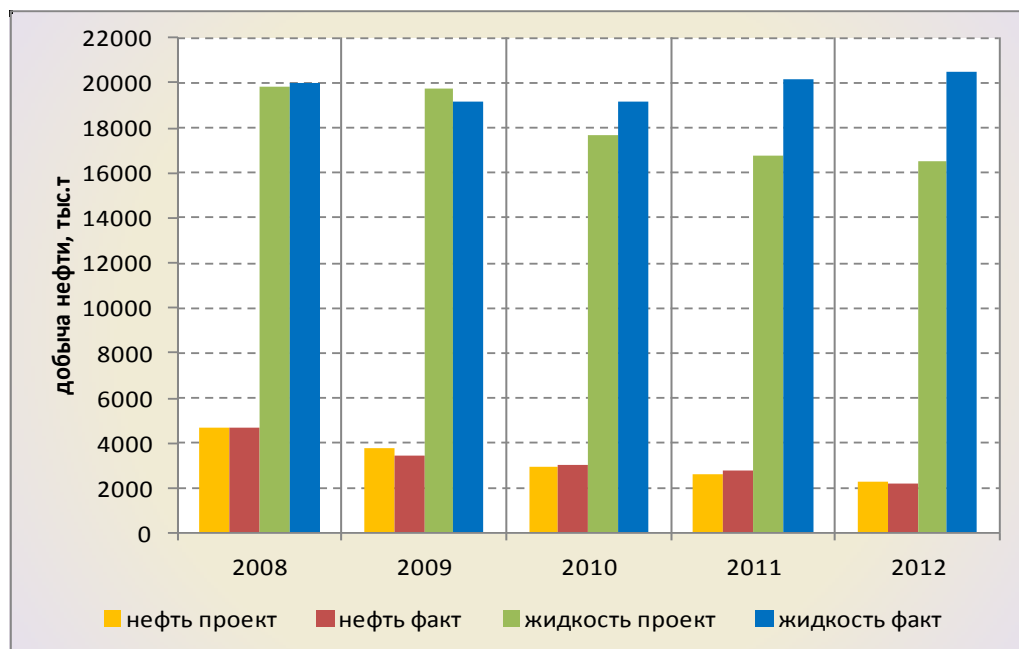


Рисунок 2.13 – Сопоставление добычи нефти и жидкости

Сопоставляя действующий добывающий фонд, можно отметить, что в 2008-2009 г.г. фактический добывающий фонд был ниже проектного, далее - выше. При этом отмечается близкое количество проектного и фактического нагнетательного фонда. Несмотря на то, что выбытие добывающего фонда значительно выше проектного, действующий фонд выше проектного за счет большего, чем планировалось, ввода скважин.

Как уже отмечалось при анализе текущего состояния, выбытие скважин связано с достижением предельных показателей отбора в силу более интенсивного обводнения. К числу основных причин этого процесса можно отнести активную выработку запасов и опережающие прорывы воды от закачки по системе высокопроводящих каналов, созданных при техногенном воздействии на пласт.



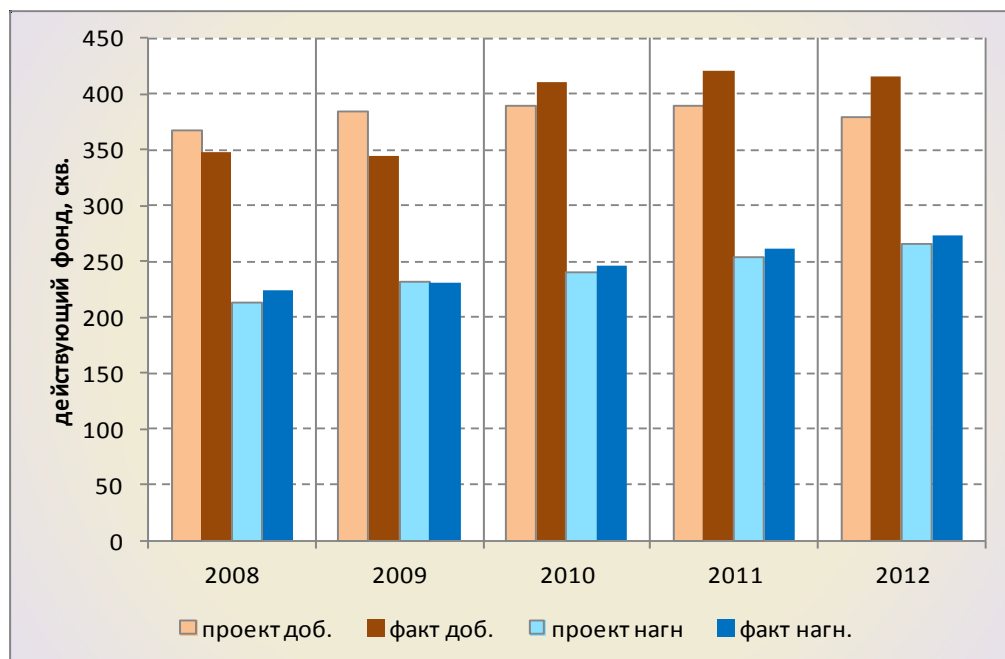


Рисунок 2.14 – Сопоставление действующего фонда

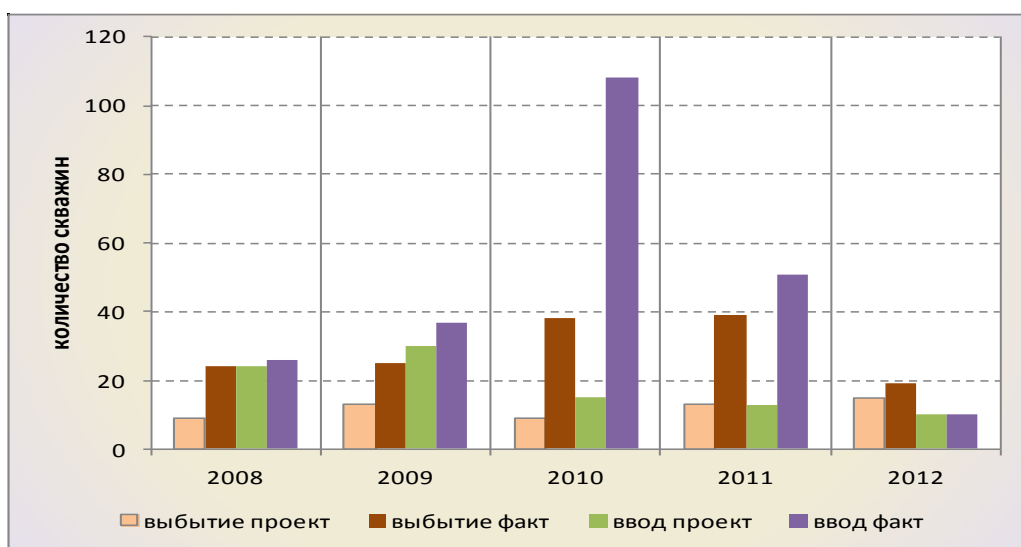


Рисунок 2.15 – Сопоставление ввода и выбытия добывающих скважин

Следует отметить, что показатели по новым скважинам оказались ниже, чем ожидалось, на протяжении всего периода действия проекта, кроме 2008 г. Обусловлен этот факт тем, что восточная часть залежи, где в основном велось бурение, характеризуется ухудшенными свойствами коллектора. Действующий проектный документ не учитывал данного фактора, т.к. именно новое бурение показало эту особенность коллекторов краевых зон пласта.

В 2012 году при превышении величины среднего дебита жидкости на 53%, средний дебит по нефти ниже на 46,7% при более высокой обводненности. Этот факт связан с бурением горизонтальных скважин в ВНЗ (по проекту предусмотрены наклонно-направленные) и прорывами воды, как пластовой, так и нагнетаемой.

Более оптимистично выглядит ситуация по переходящему фонду. В 2012 г. добыча нефти по переходящему фонду ниже проектной только на 3,6%, тогда как по новому - на 40,6% при равном проектному вводу новых.

Превышение проектного уровня добычи нефти в 2010-2011 годах обусловлено превышением добычи по новым скважинам за счет большего объема бурения. При выходе на проектный объем бурения в 2012 г. наблюдается снижение добычи. За счет опережающих темпов разбуривания удалось ликвидировать разрыв в численности проектного и фактического фонда, сложившийся в предыдущие годы. Но продуктивность новых скважин, предусмотренная проектом, результатами бурения последних четырех лет не подтверждается.

В целом результаты анализа показали, что, несмотря на подтверждение потенциала старого фонда, опережающее обводнение скважин и связанное с этим опережающее выбытие не позволят в дальнейшем обеспечить проектные уровни добычи нефти по этой категории скважин. Новые скважины имеют значительно более низкие относительно проекта добывные возможности. *Все эти факты говорят о том, что предусмотренные проектным документом уровни добычи нефти не будут достигнуты.*

За 2012 год добыча жидкости по месторождению выше проектного уровня за счет превышения дебита скважин переходящего фонда.

## **2.4 Сопоставление проектных и фактических показателей геолого-технических мероприятий**

В 2012 году на объекте проведен ряд мероприятий, направленных на развитие системы ППД. Под закачку переведены 18 скважины, что незначительно больше, чем предусмотрено проектом. Этим мер потребовала энергетическая ситуация на объекте. В то же время, из бездействующего нагнетательного фонда в консервационный выбыло значительное количество скважин в связи с их остановкой с целью регулирования закачки на участках, давно находящихся в эксплуатации. В силу несколько большего нагнетательного фонда и большей приемистости скважин объем закачки на конец 2012 года выше проектного на 25,3%.

Проектная программа ГТМ выполняется в объеме, близком к проектному (таблице 2.6, Приложение 5).

За проектный период бурение новых скважин превысило проектный объем. Но, как уже отмечалось ранее, эффективность новых скважин оказалась значительно ниже. Графически это представлено на рисунке 2.16

Зарезки боковых стволов выполнены в полном проектном объеме. Однако, их эффективность в 4 раза ниже проектной. Связано это как со смещением срока выполнения ГТМ и, как следствие, меньшей накопленной добычей на дату анализа, так и тем, что запасы оказались выработаны в большей степени, нежели предполагалось в проектном документе.

ОПЗ и ВПП проводятся на месторождении в большем объеме относительно проекта, что дает больший прирост добычи нефти. С 2010 года началось применения нестационарного заводнения, эффективность метода в сумме за период близка к проектной.

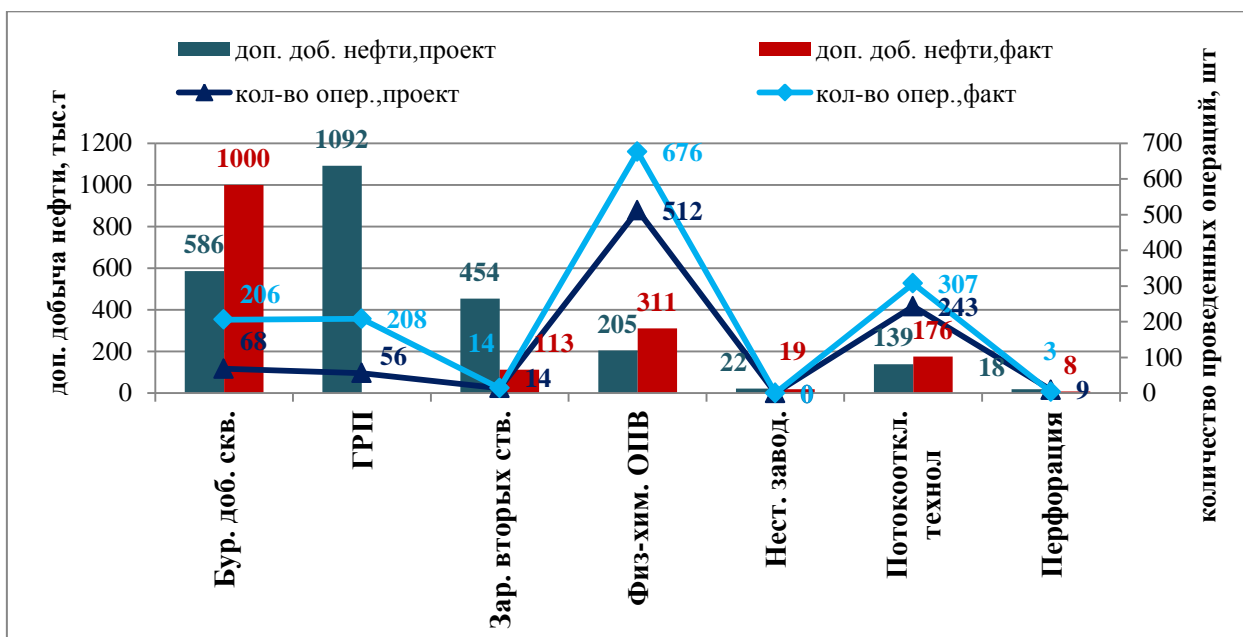


Рисунок 2.16 – Сопоставление проектных и фактических показателей геолого-технических мероприятий

Отметим, что здесь не сопоставляются проектные и фактические показатели по ГРП, т.к. в количественном отношении было выполнено гораздо больше скважино-операций - все новые скважины вводились с ГРП. Оценить же эффект от этого мероприятия не представляется возможным, т.к. не существует методики, позволяющей достоверно разделить прирост добычи нефти по новым скважинам на эффекты от бурения и ГРП.

Таким образом, при перевыполнении программы ГТМ относительно проектной, на месторождении отмечается более низкая эффективность применения методов. Этот факт связывается в основном с большей степенью выработки запасов, а также более низким качеством остаточных запасов.

### **3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

#### **3.1 Общие положения**

Целью экономической оценки месторождения является выбор наиболее экономически эффективного варианта разработки, позволяющего осуществить наиболее полное извлечение углеводородов.

Экономические расчеты для Сугмутского месторождения выполнены на основе технологических показателей вариантов разработки месторождения в целом по освоению запасов категории C1+C2.

Экономическое обоснование выполнено при условии реализации 30% нефти на мировом рынке и 70% нефти на внутреннем рынке. Цена реализации нефти, принятая в расчет на внутреннем рынке – 12000 руб./т., на внешнем рынке – 100 долл./бар. Курс доллара принят на уровне 31 руб./долл. При расчете экономической эффективности учтены транспортные расходы в размере 69,8 долл./т, а также экспортная пошлина, величина которой корреспондируется с мировой ценой на нефть и составляет – 10169 руб./т.

Расчет экономических показателей эффективности произведен без учета инфляции. Для приведения предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соразмерности по экономической ценности в начальном периоде проведено дисконтирование потока наличности предприятия и дохода государства при ставке дисконта, равной 10% и 15%.

Всего представлено два технологических варианта разработки. Варианты отличаются друг от друга числом вводимых добывающих и нагнетательных скважин, объемами добычи нефти, жидкости и другими параметрами.

### 3.2 Показатели экономической оценки вариантов разработки

Для экономической оценки вариантов использованы следующие основные показатели эффективности:

- чистый доход (ЧД);
- чистый дисконтированный доход (ЧДД) или дисконтированный поток денежной наличности (NPV);
- внутренняя норма рентабельности (IRR);
- индекс доходности затрат (PI);
- индекс доходности инвестиций;
- период окупаемости капитальных вложений;
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

Чистый доход (ЧД) и чистый дисконтированный доход (ЧДД) – накопленный денежный поток и накопленный дисконтированный денежный поток за расчётный период.

**Дисконтированный денежный поток** – это сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на разработку месторождения, приведенная к начальному году. Для признания проекта эффективным необходимо, чтобы ЧДД проекта был положительным; при сравнении альтернативных проектов предпочтение отдаётся проекту с большим значением ЧДД.

За расчетный год принят 2013 год.

**Внутренняя норма доходности (внутренняя норма рентабельности, ВНД, IRR)** - это такое значение переменного норматива дисконтирования, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, то есть величина суммарного потока наличности (NPV) за расчетный срок равна нулю.

При оценке эффективности ВНД отражает годовой процент на вкладываемый капитал, который может получить инвестор. Разность между

ВНД и нормой дисконта характеризует степень финансовой устойчивости проекта. Чем больше ВНД по проекту превышает ставку дисконта, тем надежнее этот проект, т.е. степень риска небольшая.

**Индекс доходности инвестиций** – отношение суммы дисконтированных денежных притоков (прибыли от реализации и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений. Этот критерий для эффективного проекта должен быть больше единицы.

**Индекс доходности затрат** – отношение суммарных дисконтированных чистых поступлений (выручки от реализации) к суммарным дисконтированным денежным оттокам (эксплуатационным затратам без амортизации + налогу на имущество + налогу на прибыль + капитальным вложениям).

**Срок окупаемости инвестиций (без дисконтирования денежного потока и с дисконтированием)** – наиболее ранний момент времени в расчётном периоде, после которого текущий доход (ЧД или ЧДД) становится и в дальнейшем остаётся неотрицательным.

После расчета основных показателей эффективности наилучшим признается вариант с максимальным значением чистого дисконтированного дохода.

### **3.3 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат**

*Капитальные вложения* определялись в соответствии с технологическими показателями каждого варианта по отдельным направлениям, включающим в себя расходы на эксплуатационное бурение новых скважин, обустройство месторождения и расширение мощности вводимых объектов, а также оборудование для нефтедобычи.

Нормативы капитальных вложений в бурение скважин определены исходя из стоимости строительства одного метра скважины, предоставленной

Заказчиком, и глубины (длины) скважины, а также затрат на обустройство скважин. Стоимость бурения наклонно-направленной скважины составляет – 12649 руб./м, горизонтальной – 21860 руб./м.

Капитальные вложения на строительство объектов промышленного обустройства месторождения включают затраты на: оборудование для сбора и транспорта продукции; систему ППД; комплексную автоматизацию; электроснабжение и связь; заводнение и промводоснабжение; базы производственного обслуживания; строительство внутрипромысловых дорог; обустройство куста и прочие расходы в размере 10 % от общих расходов на промышленное обустройство. Затраты на строительство вышеперечисленных объектов производились в соответствии с количеством добывающих скважин. Капитальные вложения на строительство системы ППД определялись в соответствии с количеством нагнетательных скважин и объемов закачки воды в пласт. Расходы на природоохранные мероприятия рассчитываются как 10% от суммы капитальных вложений, включающих сумму затрат на бурение скважин, обустройство месторождения и оборудование для нефтедобычи, не входящие в сметы строек.

*Эксплуатационные расходы* на добычу нефти и газа включают расходы:

- на обслуживание добывающих и нагнетательных скважин;
- энергетические затраты на извлечение жидкости;
- на закачку воды с целью ППД;
- капитальный ремонт скважин;
- технологическую подготовку нефти;
- сбор и транспорт нефти;
- геолого-технические мероприятия ГТМ;
- амортизацию основных средств;
- налоги, включаемые в себестоимость.

В состав эксплуатационных затрат включены затраты на бурение боковых стволов. В расчетах учтены ликвидационные затраты.



Ликвидационные затраты определялись по мере выбытия эксплуатационных скважин из эксплуатации и приходящейся доли затрат по обустройству на одну скважину и начислены за счет чистого дохода недропользователя.

Амортизационные отчисления по скважинам и по прочим основным фондам рассчитаны согласно действующим нормам.

В соответствии с постановлением Правительства РФ за № 1148 от 8.11.2012 г. в расчетах учтены штрафы за сжигание ПНГ сверх предельно допустимого значения не более 5% попутно добытого газа. Данные платежи учтены при расчете прибыли путем уменьшения налогооблагаемой прибыли на величину платежей за сжигание ПНГ.

### **3.4 Налоговая система**

Экономическая оценка эффективности разработки Сугмутского месторождения проведена с учетом налоговых платежей и отчислений по действующему законодательству, которые приведены ниже.

**Налог на добавленную стоимость** составляет 18% от объема реализованной продукции на внутреннем рынке. Взимается на основании части II Налогового Кодекса РФ.

**Экспортная пошлина** рассчитывается с учетом поправок, внесенных ФЗ № 112 от 18.08.04 г. 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.

**Отчисления на социальные нужды (страховые взносы)** в соответствии с Федеральным законом РФ от 20.07.04 №70-ФЗ с 1 января 2005 г. рассчитывается в зависимости от размера годового фонда оплаты труда.

С 1 января 2013 г. вступил в силу Федеральный закон от 03.12.2012 года N 243-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ по вопросам обязательного пенсионного страхования», который регулирует отношения, связанные с исчислением и уплатой страховых взносов. И Постановление Правительства РФ от 10.12.2012 г. N 1276 «О предельной величине базы для начисления страховых взносов в государственные внебюджетные фонды с 1 января 2013г».

Страховые взносы должны перечисляться отдельно в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования РФ и фонды обязательного медицинского страхования (федеральный и территориальный). По Постановлению N 1276 с 2013 г. предельная величина доходов каждого физического лица для начисления страховых взносов составляет 568 000 руб, которая определяется нарастающим итогом с начала календарного года.

В соответствии со ст. 58.2 ФЗ № 212-ФЗ от 24.07.2009 г с изменениями ФЗ от

3 декабря 2012 г. N 243-Ф на период 2012 - 2015 гг. применяются следующие тарифы страховых взносов в сумме до 30%, в том числе:

- 1) Пенсионный фонд Российской Федерации - 22 процента;
- 2) Фонд социального страхования Российской Федерации - 2,9 процента;
- 3) Федеральный фонд обязательного медицинского страхования - 5,1 процента;

В расчетах принято, что страховые взносы, начиная с 2013 года, приняты на уровне 30%.

**Страховые взносы на обязательное социальное страхование от**

**несчастных случаев на производстве.** В соответствии с Федеральным законом "О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2012 год и на период 2013 и 2014 годов" от 30 ноября 2011 года № 356-ФЗ тарифы страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве установлены в размере от 0,2% до 10,7% от выплат, начисленных в пользу работников. Принятый в расчетах страховой тариф - 0,5% от фонда оплаты труда (нефтедобывающая промышленность).

**Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ-нефть),** в соответствии с Федеральным Законом РФ №151-ФЗ, принятым 27.08.06 г., рассчитывается на основе установленной ставки 409 руб./т, с учетом двух коэффициентов, один из которых характеризует динамику мировых цен на нефть ( $K_{ц}$ ), другой – степень выработанности запасов нефти ( $K_{в}$ ). Коэффициент  $K_{ц}$  определяется по формуле:

$$K_{ц} = (C - 15) * P / 261,$$

где:  $C$  – средний уровень цены сорта Юралс, долл./ барр.,

$P$  – среднее значение курса доллара.

Коэффициент  $K_{в}$  рассчитывается в зависимости от степени выработанности запасов. Если степень выработанности находится в пределах от 0,8 до 1,0, то коэффициент  $K_{в}$  рассчитывается по формуле:

$$K_{в} = 3,8 - 3,5 * N / V$$

где:  $N$  – накопленная добыча нефти за календарный год, предшествующий налоговому периоду,

$V$  – начальные извлекаемые запасы нефти категории А, В, С1 и С2.

Если степень выработанности запасов больше единицы, то коэффициент  $K_{в}$  принимается равным 0,3. Если степень выработанности запасов меньше 0,8, то коэффициент  $K_{в}$  принимается равным 1.

В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти ( $V_3$ ) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности

запасов ( $V_3$ ) конкретного участка недр меньше или равна 0,05, то вводится третий коэффициент –  $K_3$ , который рассчитывается по формуле:

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

где  $V_3$  - начальные извлекаемые запасы нефти в млн.т.

В конечном итоге НДСИ определяется путем умножения установленной ставки на три коэффициента:

$$\text{НДСИ} = 470 \text{ руб./т} * K_u * K_v * K_3$$

Согласно Федеральному закону №307-ФЗ от 27.11.2010 «О внесении изменений в статьи 342 и 361 части второй Налогового кодекса РФ» ставки налога на добычу полезных ископаемых НДСИ проиндексированы в соответствии с ожидаемым уровнем инфляции – за тонну добытой нефти, начиная с 2013 года, взимается 470 рублей.

**Налог на прибыль.** Порядок исчисления, уплаты и ставки налога определяются Главой 25 части второй Налогового кодекса Российской Федерации. Объектом налогообложения по налогу на прибыль организаций признается прибыль, полученная налогоплательщиком. Прибылью признается полученный доход, уменьшенный на величину произведенных расходов. Налоговая ставка устанавливается в размере 20 процентов от прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

**Налог на имущество.** В соответствии с частью II Налогового Кодекса РФ и Законом РФ № 139-ФЗ «О налоге на имущество предприятий» от 11.11.2003 года предельный размер налога на имущество составляет 2,2% от среднегодовой стоимости имущества предприятия. Конкретный размер налога на имущество предприятий определяют законодательные органы субъектов Федерации. Принятая в расчетах ставка налога на имущество – 2,2%.

**Источники финансирования.** Финансирование затрат на реализацию проекта разработки Сугмутского месторождения будет осуществляться за счет собственных средств предприятия – прибыли и амортизационных отчислений

на реновацию.

### 3.5 Технико-экономический анализ вариантов разработки

Оценка эффективности разработки Сугмутского месторождения выполнена в соответствии с принятыми условиями сбыта добываемой продукции. По каждому из вариантов разработки рассчитаны оценочные показатели: капитальные вложения на бурение скважин и обустройство месторождения, эксплуатационные затраты на добычу нефти, прибыль от реализации добываемой продукции, доход государства и показатели эффективности: чистый и чистый дисконтированный доходы, индексы доходности затрат и инвестиций, а также сроки окупаемости инвестиций.

Для экономической оценки месторождения представлены два технологических варианта разработки по освоению запасов категории C1+C2. Все варианты предусматривают закачку воды. Исходные данные для расчета экономических показателей приведены в таблице 3.1.

**Вариант 1** – с проектным периодом разработки месторождения 2013-2071 г.г. предусматривает бурение 102 скважин, а также реализацию комплекса ГТМ (перевод под нагнетание, ГРП, РИР и др.). В течение расчетного периода намечается отобрать 21314 тыс. т нефти и достичь КИН = 0,376 д.ед.

На строительство скважин и их обустройство потребуется инвестиции в размере 10107 млн. руб. Показатели экономической оценки свидетельствуют об эффективности варианта: ЧДД (NPV) = 18153 млн.руб. при норме дисконта 10%, индекс доходности затрат составляет 1,12. В бюджет государства будет отчислено 96842 млн. руб., при норме дисконта 10% .

Таблица 3.1 - Исходные данные для расчета экономических показателей разработки

№п/п	Показатели	Единица измерения	Значение	
<b>ЦЕНА</b>				
1	Реализации нефти на внутреннем рынке	руб./т	12000	
	Реализации нефти на внешнем рынке	долл./бар	100	
	Реализации газа нефтяного	руб./тыс.куб.м	527,9	
	Доля экспортируемой нефти	%	30	
	Транспортные расходы на экспорт	долл./ т	69,8	
	Курс доллара	руб./долл.	31	
<b>ПЛАТЕЖИ И НАЛОГИ</b>				
2	НДС	%	18	
	Экспортная пошлина	руб./т	10169,49	
	Налог на имущество	%	2,2	
	Налог на прибыль	%	20,0	
	НДПИ (нефть)	руб./т	4754,02	
	Страховые взносы	%	30	
	Отчисления в страховой фонд	%	0,5	
	Платежи за экологию	тыс.руб./скв.	2,94	
Плата за землю	руб./га	600		
<b>КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ</b>				
3	Стоимость бурения наклонно-направленной скважины	руб./м	12649	
	Стоимость бурения горизонтальной скважины	руб./м	21860	
	Оборудование, не входящее в сметы строек:			
	оборудование для нефтедобычи	тыс.руб./скв.	2823	
	оборудование прочее	%	10	
	Обустройство месторождения			
	Сбор и транспорт продукции	тыс.руб./скв.	6824	
	Подготовка нефти и газа	тыс.руб./скв.	1052	
	ППД	тыс.руб./нагн.скв.	6489	
	Электроснабжение	тыс.руб./скв.	1462	
	Автоматизация и связь	тыс.руб./скв.	1247	
	Материально-техническое и ремонтное обеспечение	тыс.руб./скв.	2112	
	Промысловые автодороги	тыс.руб./скв.	4618	
	Прочие	%	10	
	Природоохранные мероприятия	%	10	
<b>ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ</b>				
4	Обслуживание нефтяных скважин (с общепромысловыми затратами)	тыс.руб./скв.-год	2522	
	Расходы на оплату труда	тыс.руб./скв.-год	521	
	Обслуживание нагнетательных скважин	тыс.руб./скв.-год	482	
	Закачка воды	руб./куб.м	20,5	
	Эл.энергия для извлечения нефти	руб./т жидк.	48,7	
	Сбор и транспорт нефти	руб./т жидк.	6,3	
	Сбор и транспорт газа	руб./тыс.куб.м газа	148,4	
	Технологическая подготовка нефти	руб./т нефти	32,9	
	Стоимость капитального ремонта скважин	тыс.руб./скв.	2154	
	Ликвидационные отчисления	тыс.руб./скв.	3231	
	<b>ГТМ (МУН)</b>			
		Бурение БГС	тыс.руб./скв.-опер.	35082
		Оптимизация	тыс.руб./скв.-опер.	402
	ГРП	Тыс.руб./скв.-опер.	9662	
	ВПП	тыс.руб./скв.-опер.	1683	
	РИР	тыс.руб./скв.-опер.	3818	
	Перевод скв. под нагнетание	тыс.руб./скв.-опер.	1286	
<b>ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ</b>				
5	Норма амортизационных отчислений:			
	на реновацию скважин	%	10	
	на реновацию объектов обустройства	%	14	
	норматив приведения разновременных затрат (ставка дисконта)	д.ед.	0,10 и 0,15	

Результаты экономических расчетов по вариантам разработки месторождения приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки

Показатели	Варианты	
	1	2
<b>1. Система разработки</b>		
Режим разработки	Жесткий водонапорный	
Вид воздействия	Искусственное заводнение	
Плотность сетки скважин, га/скв.	37,7	24,8
Проектный уровень:		
добычи нефти, тыс.т	1 868,5	1 777,7
добычи газа, млрд.м <sup>3</sup>	164,4	156,4
добычи жидкости, тыс.т	18 485,5	20 914,1
закачки воды, тыс.м <sup>3</sup>	19 379,5	20 652,8
Проектный срок разработки, годы	59	77
Рентабельный период разработки, годы	15,0	15,0
Накопленная добыча нефти:		
за проектный период, тыс.т	21 314	24 071
с начала разработки, тыс.т	98 574	101 331
КИН на конец проектного периода, доли ед.	0,376	0,386
Фонд скважин за весь срок разработки, шт.	860	874
в том числе: добывающих	536	547
нагнетательных	324	327
Средняя обводненность на конец проектного периода, %	96,7	98,0
<b>Фонд скважин для бурения, шт.</b>	102	121
в том числе: добывающих ННС	72	5
добывающих ГС	8	74
нагнетательных ННС	22	4
нагнетательных ГС		38
<b>2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки</b>		
<b>Норма дисконта 10%</b>		
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн.руб.	18153	8401
Срок окупаемости инвестиций, лет	2,4	3,0
Индекс доходности инвестиций, д.ед.	3,31	1,68
Индекс доходности затрат, д.ед.	1,12	1,06
<b>Норма дисконта 15%</b>		
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн.руб.	15276	6213
Срок окупаемости инвестиций, лет	2,5	3,9
Индекс доходности инвестиций, д.ед.	3,14	1,56
Индекс доходности затрат, д.ед.	1,12	1,05
<b>3. Оценочные показатели</b>		
Капитальные вложения, млн.руб.	10107	15940
в т.ч. на бурение скважин	4894	9917
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	193864	238686
в т.ч. текущие	101223	126559
амортизация	24010	29813
налоги и платежи	68631	82314
Доход государства, млн.руб.	172739	198482
<b>Норма дисконта 10%</b>		
Капитальные вложения, млн.руб.	7867	12348
в т.ч. на бурение скважин	3476	7292
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	95723	99225
в т.ч. текущие	37931	36671
амортизация	16029	19094
налоги и платежи	41763	43460
Доход государства, млн.руб.	96842	94467
<b>Норма дисконта 15%</b>		
Капитальные вложения, млн.руб.	7145	11129
в т.ч. на бурение скважин	3037	6418
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	78741	81109
в т.ч. текущие	29121	28332
амортизация	13692	16035
налоги и платежи	35928	36742
Доход государства, млн.руб.	81731	78490

**Вариант 2** – с проектным периодом разработки месторождения 2013-2089 г.г. предусматривает бурение 121 скважин, а также реализацию комплекса ГТМ (перевод под нагнетание, ГРП, РИР и др). В течение расчетного периода намечается отобрать 24071 тыс. т нефти и достичь КИН = 0,386 д.ед.

На строительство этих скважин и их обустройство потребуется инвестиции в размере 15940 млн. руб. Показатели экономической оценки свидетельствуют об эффективности варианта: ЧДД (NPV) = 8401 млн.руб. при норме дисконта 10%, индекс доходности затрат составляет 1,06. В бюджет государства будет отчислено 94467 млн. руб. при норме дисконта 10%.

Сравнивая результаты проведенных экономических расчетов можно сделать вывод о том, что оба варианта разработки месторождения являются экономически эффективными. Реализация второго варианта позволяет добыть наибольшее количество нефти за проектный период и достичь КИН, равный 0,386 д.ед.

Таким образом, наиболее оптимальным с точки зрения технико-экономических показателей является вариант 2, который и рекомендуется к утверждению.

### **3.6 Анализ чувствительности второго варианта разработки месторождения**

Функционированию нефтедобывающего предприятия, как и любого другого, в рыночной среде присущ определённый риск – вероятность убытков или недополучения доходов, предусмотренных проектом. Наиболее важными причинами риска в нефтегазодобывающей отрасли являются возможное снижение предполагаемого объёма добычи нефти и газа и реализации продукции, рост эксплуатационных или иных затрат, повышение налогов, завышение или занижение принятых в расчётах закупочных цен. С целью учёта факторов неопределённости и риска и оценки устойчивости проекта



использован метод вариации параметров, т. е. осуществлена проверка чувствительности критериев оценки эффективности проекта к изменению основных параметров. В расчётах использованы умеренно пессимистические и оптимистические прогнозы изменения объёма добычи нефти, цены на нефть, капитальных вложений и эксплуатационных расходов на 10, 20 и 30%. Расчёты выполнены по второму варианту, рекомендуемому к реализации. В таблице 3.3 и на рисунке 3.1 представлена оценка чувствительности основного экономического критерия (ЧДД) варианта разработки к различным изменениям технологических и экономических параметров.

При оценке риска предполагалось, что изменения параметров происходят независимо друг от друга. Данные таблицы свидетельствуют о достаточной устойчивости проекта к изменению практически всех параметров, кроме объемов добычи нефти. Снижение же добычи нефти на 10% уже приводит к отрицательному экономическому результату.

Таблица 3.3 - Оценка чувствительности проекта. Вариант 2

Изменяемые показатели	Вариации показателя						
	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
<b>Изменение объема инвестиций</b>							
NPV	11 377	10 394	9 399	8 401	7 399	6 393	5 375
Индекс доходности инвестиций	2,21	2,00	1,83	1,68	1,56	1,45	1,35
Индекс доходности затрат	1,08	1,07	1,06	1,06	1,05	1,04	1,03
<b>Изменение объема эксплуатационных затрат</b>							
NPV	16 025	13 597	11 066	8 401	5 670	2 880	38
Индекс доходности инвестиций	2,30	2,10	1,90	1,68	1,46	1,23	1,00
Индекс доходности затрат	1,11	1,09	1,07	1,06	1,04	1,02	1,00
<b>Изменение добычи нефти</b>							
NPV	-30 051	-16 055	-3 039	8 401	23 534	37 739	49 427
Индекс доходности инвестиций	0,19	0,51	0,88	1,68	2,99	4,22	5,00
Индекс доходности затрат	0,92	0,95	0,99	1,06	1,16	1,26	1,31
<b>Изменение цены на нефть</b>							
NPV	-6 601	-1 503	3 511	8 401	13 030	17 326	21 572
Индекс доходности инвестиций	0,47	0,88	1,28	1,68	2,06	2,40	2,75
Индекс доходности затрат	0,94	0,99	1,03	1,06	1,08	1,10	1,12

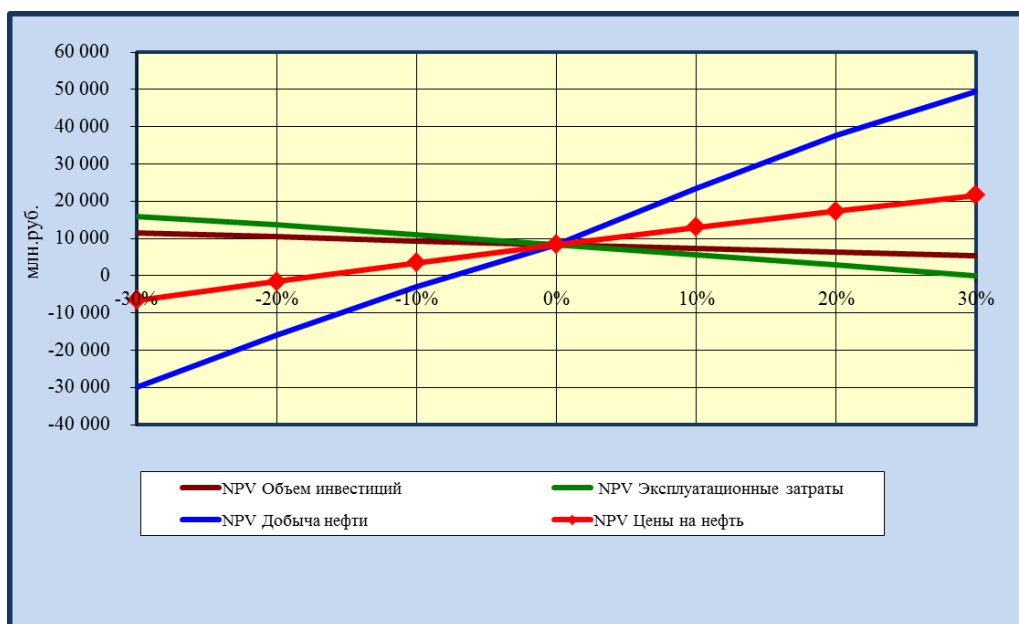


Рисунок 3.1 - Анализ чувствительности. Вариант 2

*Вывод:* инвестирование проекта разработки месторождения экономически оправдано. К реализации рекомендуется второй вариант разработки Сугмутского месторождения. Реализация проекта по рекомендуемому варианту потребует привлечения 15940 млн.руб. капитальных вложений. Суммарный дисконтированный поток (NPV) денежной наличности – доход недропользователя - при норме дисконта 10% составит 8401 млн.руб. При этом бюджетная эффективность (доходы государства) от разработки месторождения за проектный срок оценивается в 94467 млн.руб.

## 4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Ответственность (добросовестность, дисциплинированность) – субъективная обязанность руководителя организации (компании, корпорации) отвечать за поступки и действия, а также их последствия.

По субъекту ответственность делят на индивидуальную и коллективную, по виду – на юридическую, моральную, материальную, уголовную, финансовую, родительскую, перед самим собой, общественную ответственность.

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ICCSR 26000:2011 «Социальная ответственность организации»).

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала при обслуживании оборудования добычи нефти и газа на производственных объектах Сугмутского нефтяного месторождения (ЯНАО) ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

Сугмутское нефтяное месторождение находится в северной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении находится на территории Надымского и Пуровского районов Ямало-Ненецкого Автономного округа Тюменской области в 100 км к северо-западу от г.Ноябрьска.

В физико-географическом отношении район работ приурочен к Южно-Надымско-Пуровской провинции лесной равнинной зональной области и расположен в междуречье рек Пур и Надым. Реки и ручьи, протекающие по территории месторождения, принадлежат к бассейну Карского моря.

Среднегодовая температура воздуха - 6.7°C. Средняя температура самого холодного месяца января -25°C, самого теплого - июля - +15.4°C. Абсолютный

минимум температур приходится на февраль (-61°C), абсолютный максимум - на июль (+34°C). Продолжительность устойчивых морозов - 189 дней, безморозный период - 89 дней. Нормативная глубина промерзания грунта для данного района составляет более 240 см.

Участок месторождения расположен в зоне субарктической тайги. Работа на кусте ведется круглый год, несмотря на экстремальные погодные условия.

#### **4.1 Производственная безопасность**

Технологические операции по обслуживанию объектов добычи нефти и газа имеют ряд специфических особенностей, а именно: тяжелые погодные условия проведения работ, физические и моральные перегрузки, переезды с куста на куст и т.д., конструктивными особенностями скважинного оборудования (работа с электроаппаратурой, негабаритными и тяжёлыми механическими приборами, спускоподъемными и погрузочно-разгрузочными работами). Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 [3]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены названия характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

##### **4.1.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды**

Опасные факторы – воздействие, которых на человека приводят к несчастному случаю.

Вредные факторы – воздействие, которых на организм человека может привести к профессиональному заболеванию.

Опасные и вредные факторы, формирующиеся в результате производственного процесса, представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование запроектированных видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 [1])		Нормативные Документы
	Опасные	Вредные	
1. Разборка, ремонт и сборка отдельных узлов и механизмов нефтепромыслового оборудования и оборудования необходимого для добычи нефти и газа. 2. Контроль параметров насосного оборудования с помощью станции управления.	1. Электрический ток	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	ГОСТ 12.1.019-2009 [2] ГОСТ 12.1.038-82 [3] ГОСТ 12.1.005-88 [4]
	2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	2. Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.4.125-83 [5] ГОСТ 12.1.003-2014 [6]
		3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	ГОСТ 12.1.010-76 [7]

### **Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе**

Метеоусловия - это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения.

Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал нефтепромысла работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае в Ямало-Ненецком автономном округе Тюменской области, где климат района резко континентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая.

Так как работы проводятся круглый год, указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. В Постановлении ЯНАО №194 от 20.07.1992г. о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах [12], сказано, что: в целях охраны труда, предупреждения случаев обморожения, а также несчастных случаев, связанных с работой при низких температурах воздуха:

1. Установить на территории автономного округа предельную температуру, ниже которой не могут производиться следующие работы на открытом воздухе: на всех остальных работах: без ветра - 38 град. С; при скорости ветра до 5 м/сек. - 36 град. С; при скорости ветра от 5 до 10 м/сек. - 35 град. С; при скорости ветра свыше 10 м/сек. - 32 град. С.

2. При температуре воздуха минус 28 град. С и ниже лицам, работающим на открытом воздухе, должны предоставляться перерывы для обогрева в специально отведенных и приспособленных помещениях. Количество и продолжительность перерывов устанавливаются администрацией предприятия по согласованию с профсоюзным комитетом. Перерывы для обогрева включаются в рабочее время. Прекращение работ оформляется распоряжением администрации.

Объекты нефтепромысла запрещается обслуживать во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка - ушанка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки.

## **Повышенный уровень шума и вибрации**

Блок гребенок, а также автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) создают уровень шума, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно ГОСТ 12.1.003-2104[1] . При редуцировании скважинной продукции запорно-регулирующей арматурой создается вибрация на оборудовании, в зависимости от скорости потока жидкости и газа. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004[2] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения работ составляет менее 100 дБ, что превышает норму.

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 используют следующие методы и средства защиты от вибраций:

1. Применение виброизоляции – защита с помощью устройств, помещённых между источником возбуждения и защищаемым объектом;
2. Применение вибродемпфирования – превращение энергии механического колебания в тепловую энергию;
3. Снижение вибрации на пути её распространения введением рёбер жёсткости и изменения конструкции несущих систем механизмов;
4. Динамическое гашение колебаний – присоединение к защищаемому объекту системы, реакции которой уменьшают размах вибрации объекта в точках присоединения системы.

## **Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу**

При обслуживании объектов нефтегазодобычи возможны утечки нефти и газа из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть и ее пары относятся к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мч/м<sup>3</sup>. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы.

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь средства индивидуальной защиты (СИЗ).

На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

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



Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

### **Электрический ток**

Опасность поражения током при обслуживании объектов нефтепромысла заключается в возможности поражения от токонесущих элементов станции управления скважины, а также оборудования КИПа скважин из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, по техническим причинам таким, как снижение электроизоляции, дефектов монтажа.

Воздействие тока на человека:

- термическое
- электролитическое
- биологическое

Исход поражения электрическим током:

- электрическая травма (ожог, металлизация кожи, разрыв кожных тканей);
- электрический удар (протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича, внешних повреждений практически нет).

Факторы, от которых зависит исход поражения электрическим током:

- электрическое сопротивление человека;
- ток, протекающий через человека;
- путь протекания тока;
- условия внешней среды;
- подготовленность персонала.

При работе с электроустановками нужно соблюдать правила безопасности (ГОСТ 12.1.019-2009 [2], ГОСТ 12.1.038–82 [3]).

При обслуживании скважин и снятии параметров с станции управления все элементы корпуса во избежание поражения персонала электрическим током, должны быть заземлены. Электрический кабель насоса и приборов автоматики, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

- устройством защитного заземления;

- защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;

- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;

- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний устройством зануления;

- применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;

- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;

- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

## **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Основным источником механического травмирования на кустовой площадке - различные агрегаты (спускоподъемные, экскаваторы, краны, погрузчики).

Для снижения воздействия этого негативного фактора необходимо строго соблюдать технику безопасности при спускоподъемных операциях, использовать средства индивидуальной защиты, использовать только исправные грузозахватные механизмы.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм [5]:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81[4] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов, и должны исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

## **4.2 Экологическая безопасность**

Для повышения степени экологической безопасности и минимизации ущерба, наносимого окружающей природной среде при эксплуатации месторождения на объектах Сугмутского нефтяного месторождения (ЯНАО) ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», предусмотрены мероприятия,

уменьшающие влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.). Временные источники загрязнения: перенос вредных веществ с загрязненных участков ливневыми и талыми водами по ложбинам стока; перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки; прямые выбросы вредных веществ в водоемы.

### **Влияние на литосферу**

Обслуживание объектов промысла может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в загрязнение ГСМ (дизельное топливо, моторное масло, в случае неисправности двигателей автомашин и неаккуратности при дозаправке), и жидкостью, которой заполнена скважина (газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов).

Загрязнение происходит непосредственно на почву во время замены запорной арматуры, приборов измерения, а также отбора проб нефти.

В целях снижения ущерба окружающей среде на месторождении предполагается осуществить следующие мероприятия:

- полная герметизация системы сбора и транспортировки нефти;
- 100% контроль сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии (подача ингибиторов коррозии, покрытие антикоррозионной изоляцией внутренней и наружной поверхностей, обеспечение оптимальных скоростей в трубопроводах);
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- сброс нефти с предохранительных клапанов в аварийные емкости;

- откачка нефти при ремонте оборудования в аварийные емкости;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- возврат нефтепродуктов, уловленных на очистных сооружениях, в систему подготовки нефти;
- канализация разлившегося (просочившегося) нефтепродукта с площадок и возврат в систему подготовки нефти.

### **Влияние на гидросферу**

Скважины находятся на отсыпанном песком месте, что влечет за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, газоконденсат, дизельное топливо) через песок.

Кусты должны быть оборудованы емкостями для временного хранения скважинной жидкости, которая стравливается по шлангу в емкость через специальный клапан в лубрикаторном оборудовании во избежание попадания их в гидросферу. После окончания работ отходы будут утилизированы. Автомобили должны поддерживаться в исправном состоянии (ГОСТ 17.1.3.06–82 [14]).

### **Влияние на атмосферу**

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы различных агрегатов, дизельного электрогенератора. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу происходят в результате эксплуатации двигателей внутреннего сгорания. В атмосферу поступают летучие фракции горюче-смазочных материалов (ГСМ), твердые частицы и продукты сгорания. Вредные вещества, выбрасываемые в атмосферу, относятся к 1-4 классам экологической опасности. Выбросы в атмосферу при хранении ГСМ не учитываются, так как все работы происходят в зимнее время и ГСМ не

испаряется (ГОСТ 12.1.005-88 [4]). Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе (ГОСТ 12.1.005-88 [4])

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Агрегатное состояние	Класс опасности	Особенности воздействия на организм
Азота диоксид	2	п	3	0
Бензол +	15/5	п	2	К
Бенз(а)пирен	0,00015	а	1	К
Бензин	100	п	4	
Углеводороды	300	п	4	

Мероприятия по избеганию загрязнения атмосферы:

- применять только неэтилированный бензин;
- топливную систему дизельных и карбюраторных двигателей необходимо содержать в соответствии с техническими нормами, обеспечивающими минимальное содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- все двигатели внутреннего сгорания в нерабочее время глушить.

### 4.3 Безопасность в ЧС

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

Различают чрезвычайные ситуации техногенного, природного, биолого-социального и социального, экологического, военного характера.

В процессе выполнения операций по добыче нефти и газа возможны следующие виды ЧС:

- разгерметизации соединений на фонтанной арматуре, а так же технологических агрегатов в процессе работы;
- открытое газонефтеводопроявление (фонтан);
- пожар;
- взрыв;
- розлив нефти и химических реагентов на кустовой площадке;

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды материалами данной работы недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- прогнозирование аварийных ситуаций путём диагностики состояния технологического оборудования, что способствует своевременному выполнению ремонтно-восстановительных работ и повышает общую надёжность функционирования всего технологического комплекса;

- на каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.

- сооружение защитных дамб на участках трубопроводов с линиями стекания, направленных вдоль оси трасс;

- закрытая система сбора и транспорта нефти.

Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим ошибки действий оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к аварии. Высокое давление и загазованность указывают на повышенную пожаро и взрывоопасность объекта.

Персонал, допущенный к эксплуатации скважин и ремонту оборудования, должен быть проинструктирован и обучен, обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, предусмотренными для данного вида работ.

Ремонтные работы на трубопроводах и установках должны производиться по разрешению руководства предприятия - владельца трубопроводов, которые фиксируются в специальном журнале.

Ремонтные работы должны производиться после отключения ремонтируемого участка трубопровода и при отсутствии в нем избыточного давления. На всех отключенных задвижках и вентилях должны быть вывешены плакаты с надписью: «Не открывать, работают люди!»

#### **4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

##### **4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Работники компании имеют отпуск в 44 календарных дня (28 дней по Трудовому кодексу РФ [17] и 16 дней добавляется к отпуску за проживание и работу на территории, приравненной к северным условиям).

Выход на пенсию для работника компании (мужчины) предусмотрен с 60 лет, по достижению пенсионного возраста.

На базе предприятия имеется страховая компания «СОГАЗ». Данная страховая компания создана для обеспечения социальных льгот, дополнительных гарантий и компенсаций, а также созданий условий стабильности трудового коллектива. Страховая компания имеет лицензии на более ста видов услуг по страхованию, в число которых входит добровольное медицинское страхование, страхование от несчастных случаев и возможных заболеваний в процессе производства.

##### **4.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Обслуживание скважин разрешается проводить после специальной подготовки территории и скважины, обеспечивающей удобную и безопасную



эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственную регулировку потоков скважинной жидкости, а также полное закрытие арматуры.

Каждая скважина должна быть оборудована площадкой для ее обслуживания, имеющей ограждения в виде перил, а также основание из металлической просечки для исключения скольжения в зимний период.

Весь ударный рабочий инструмент оператора должен быть выполнен из материала не дающий искр.

Станции управления насосным оборудованием должны располагаться на возвышенности (площадке) с лестницами и перилами, а также они должны иметь освещение. Фонари и прожекторы должны иметь взрывозащищенное исполнение.

Весь автотранспорт промысла должен иметь искрогасители на выхлопной системе, а цистерны для перевозки ГСМ и нефти герметичный люк.

Групповые замерные установки должны быть оборудованы датчиками контроля газовой среды, а также приточно-вытяжной вентиляцией.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки месторождения показало, что в целом по основным показателям отмечаются небольшие расхождения фактических и проектных показателей разработки, соответствующие допустимым интервалам;

С первого года разработки месторождения наметились отклонения фактических показателей от проектных, по причине высоких темпов обводнения.

В результаты бурения 2009-2012 г.г. показали невозможность достижения проектных показателей добычи по новому фонду в силу более низкой продуктивности коллектора, что в дальнейшем приведет к нарастанию расхождений по уровням добычи нефти.

Проектная программа ГТМ выполняется в полном объеме, однако эффективность мероприятий значительно ниже проектной.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дополнение к проекту разработки Сугмутского месторождения. ООО «Газпромнефть НТЦ».- Тюмень - Санкт-Петербург. 2013.- Т.1-2.
2. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И.Т. Мищенко. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2008. – 296 с.
3. Адонин А.Н. Процессы глубинно-насосной нефтедобычи/ А.Н. Адонин. – М.: Недра, 1964. – 263 с.
4. Аливердизаде К.О. Расчет и конструирование оборудования для эксплуатации нефтяных скважин / К.О. Аливердизаде, А.А. Даниелян. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 560 с.
5. Беляев Н.М. Сопротивление материалов / Н.М. Беляев. – М.: Наука, 1976. – 603 с.
6. Бейзальман Р.Д. Подшипники качения: Справочник. 5-е изд., Р.Д. Бейзальман, Б.В. Ципкин. – М.: Машиностроение, 1967. – 391 с.
7. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти / А.А. Богданов. – М.: Недра, 1968. – 272 с.
8. Биргер И.А. Расчет на прочность деталей машин: Справочник. / И.А. Биргер, Б.Ф. Шорр. – М.: Машиностроение, 1979. – 702 с.
9. Бухаленко Е. И. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования / Е. И. Бухаленко, Ю.Г Абдуллаев. – М.: Недра, 1974. – 360 с.
10. ГОСТ 633 - 80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия. – М., 1980. – 13 с.
11. Казак А.С. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти / А. С. Казак, И. И. Росин, Л, Г. Чичеров. – М.: Недра, 1973.
12. Методика по определению динамических нагрузок на валу при запуске насоса. – М., 1964. – 41 с.
13. Молчанов Г. В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа/ Г. В. Молчанов, А. Г. Молчанов А. Г. – М.: Недра, 1984. – 464 с.

14. Молчанов А.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы/ А.Г. Молчанов, В.Л. Чичеров. – М.: Недра, 1983, – 308 с.
15. Нефтепромысловое оборудование: Справочник/ Под ред. Е. И. Бухаленко. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
16. Оркин. К. Г. Расчеты в технологии и технике добычи нефти / К. Г. Оркин, А. М. Юрчук. – М.: Недра, 1967. – 380 с.
17. Юрчук А. М. Расчеты в добыче нефти / А. М. Юрчук. – М.: Недра, 1974. – 380 с.
18. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности под ред. В.Ф. Дунаева. – Москва, 2004 г.
19. ГОСТ 12.0.003 – 2002. Опасные и вредные производственные факторы
20. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
21. ГОСТ 12.1.007.76 (1999) – ССБТ
22. ГОСТ ССБТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
23. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
24. СанПиН 2.2.1/ 2.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному освещению жилых и общественных зданий
25. ГОСТ 24940-96 Здания и сооружения. Методы измерения освещенности.
26. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий
27. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
28. Фомина Е.Е. Сборник задач по безопасности жизнедеятельности. Часть I. Под ред. Б.Е. Прусенко / Е.Е. Фомина, Л.Д. Комаров. – Москва, 2008 г.

Приложения  
Приложение 1.

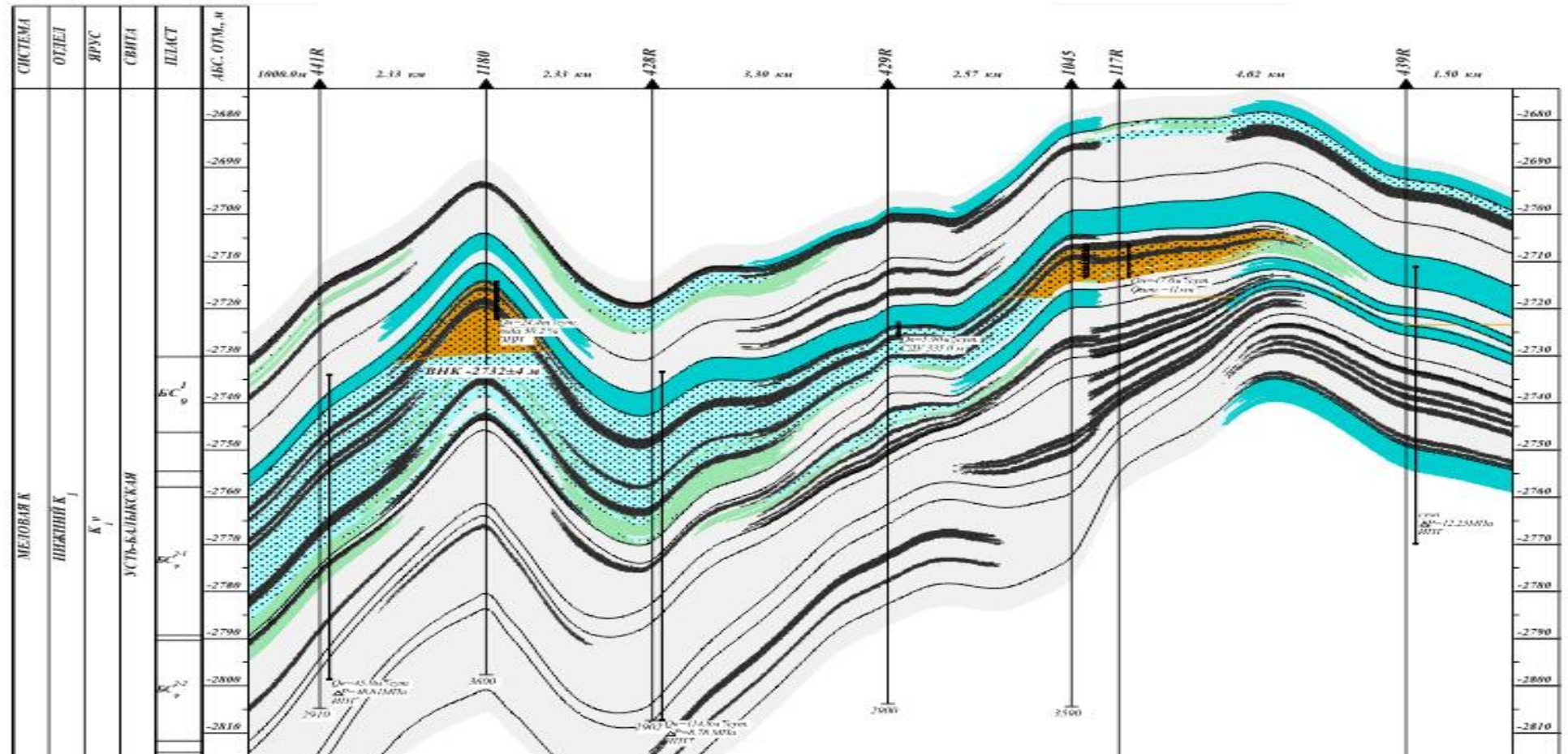


Рисунок 1.1 - Геологический разрез Сугмутского месторождения по линии скважин 441R-439R

Приложение 2.

Таблица 1.4 – Состояние запасов нефти на 01.01.2013 г. Сугмутского месторождения

Объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс. т										Текущие запасы нефти, тыс. т				Текуш ий КИН  АС <sub>1</sub>
	Утв.ГКЗ МПР России (протокол №3100-дсп от 22.3.2013 г.)					На государственном балансе									
	Геологические		Извлекаемые		КИН АС <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	Геологические		Извлекаемые		КИН АС <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	Геологические		Извлекаемые		
	АС <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	АС <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		АС <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	АС <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		АС <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	АС <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	
Северная (р-н скв. 117Р)	2588	0	750	0	0.290	2745	0	878	0	0.320	2526	0	688	0	0.024
Основная	225188	2061	88181	659	0.391/0.320	226768	1323	73336	264	0.323/0.200	153624	2061	16617	659	0.318
Южная (р-н скв. 446-462)	28478	279	10597	89	0.372/0.319	24861	650	7900	130	0.318/0.200	23058	279	5177	89	0.190
Южная (р-н скв.460Р)	3600	315	972	83	0.269/0.263	4050	1082	1499	217	0.370/0.200	3386	315	758	83	0.059
Всего по объекту БС <sub>9</sub> <sup>2</sup>	259854	2655	100500	831	0.386/0.313	258424	3055	83613	611	0.324/0.200	182594	2655	23240	831	0.297

Приложение 3.

Таблица 1.5 – Состояние запасов растворенного газа на 01.01.2013 г. Сугмутского месторождения

Пласты, место-рождение	Начальные извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м <sup>3</sup>				Остаточные запасы извлекаемые растворенного газа, млн. м <sup>3</sup>	
	Утв.ГКЗ Роснедра (протокол №3100-дсп от 22.3.2013 г.)		На государственном балансе			
	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
Северная (р-н скв. 117Р)	66	0	0	0	61	0
Основная	7760	58	0	0	1 818	58
Южная (р-н скв. 446-462)	932	8	0	0	450	8
Южная (р-н скв.460Р)	86	8	0	0	65	8
Всего по объекту БС <sub>9</sub> <sup>2</sup>	8844	74	0	0	2 394	74

Приложение 4.

Таблица 2.5 – Сопоставление основных проектных и фактических показателей разработки за 2008-2012г.г.

ПОКАЗАТЕЛИ	2008		2009		2010		2011		2012	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти всего, тыс.т/год	4692,2	4709,6	3730,5	3458,4	2956,4	2997,1	2635,7	2811,4	2291,2	2183,9
в том числе: из переходящих скважин	4505,4	4519,9	3437,0	3302,6	2850,0	2460,1	2518,3	2544,7	2223,0	2143,4
из новых скважин	186,8	189,7	293,6	155,8	106,4	537,0	117,4	266,6	68,2	40,5
Накопленная добыча нефти, тыс.т	65792	65809	69522	69268	72479	72265	75114	75076	77387	77260
Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup> /год	343	462	273	339	216	296	191	275	168	178
Накопленная добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	5048	5257	5321	5596	5537	5891	5728	6167	5896	6344
Темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов, %	4,6	4,6	3,7	3,4	2,9	3,0	2,6	2,8	2,3	2,2
Обводненность среднегодовая, %	76,3	76,1	81,1	81,9	83,3	84,3	84,3	85,9	86,1	89,4
Добыча жидкости, всего, тыс.т/год	19816,5	20024,9	19770,2	19198,2	17697,6	19202,5	16786,1	20140,1	16491,9	20525,0
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	116244	116416	136014	135615	153712	154817	170498	174957	186969	195482
Закачка рабочего агента: годовая, тыс. м <sup>3</sup>	24639,7	24676,0	23723,9	22523,7	20596,3	21657,4	18754,3	22100,4	18512,2	23195,5
накопленная, тыс.м <sup>3</sup>	153773	153810	177497	176334	198093	197991	216847	220091	235359	243287
Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях: текущая, %	114,7	112,6	112,7	108,4	110,2	102,2	106,2	112,0	107,4	110,9
накопленная, %	124,8	104,0	123,0	104,6	121,5	104,7	120,0	121,0	119,0	116,1
Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	74,4	81,2	93,0	117,9	49,7	349,6	40,7	168,6	31,8	36,0
Ввод добывающих скважин.	24	26	30	37	15	108	13	51	10	10
Выбытие добывающих скважин	9	24	13	25	9	38	13	39	15	19
в т.ч. под закачку	9	9	13	11	9	20	13	28	15	18
Фонд добывающих скважин на конец года.	383	372	400	377	406	439	406	457	395	456
механизированных	383	369	400	375	406	438	406	456	395	455
Действующий фонд добывающих скважин на конец года	368	348	384	344	390	410	390	421	379	415
Перевод скважин на механизированную добычу	0	28	0	30	0	90	0	49	0	0
Ввод нагнетательных скважин под закачку	9	10	13	19	9	36	13	33	15	22
Выбытие нагнетательных скважин	0	1	0	0	0	1	0	2	3	52
Фонд нагнетательных скважин на конец года.	219	246	232	265	241	301	254	332	266	302
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	213	224	232	231	241	246	254	261	266	274
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины										
по нефти, т/сут	37,8	39,8	28,3	28,7	21,9	23,0	19,3	18,7	17,3	14,8
по жидкости, т/сут.	159,8	166,7	149,8	158,7	130,9	146,6	123,0	133,8	123,5	139,3
Среднесуточный дебит новых скважин										
по нефти, т/сут	46,3	55,2	54,9	28,0	48,2	35,7	56,9	25,6	42,6	22,7
по жидкости, т/сут.	77,5	86,7	65,8	43,1	72,0	45,7	82,3	39,2	70,0	107,2
Среднесуточная приемистость нагнетательной скважины, м <sup>3</sup> /сут	316,9	319,4	289,3	284,1	239,2	266,8	208,3	243,0	195,9	243,5
Пластовое давление среднее, МПа	28,1	27,3	28,1	27,3	28,1	27,5	28,1	27,8	28,1	28,1

Приложение 5.

Таблица 2.6 – Сопоставление проектных и фактических объемов ГТМ

Вид ГТМ		2009		2010		2011		2012		за период 2009-2012 г.г.	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Бурение добывающих	а) кол-во провед. опер.	30	37	15	108	13	51	10	10	68	206
	б) доп. добыча нефти, тыс.т	293,6	155,8	106,4	537,0	117,4	266,6	68,2	40,5	585,6	999,9
	в) удельная эффективность, тыс.т/скв	<b>9,8</b>	<b>4,2</b>	<b>7,1</b>	<b>5,0</b>	<b>9,0</b>	<b>5,2</b>	<b>6,8</b>	<b>4,0</b>	<b>8,6</b>	<b>4,9</b>
ГРП	а) кол-во провед. опер.	29	37	12	108	8	51	7	12	56	208
	б) доп. добыча нефти, тыс.т	378,0		304,1		231,0		179,5		1092,6	
Зарезка вторых стволов	а) число пробуренных скв.	5	2	4	1	5	6	0	5	14	14
	б) доп. добыча нефти, тыс.т	50,1	8,7	180,0	31,9	224,2	30,5	0,0	42,4	454,3	113,5
Физико-химические ОГВ	а) кол-во провед. опер.	124	319	127	116	130	191	131	50	512	676
	б) доп. добыча нефти, тыс.т	49,6	141,8	50,8	53,4	51,8	64,5	52,5	50,9	204,7	310,6
Нестационарное заводнение	доп. добыча нефти, тыс.т			5,0	7,5	17,0	11,9	16,2	7,3	22,0	19,4
Потокоотклоняющие технологии	а) кол-во провед. опер.	57	63	59	81	62	96	65	67	243	307
	б) доп. добыча нефти, тыс.т	23,7	35,3	29,5	38,8	42,8	61,4	43,4	40,5	139,4	176,0
Перфорационные методы	а) кол-во провед. опер.	3	0	2	0	4	3	4	0	9	3
	б) доп. добыча нефти, тыс.т	8,9	0,0	5,4	0,0	3,7	8,3	2,8	0,0	18	8,3
Всего	доп. добыча нефти, тыс.т	<b>132,3</b>	<b>185,8</b>	<b>270,7</b>	<b>131,5</b>	<b>339,5</b>	<b>176,6</b>	<b>114,9</b>	<b>141,1</b>	<b>857,4</b>	<b>635,0</b>



