



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин с высоким газовым фактором на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область)

УДК 622.276.346.2-047.44(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Иванов Руслан Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г

Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
P2	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
P4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3, ППК-4, ППК-6,
P5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4, ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
P6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) 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
2Б5П	Иванову Руслану Александровичу

Тема работы:

Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин с высоким газовым фактором на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2023/с от 18.03.19

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.19
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, технологические режимы работы скважин, показатели разработки, и другие фондовые материалы ООО «Иркутская нефтяная компания».
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Физико-географическая характеристика района 2. Нефтегазоносность 3. Состав и свойства нефти и растворенного газа 4. Основные этапы проектирования разработки месторождения 5. Состояние разработки месторождения 6. Структура фонда скважин и анализ показателей их эксплуатации 7. Анализ бездействующего фонда скважин 8. Рекомендации по улучшению работы механизированного фонда скважин 9. Показатели экономической оценки вариантов разработки

	10. Оценка капитальных вложений, эксплуатационных затрат 11. Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого 12. Анализ чувствительности 13. Производственная безопасность 14. Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды 15. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 16. Экологическая безопасность 17. Безопасность в ЧС 18. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 19. Специальные правовые нормы трудового законодательства 20. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Общие сведения и геологическое строение месторождения. Сведения о разработке Ярактинского месторождения. Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин.	Пулькина Наталья Эдуардовна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Общие сведения и геологическое строение месторождения
Сведения о разработке Ярактинского месторождения
Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.19
---	----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н.		19.03.2019
старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			19.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Иванов Руслан Александрович		19.03.19

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.19
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.03.19	Общие сведения и геологическое строение месторождения	25
13.04.19	Сведения о разработке Ярактинского месторождения	25
30.04.19	Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин	25
19.05.19	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
25.05.19	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 74 с., 17 рис., 12 табл., 31 источник.

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, УЭЦН, осложненные условия эксплуатации, дебит, обводненность, фонд скважин, коэффициент извлечения нефти.

Объектом исследования является механизированный фонд скважин Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эксплуатации механизированного фонда скважин в условиях Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения.

В процессе исследования проведен сбор, обобщение, переработка геолого-физической информации по всему фонду пробуренных скважин. Изучено состояние разработки месторождения и состояния фонда скважин, проведен подробный анализ причин отказов насосного оборудования. На основе практического опыта нефтяных компаний разработаны комплексные мероприятия по улучшению работы скважинного оборудования.

В результате исследования были выявлены основные причины выхода из работы насосного оборудования, а также были предложены мероприятия по снижению влияния негативных факторов на работу насосного оборудования.

Область применения: механизированный фонд скважин нефтяных компаний.

Экономическая эффективность работы заключается в возможности выбора наиболее эффективного варианта разработки месторождения.

В будущем планируется провести анализ предложенных методов увеличения срока работы насосного оборудования для выявления наиболее эффективных.

Оглавление

Введение	9
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	10
1.1 Физико-географическая характеристика района	10
1.2 Нефтегазоносность	12
1.3 Состав и свойства нефти и растворенного газа	15
2. СВЕДЕНИЯ О РАЗРАБОТКЕ ЯРАКТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	19
2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения	19
2.2 Состояние разработки месторождения	21
3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН	23
3.1 Структура фонда скважин и анализ показателей их эксплуатации	23
3.2 Анализ бездействующего фонда скважин	31
3.3 Рекомендации по улучшению работы механизированного фонда скважин	34
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	37
4.1 Общие положения	37
4.2 Показатели экономической оценки вариантов разработки	38
4.3 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных затрат	39
4.4 Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого	39
4.5 Анализ чувствительности	51
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	56
5.1 Производственная безопасность	57
5.1.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды	57
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	61
5.2 Экологическая безопасность	64
5.3 Безопасность в ЧС	67
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	69
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	69
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	69
Заключение	71
Список литературы	72

Обозначения, определения и сокращения

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
ГДИ – гидродинамические исследования
ГКЗ – государственная комиссия по запасам
КИК – коэффициент извлечения конденсата
КИН – коэффициент извлечения нефти
ППД - поддержание пластового давления
НИЗ – начальные извлекаемые запасы
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса
ФОН – фонтанная добыча нефти
КРС – капитальный ремонт скважины
ГРП – гидравлический разрыв пласта
ГТМ – геолого-технические мероприятия
ПЗС – призабойная зона скважины
НКТ – насосно-компрессорные трубы
ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов
НДС – налог на добавленную стоимость
ГС – горизонтальная скважина
ННС – наклонно направленная скважина
ПНГ - попутный нефтяной газ
ОНСС – оборудование, не входящее в смету строек
НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых
УВ – углеводороды
ГОСТ – государственный стандарт
ООО – общество с ограниченной ответственностью
ПДК – предельно допустимая концентрация
ГСМ – горюче-смазочные материалы

ВВЕДЕНИЕ

Одна из причин понижения уровней добычи нефти в России является то, что существующие в настоящее время технологии и мощности, применяемые нефтедобывающими предприятиями, не соответствуют изменившейся структуре разведанных запасов. Выросло число месторождений с высокой обводненностью и выработанностью запасов, а также скважин с низкой продуктивностью. Опережающая разработка залежей с высокой продуктивностью привела к накоплению на балансе объектов с низким дебитом скважин.

Себестоимость добычи нефти из средне- и малодебитных скважин значительно превышает среднепромысловую себестоимость добываемой нефти. В связи с чем проблема увеличения технико-экономических показателей эксплуатации скважин становится актуальной и является немаловажной в области техники и технологии добычи нефти.

В разные периоды разработки Ярактинского месторождения возникали и решались проблемы, связанные с осложнениями в добыче нефти. В настоящее время эти осложнения связаны в большей мере с низкой продуктивностью скважин, а также с необходимостью проведения капитального ремонта.

В сложившейся обстановке необходимо выработать методы и методики наиболее эффективных и энергосберегающих технологий добычи нефти.

Целью настоящей работы являются разработка практически обоснованных технологических решений, направленных на предупреждение выхода из работы насосного оборудования в процессе добычи нефти.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Физико-географическая характеристика района

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районов Иркутской области (рисунок 1.1).

В 80 км южнее Ярактинского месторождения расположено Марковское нефтегазоконденсатное месторождение[1].

Район Ярактинского месторождения входит в состав Приленской плоской возвышенности, которая является частью обширного Средне-Сибирского плоскогорья, представляющего собой слабовсхолмленную равнину, образованную широкими плоскими водоразделами, глубоко расчлененными современной гидросетью.

Средняя высота водоразделов не превышает 550-600 м над уровнем моря. Максимальные абсолютные отметки на водоразделах достигают 650 м, а минимальные в долинах рек – 400 м. Ярактинское месторождение расположено на водоразделе между верховьями рек Нижней Тунгуски и Непы.

Климат района резко континентальный, со значительными колебаниями суточных и сезонных температур, с продолжительной холодной зимой и коротким жарким летом. Самыми холодными месяцами являются декабрь и январь с температурой воздуха до минус 48°С – минус 55°С.

В районе работ населенные пункты отсутствуют, местность покрыта сплошной труднопроходимой тайгой с сильно расчлененным рельефом. До ближайших населенных пунктов, расположенных преимущественно по берегам реки Лены, 80 – 100 км, до г. Усть-Кут расстояние по прямой 140 км в направлении на юго-запад.

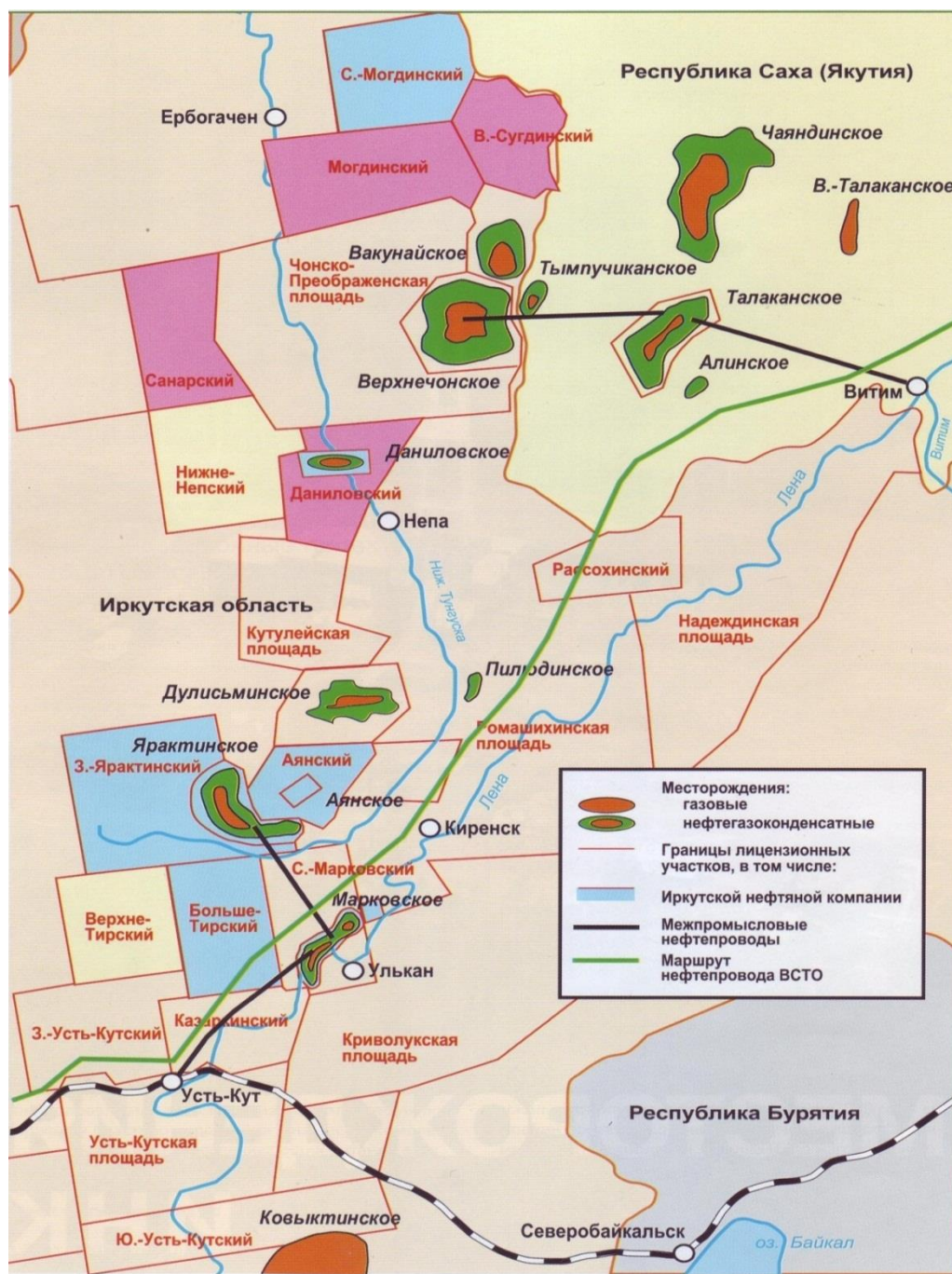


Рисунок 1.1 - Обзорная схема Ярактинского НГКМ

Обустроенных дорог на площади нет. Надежное передвижение и перевозка грузов возможна только по зимним дорогам в период с декабря по март. В летнее время перевоз возможен лишь вездеходным транспортом в сухую погоду.

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1969 году, а ведено в эксплуатацию в 1998 г.

1.2 Нефтегазоносность

Нефтегазоконденсатная залежь Ярактинского месторождения приурочена к песчаникам ярактинского горизонта, залегающим на породах кристаллического фундамента и стратиграфически относящимся к непской свите нижнего венда (рисунок 1.2).

В пределах месторождения ярактинский горизонт повсеместно перекрывается отложениями парфеновского горизонта тирской свиты мощностью от 20 до 24-26 м, представленными алевролитами, массивными алевритистыми доломитами, ангидрито-доломитами и ангидритами в верхней части разреза. Прослои алевролитов, различные по мощности, отмечаются по всему горизонту, преобладая в его верхней части[2].

Породы парфеновского горизонта отличаются низкими коллекторскими свойствами, преимущественно непроницаемы. Открытая пористость находится в пределах 0,1-2%, редко достигая 5-6%, а проницаемость лишь иногда достигает 0,1-2 мкм².

Преимущественно карбонатные отложения парфеновского горизонта, как и вышележащие сульфатно-карбонатные породы, являются хорошей изолирующей крышкой для нефтегазоносных песчаников ярактинского горизонта, нижней границей которого является поверхность кристаллического фундамента, а верхняя - довольно четко проводится по смене песчано-глинистых пород карбонатными.

Мощность отложений ярактинского горизонта в пределах месторождения непостоянна и изменяется от 8 до 43 м. Наибольшие толщины, достигающие 43 м, отмечаются в юго-восточной части площади, средние и наиболее выдержанные значения, порядка 17-19 м, фиксируются в ее центральной части.

В разрезе ярактинского горизонта выделяется два песчаных пласта, разделенных глинистой перемычкой, толщина которой достигает 7 м. Области минимальных значений глинистой пачки, в целом, соответствуют зонам максимальных значений мощностей нижележащего песчаного пласта.

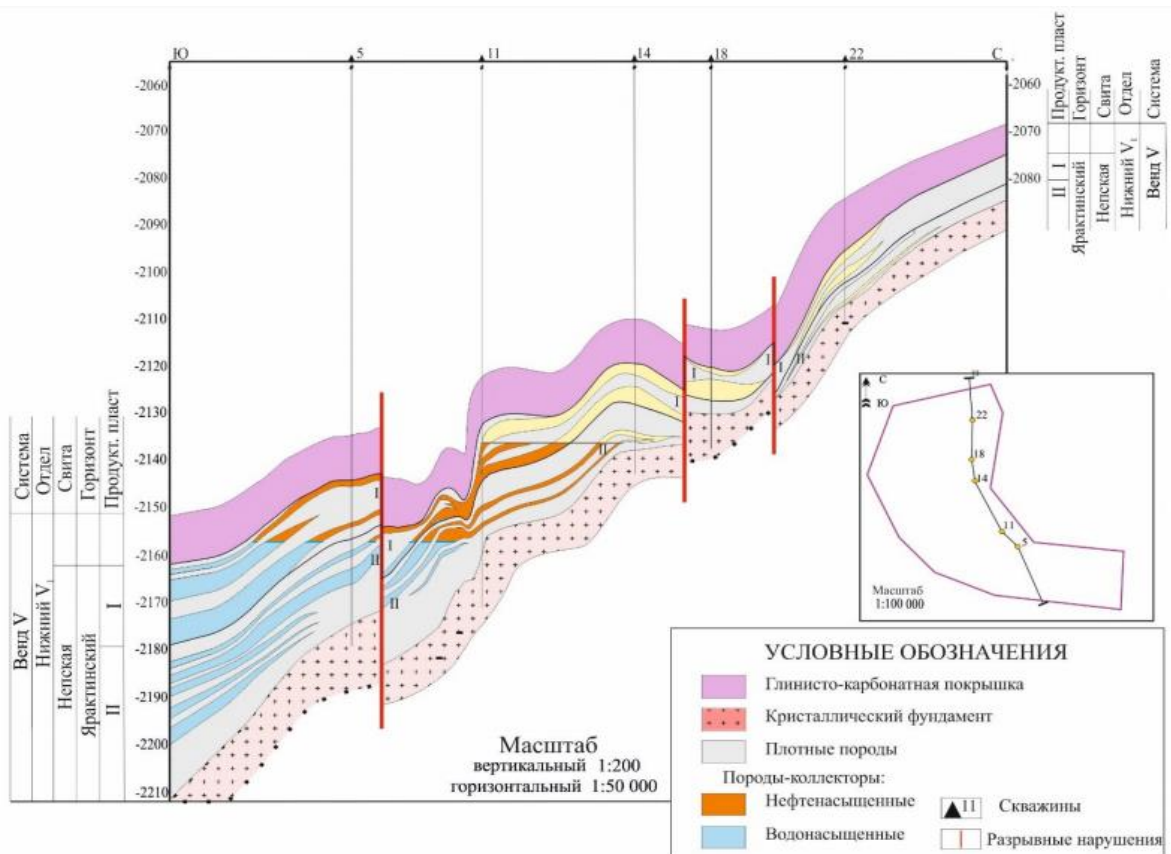


Рисунок 1.2 - Геологический разрез Ярактинского месторождения

Нижний песчаный пласт залегает на коре выветривания фундамента и представлен песчаниками разномерными светло-серыми с прослоями песчаников мелкозернистых и аргиллитов алевролитовых. В его основании отмечаются прослои крупнозернистых песчаников буровато-серых и гравелитов песчаных темно-серых[3].

Пласт неравномерно нефтенасыщенный. Нефтенасыщенность приурочена, главным образом, к верхней и нижней частям пласта. Толщины нижнего песчаного пласта изменяются от 0 до 35 метров.

Характерной особенностью ярактинского горизонта является его литологическая вертикальная и латеральная неоднородность.

В таблице 1.1 приведены параметры продуктивных пластов Ярактинского месторождения.

Таблица 1.1 - Подсчетные параметры продуктивных пластов Ярактинского месторождения

Параметры	Пласт
-----------	-------

	1	2
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	C2 – 276010	C2 - 153800
	C1 – 157120	C1 – 47570
Площадь газоносности, тыс.м ²	C2 - 359470	C2 – 91540
	C1 – 352970	C1 – 21260
Средняя газонасыщенная толщина, м	6,0	1,0
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,6	3,7
Пористость, доли ед.	0,12	0,1
Средняя начальная насыщенность нефтью, доли ед.	0,77	0,76
Средняя начальная насыщенность газом, доли ед.	0,79	0,74
Пластовая температура, °С	38	38
Пластовое давление, МПа	25,4	25,4
Расчетное остаточное давление в залежи, МПа	22,3	22,3
Плотность нефти, г/см ³	0,723	0,723
Пересчетный коэффициент	0,760	0,760
Коэффициент сжимаемости газа	0,828	0,828

На относительно небольших расстояниях разрез меняется от полностью песчаникового или песчаникового с маломощными единичными прослоями аргиллитов до неравномерного чередования песчаниковых и алевролитов-аргиллитовых пропластков, часто с преобладанием последних, или почти полностью замещается аргиллитами. Наиболее полно разрез ярактинского горизонта представлен в юго-восточной части площади.

В большей степени опесчанены разрезы в западной и южной частях площади, где $K_{\text{песч.}}$ достигает 96 и 86%, соответственно. В восточной части площади на фоне общего увеличения толщины горизонта $K_{\text{песч.}}$ снижается до 33% и такая тенденция сохраняется далее на восток, на соседней Аянской площади.

Уменьшение песчанистости в восточном направлении происходит за счет обогащения разреза глинисто-алевритистыми прослоями и увеличения содержания глинистого цемента в самих песчаниках, что приводит к ухудшению ФЕС продуктивных пластов и разреза в целом.

В таблице 1.2 представлены обобщённые результаты ГДИ по скважинам нефтяной части Ярактинского месторождения.

Таблица 1.2 - Результаты ГДИ скважин Ярактинского месторождения

Наименование	Интервал измерений	Среднее по месторождению
Геотермич. градиент, °С/м	1,26	1,26
Дебит нефти, м ³ /сут	2,6 - 494,0	146,5
Газовый фактор, м ³ /т	83-332	151
Удельная продуктивность, м ³ /сут/м*МПа	0,768 - 2,271	1,59
Гидропроводность, м ² *10 ⁻¹² /сек	0,11 - 404	117
Проницаемость, мкм ²		0,156
Скин-фактор	2,1 - 3,8	+2,5

1.3 Состав и свойства нефти и растворенного газа

При проведении термодинамических исследований были использованы значения пластового давления 25,40 МПа и пластовой температуры 38,0⁰С (по данным Заказчика). Согласно проведенным термодинамическим исследованиям проб пластовой нефти ярактинского горизонта интервала перфорации 2945-3308 м скважины № 243 Ярактинского месторождения определено, что система находится в однофазном жидком состоянии[4].

По результатам однократной сепарации по скважине № 243 компонентный состав нефти в своем составе содержит до 0,036 % метана, 0,196 % этана 0,288 % и 0,827 % пропана. Из углеводородных компонентов углекислый газ и азот не обнаружен. Молекулярный вес 229,59 г/моль.

По результатам ступенчатой сепарации по скважине № 243 компонентный состав нефти в своем составе содержит до 71,23 % метана, 12,66 % этана, 6,44 % пропана. Из углеводородных компонентов углекислый газ и азот не обнаружен. Молекулярный вес 23,06.

После однократной и ступенчатой сепарации определялись физико-химические характеристики нефти и газа и их компонентный состав.

По результатам исследований компонентный состав пластовой нефти в своем составе содержит до 47,71 % метана, 8,45 % этана, 4,53 % пропана.

Из углеводородных компонентов не определялись углекислый газ и азот. Молекулярный вес 93 г/моль.

Лабораторный анализ глубинных проб растворенного в нефти газа показал, что при однократном разгазировании компонентный состав приведен по результатам исследования проб по скважине № 243 газ метановый: среднее содержание CH_4 составляет 72,33 %, C_2H_6 -12,66 %, C_3H_8 -6,44 %.

Из углеводородных компонентов определены CO_2 в количестве 0,282%, N_2 -2,05 %. В составе газа не обнаружено сероводорода.

По результатам ступенчатой сепарации по скважине № 243 растворенный газ в своем составе содержит до 66,4 % метана, 7,8 % этана, 14,1 % пропана. Из углеводородных компонентов определялись углекислый газ (1,1 %), азот (1,4%), гелий и водород – в тысячных долях.

При дифференциальном разгазировании газосодержание равно 190,16 м³/т, объемным коэффициент – 1,378. Давление насыщения нефти –23,7 МПа, вязкость нефти 1,16 мПа*с. Пластовое давление-23,76 МПа, пластовая температура –38 °С [4].

По данным физико-химических исследований нефть ярактинского горизонта интервала перфорации 2945-3308 м скважины № 243 Ярактинского месторождения малосернистая – содержание серы 0,115 %; парафинистая – содержание твердых парафинов 1,95 %; маловязкая – кинематическая вязкость при 20 °С 11,67 мм²/с; малосмолистая – содержание смол силикагелиевых 1,78%; легкая – плотность при 20 °С 0,833 г/см³.

Молекулярная масса разгазированной нефти составляет 190, температура застывания-29 °С, содержание асфальтенов 0,12 %. При разгонке по Энглеру температура начала кипения нефти составила 53,5 °С, выход фракций до 300 °С составил 43,0 % об.

Разгазированная нефть скважины № 243 Ярактинского месторождения по ГОСТ 51858-2002 относится к 1 классу, 1 типу. Нефть достаточно легкая, малосернистая, с небольшим содержанием асфальто-смолистых веществ и низкой температурой застывания. Объемный выход светлых фракций до 300 °С в нефти составил 49 %.

Результаты комплексных исследований по составу и физико-химическим свойствам глубинных проб нефти и растворенного газа Ярактинского месторождения, характеристики флюидов приведены в таблицах 1.3-1.4.

Таблица 1.3 - Основные результаты исследования нефти ярактинского горизонта (скв. № 243)

Свойства пластовой нефти:				
Давление насыщения, МПа				20,8
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа * 10 ⁻⁴				61,4
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³				691,1
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа * с				0,74
Однократная сепарация:				
Газосодержание, м ³ /т				242,1
Объемный коэффициент пластовой нефти				1,507
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³				830,6
Плотность выделившегося газа при 20 °С, кг/м ³				1,048
Ступенчатая сепарация:				
Условия сепарации:				
1 ступень сепарации:	P=0,5 МПа;	T=5 °С	ГФ 208,0 м ³ /т	
2 ступень сепарации:	P=0,05 МПа;	T=40 °С	ГФ 11,9 м ³ /т	
Суммарный газовый фактор, м ³ /т				219,9
Объемный коэффициент пластовой нефти				1,431
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³				819,0
Плотность выделившегося газа при 20 °С, кг/м ³				0,944

Таблица 1.4 - Компонентный состав газа и нефти однократная сепарация при 20 °С и атмосферном давлении

Наименование компонентов	Молярная концентрация, %		
	выделившийся газ	сепарированная нефть	пластовая нефть
Гелий	0,022	0,000	0,015
Водород	0,010	0,000	0,009
Двуокись углерода	0,003	0,000	0,002
Азот + редкие	1,823	0,000	1,274
Метан	65,776	0,062	45,968

Продолжение таблицы 1.4

Наименование компонентов	Молярная концентрация, %		
	выделившийся газ	сепарированная нефть	пластовая нефть

Этан	15,142	0,424	10,701
Пропан	8,895	1,137	6,553
Изобутан	1,331	0,514	1,084
Н-бутан	3,486	1,944	3,021
Изопентан	0,974	1,577	1,157
Н-пентан	1,104	2,577	1,550
Гексаны + остаток	1,456	91,764	28,667
Молярная масса, г/моль	25,129	230,0	86,9
Молярная масса остатка			245,1
Плотность, кг/м ³	1,048	830,6	691,1
Газосодержание, м ³ /т			242,1

2 СВЕДЕНИЯ О РАЗРАБОТКЕ ЯРАКТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Данная глава исключена, так как содержит коммерческую тайну.

3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН НА ЯРАКТИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Данная глава исключена, так как содержит коммерческую тайну.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Иванову Руслану Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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, стоимость строительства скважин, включая стоимость оборудования.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Согласно технического регламента разработки месторождения.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Согласно налоговому кодексу РФ: НДС (18%), налог на добычу нефти, экспортная пошлина, прямые страховые взносы в ПФ, ФСС, НДСПИ-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 3 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.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Иванов Руслан Александрович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Общие положения

Целью экономической оценки месторождения является выбор наиболее экономически эффективного варианта разработки, позволяющего осуществить наиболее полное извлечение углеводородов[18].

При проведении расчетов сделаны следующие допущения:

- товарными продуктами являются, нефть и ШФЛУ (смесь пропана-бутана и стабильного конденсата);

- расчет выручки от реализации нефти (без НДС, экспортной пошлины и расходов на транспортировку) проводился исходя из значения цен реализации, приведенных к рассматриваемым лицензионным участкам.

- все расчеты выполнены в постоянных ценах (денежных единицах с постоянной покупательной способностью), т.е. не учитываются колебания цен на продукцию и используемые ресурсы (факторы производства);

- принятые в расчетах исходные нормативно-правовые условия реализации проекта (прежде всего налоговый режим) сохраняются на протяжении всего расчетного периода;

- значения капитальных (инвестиционных) затрат, представленные в расчетах, указаны с НДС, эксплуатационных затрат без НДС;

- за расчетный шаг принят период равный одному году;

- для целей настоящей работы финансирование проекта предполагается осуществлять за счет собственных средств участников проекта.

- принятый в расчетах норматив приведения разновременных затрат (норма дисконтирования) – 10 %. Все экономические расчеты приводятся к 2015 году.

4.2 Показатели экономической оценки вариантов разработки

Обоснование эффективности разработки проводится на основе анализа показателей эффективности, рассчитанных в условиях действующей налоговой системы и выступающих в качестве экономических критериев[18]:

- чистый доход (ЧД);
- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- внутренняя норма рентабельности (ВНР);
- срок окупаемости;
- индекс доходности инвестиций (ИД).

Чистый доход (ЧД) – сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение месторождения.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) – определяется как сумма годовых чистых доходов, приведенных к начальному году.

Внутренняя норма доходности (прибыльности) проекта (ВНР) представляет собой, то значение нормы дисконта, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е. капвложения окупаются. Или, другими словами, это, то значение норматива дисконтирования, при котором величина чистого дисконтированного дохода за расчетный период равна нулю.

Срок окупаемости – это продолжительность периода в течение, которого начальные отрицательные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями.

Индекс доходности инвестиций (ИД) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений:

Основным экономическим показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта из всех рассматриваемых, является чистый дисконтированный доход (ЧДД). Вариант, имеющий оптимальное сочетание технологических и экономических показателей признается наилучшим.

4.3 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Оценка капитальных вложений проведена на основе технологических показателей освоения запасов нефти, а также исходя из предполагаемых объемов строительства по следующим направлениям: строительство скважин, оборудование для нефтедобычи, промысловое обустройство;

Капитальные вложения в бурение скважин определены на основании данных о средней стоимости строительства эксплуатационных скважин, предоставленных заказчиком[8].

Принятая в расчетах стоимость строительства скважин составила:

- нефтяные ГС – 407,0 млн руб.;
- нефтяные ННС – 270,0 млн руб.;
- газоконденсатные ННС – 270,0 млн руб.;
- водозаборные скважины – 50,0 млн руб.

Верхнетирский горизонт предполагается эксплуатировать с использованием оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации. Стоимость одного комплекта ОРЭ принята на уровне 50 млн руб./шт.

4.4 Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого

Оценка экономической эффективности освоения запасов УВ сырья Ярактинского месторождения выполнена для нефтяного (Ярактинский и Верхнетирский горизонты) и газоконденсатного промыслов, а также месторождения в целом по сумме категории запасов С1+С2.

Для Ярактинского горизонта рассмотрено три технологических варианта на которые была выполнена экономическая оценка. Для Верхнетирского горизонта рассмотрен один технологический вариант. Для газоконденсатного объекта также рассмотрен один вариант.

Ярактинский горизонт

Основные технико-экономические показатели представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Техничко-экономические показатели разработки Ярактинского горизонта

Показатели	Ярактинский горизонт		
	Вар 1	Вар 2	Вар 3
Последний год проектного периода	2055	2055	2055
Последний год рентабельного периода	2024	2024	2026
Добыча нефти, тыс. т			
- за проектный период	44 009	44 231	44 009
- за рентабельный период	38 725	39 263	40 435
Добыча ПНГ, млн. м ³			
- за проектный период	7 430	7 467	7 430
- за рентабельный период	6 534	6 624	6 823
Добыча прорывного газа, млн. м ³			
- за проектный период	13 788	17 108	14 111
- за рентабельный период	11 334	16 170	12 762
Обводненность продукции			
- за проектный период	98%	98%	98%
- за рентабельный период	89%	90%	89%
КИН			
- за проектный период	0,482	0,484	0,482
- за рентабельный период	0,436	0,440	0,451
Бурение новых скважин	357	429	565
Капитальные затраты ВСЕГО, млн. руб.	191 311	225 730	204 671
Строительство скважин	145 699	175 003	152 950
ОНСС	4 498	5 405	7 119
Промысловое обустройство	41 114	45 321	44 602
Эксплуатационные расходы ВСЕГО, млн. руб.			

Продолжение таблицы 4.1

Показатели	Ярактинский горизонт		
	Вар 1	Вар 2	Вар 3
- за проектный период	679 383	706 808	697 194
- за рентабельный период	514 556	539 492	550 066
Эксплуатационные расходы (без НДС и Аморт.), млн. руб.			
- за проектный период	217 825	215 989	224 594
- за рентабельный период	116 358	120 387	136 008
Выручка от реализации, млн. руб.			
- за проектный период	652 758	656 046	652 758
- за рентабельный период	572 750	580 816	598 648
Чистый доход млн. руб.			
- за проектный период	-64 306	-90 955	-85 297
- за рентабельный период	-11 000	-40 597	-21 383
NPV, млн. руб.			
- за проектный период	-23 376	-44 917	-16 806
- за рентабельный период	-14 745	-36 424	-5 849
IRR	0,0%	0,0%	0,0%
PI	0,91	0,81	0,96
Период окупаемости, лет	нет	нет	нет
Дисконт. период окупаемости, лет	нет	нет	нет
Доход государства, млн. руб.			
- за проектный период	584 076	582 765	585 411
- за рентабельный период	519 389	521 907	541 493
Дисконтированный доход государства, млн. руб.			
- за проектный период	393 421	394 666	390 807
- за рентабельный период	374 791	377 107	380 546

Динамика NPV по вариантам рассматриваемого объекта представлена на рисунке 4.1.

По результатам выполненных расчетов оптимальным сочетанием технологических и экономических показателей характеризуется вариант 3, который рекомендуется к реализации.

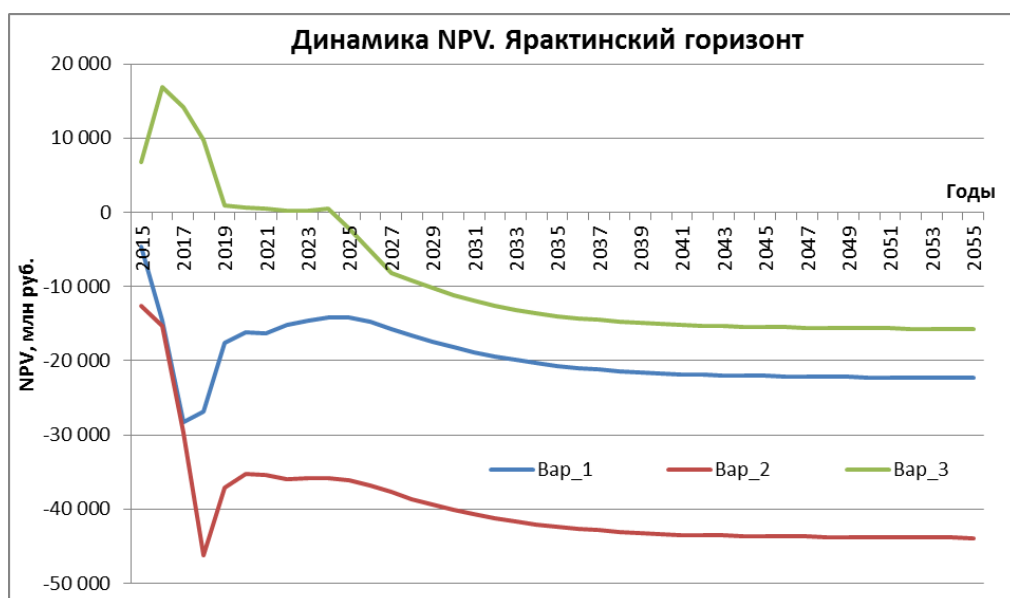


Рисунок 4.1 - Динамика NPV вариантов разработки Ярактинского горизонта

Верхнетирский горизонт

Основные технико-экономические показатели разработки представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Техничко-экономические показатели разработки Верхнетирского горизонта

Показатели	Верхнетирский горизонт
	Вариант 1
Последний год проектного периода	2040
Последний год рентабельного периода	2029
Добыча нефти, тыс. т	
- за проектный период	484
- за рентабельный период	417
Добыча ПНГ, млн. м ³	
- за проектный период	119
- за рентабельный период	102
Обводненность продукции	
- за проектный период	97%
- за рентабельный период	83%
КИН	
- за проектный период	0,260
- за рентабельный период	0,226
Бурение новых скважин	0

Продолжение таблицы 4.2

Показатели	Верхнетирский горизонт
	Вариант 1
Капитальные затраты ВСЕГО, млн. руб.	650
Строительство скважин	650
ОНСС	0
Промысловое обустройство	0
Эксплуатационные расходы ВСЕГО, млн. руб.	
- за проектный период	7 197
- за рентабельный период	5 313
Эксплуатационные расходы (без НДС и Аморт.), млн. руб.	
- за проектный период	3 175
- за рентабельный период	1 715
Выручка от реализации, млн. руб.	
- за проектный период	7 317
- за рентабельный период	6 291
Чистый доход млн. руб.	
- за проектный период	-138
- за рентабельный период	654
NPV, млн. руб.	
- за проектный период	210
- за рентабельный период	319
IRR	-
PI	1,83
Период окупаемости, лет	1
Дисконт. период окупаемости, лет	1
Доход государства, млн. руб.	
- за проектный период	6 565
- за рентабельный период	5 778
Дисконтированный доход государства, млн. руб.	
- за проектный период	3 066
- за рентабельный период	2 924

Динамика денежных потоков освоения Верхнетирского горизонта представлена на рисунке 4.2.

По результатам выполненных расчетов освоение Верхнетирского горизонта характеризуется положительным значением NPV.

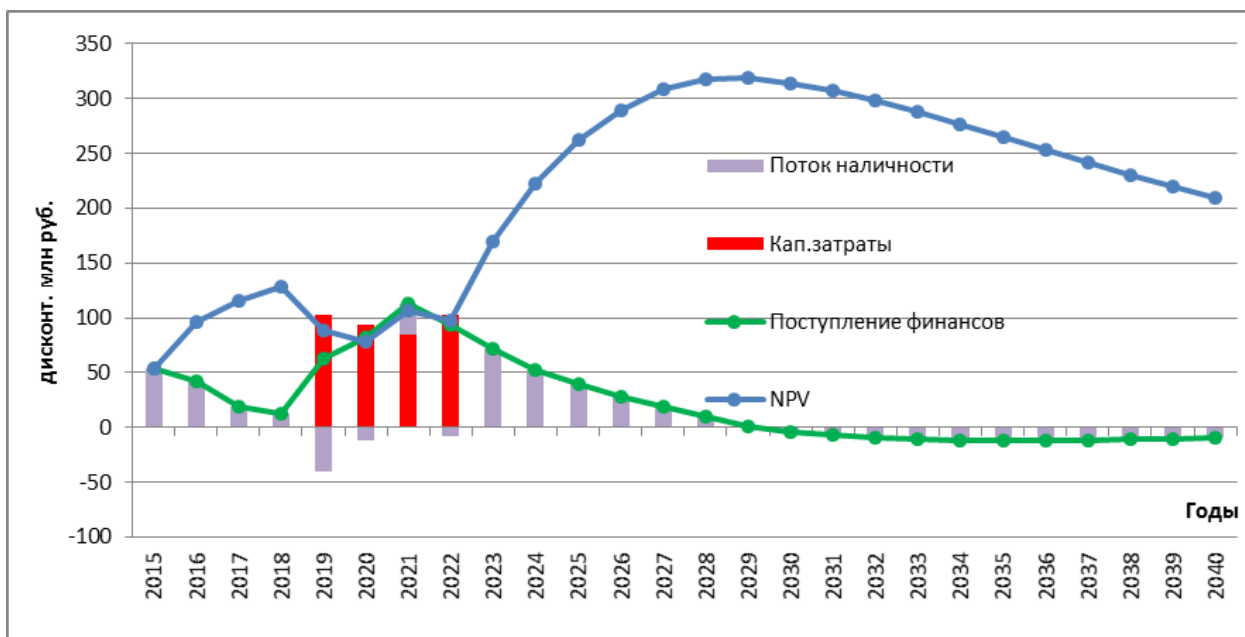


Рисунок 4.2 - Динамика дисконтированных денежных потоков.
Верхнетирский горизонт

Газовый промысел

Основные технико-экономические показатели разработки газового промысла представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Технико-экономические показатели разработки газового промысла Ярактинского месторождения

Показатели	Газ
	Вариант 1
Последний год проектного периода	2070
Последний год рентабельного периода	2033
Добыча природного газа, млн. м ³	
- за проектный период	125 281
- за рентабельный период	73 155
Добыча ШФЛУ, тыс. т	
- за проектный период	6 107
- за рентабельный период	5 612
Бурение новых скважин	41
Капитальные затраты ВСЕГО, млн. руб.	52 878
Строительство скважин	12 078
ОНСС	517
Промысловое обустройство	40 283
Эксплуатационные расходы ВСЕГО, млн. руб.	
- за проектный период	97 828
- за рентабельный период	61 735

Показатели	Газ
	Вариант 1
Эксплуатационные расходы (без НДС и Аморт.), млн. руб.	
- за проектный период	30 787
- за рентабельный период	13 571
Выручка от реализации, млн. руб.	
- за проектный период	125 203
- за рентабельный период	84 276
Чистый доход млн. руб.	
- за проектный период	11 864
- за рентабельный период	10 270
NPV, млн. руб.	
- за проектный период	-5 312
- за рентабельный период	-4 040
IRR	6,3%
PI	0,91
Период окупаемости, лет	8
Дисконт. период окупаемости, лет	нет
Доход государства, млн. руб.	
- за проектный период	89 704
- за рентабельный период	56 774
Дисконтированный доход государства, млн. руб.	
- за проектный период	34 902
- за рентабельный период	32 826

Динамика денежных потоков освоения газового промысла представлена на рисунке 4.3.

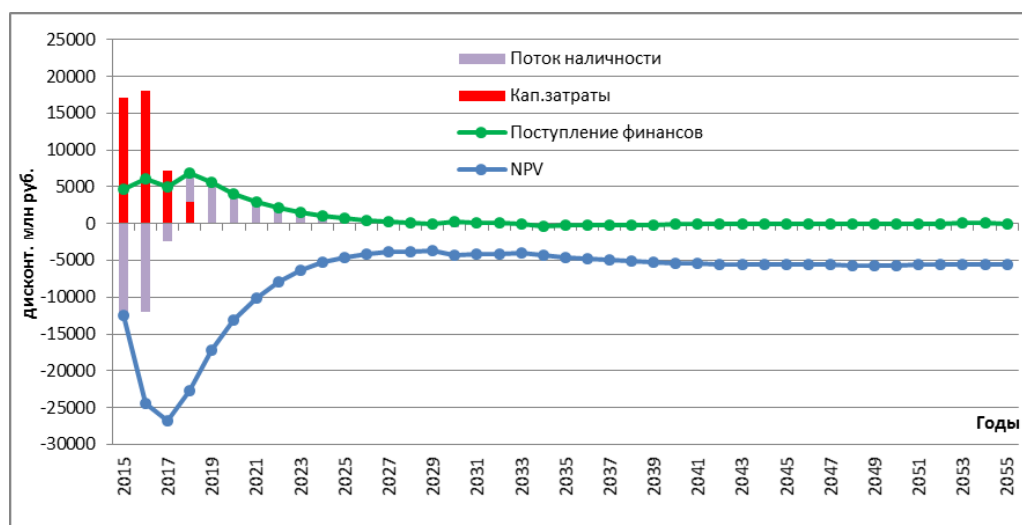


Рисунок 4.3 - Динамика дисконтированных денежных потоков. Газовый промысел

По результатам выполненных расчетов освоение Газового промысла характеризуется отрицательным значением NPV.

Месторождение в целом

По месторождению в целом рассмотрено три варианта которые сформированы из следующих вариантов по объектам[8]:

Вариант 1 – В1 Ярактинского объекта + В1 Верхнетирского + В1 газоконденсатного промысла;

Вариант 2 – В2 Ярактинского объекта + В1 Верхнетирского + В1 газоконденсатного промысла.

Вариант 3 – В3 Ярактинского объекта + В1 Верхнетирского + В1 газоконденсатного промысла.

Основные технико-экономические показатели рассмотренных вариантов представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Технико-экономические показатели разработки Ярактинского месторождения в целом

Показатели	Вар_1	Вар_2	Вар_3
Последний год проектного периода	2070	2070	2070
Последний год рентабельного периода	2025	2025	2026
Добыча нефти, тыс. т			
- за проектный период	44 493	44 715	44 493
- за рентабельный период	40 206	40 706	40 792
Показатели	Вар_1	Вар_2	Вар_3
Добыча ПНГ, млн. м3			
- за проектный период	7 549	7 586	7 549
- за рентабельный период	6 810	6 897	6 911
Добыча природного газа, млн. м3			
- за проектный период	13 788	17 108	14 111
- за рентабельный период	12 037	16 438	12 762

Продолжение таблицы 4.4

Показатели	Вар_1	Вар_2	Вар_3
Добыча природного газа, млн. м ³			
- за проектный период	125 281	125 281	125 281
- за рентабельный период	31 325	31 325	36 057
Добыча ШФЛУ, тыс. т			
- за проектный период	6 107	6 107	6 107
- за рентабельный период	4 774	4 774	4 930
Обводненность продукции			
- за проектный период	98%	98%	98%
- за рентабельный период	91%	92%	88%
КИН			
- за проектный период	0,478	0,480	0,478
- за рентабельный период	0,441	0,445	0,446
Бурение новых скважин	398	470	606
Капитальные затраты ВСЕГО, млн. руб.	244 839	279 257	258 198
Строительство скважин	158 427	187 731	165 678
ОНСС	5 015	5 922	7 636
Промысловое обустройство	81 397	85 604	84 885
Эксплуатационные расходы ВСЕГО, млн. руб.			
- за проектный период	782 146	809 625	800 009
- за рентабельный период	594 242	621 423	603 330
Эксплуатационные расходы (без НДС и Аморт.), млн. руб.			
- за проектный период	249 576	247 781	256 346
- за рентабельный период	133 949	138 006	144 523
Выручка от реализации, млн. руб.			
- за проектный период	785 278	788 527	785 278
- за рентабельный период	666 747	674 220	677 982
Чистый доход млн. руб.			
- за проектный период	-47 587	-73 946	-68 860
- за рентабельный период	237	-29 347	-8 548
NPV, млн. руб.			
- за проектный период	-26 773	-47 892	-20 406
- за рентабельный период	-17 913	-39 321	-8 533
IRR	0,1%	0,0%	0,0%
PI	0,92	0,83	0,96
Период окупаемости, лет	11	нет	нет

Продолжение таблицы 4.4

Показатели	Вар_1	Вар_2	Вар_3
Дисконт. период окупаемости, лет	нет	нет	нет
Доход государства, млн. руб.			
- за проектный период	677 506	675 852	679 123
- за рентабельный период	585 055	586 742	594 578
Дисконтированный доход государства, млн. руб.			
- за проектный период	430 289	431 949	427 878
- за рентабельный период	412 537	415 048	413 454

Динамика NPV по вариантам рассматриваемого объекта представлена на рисунке 4.4.

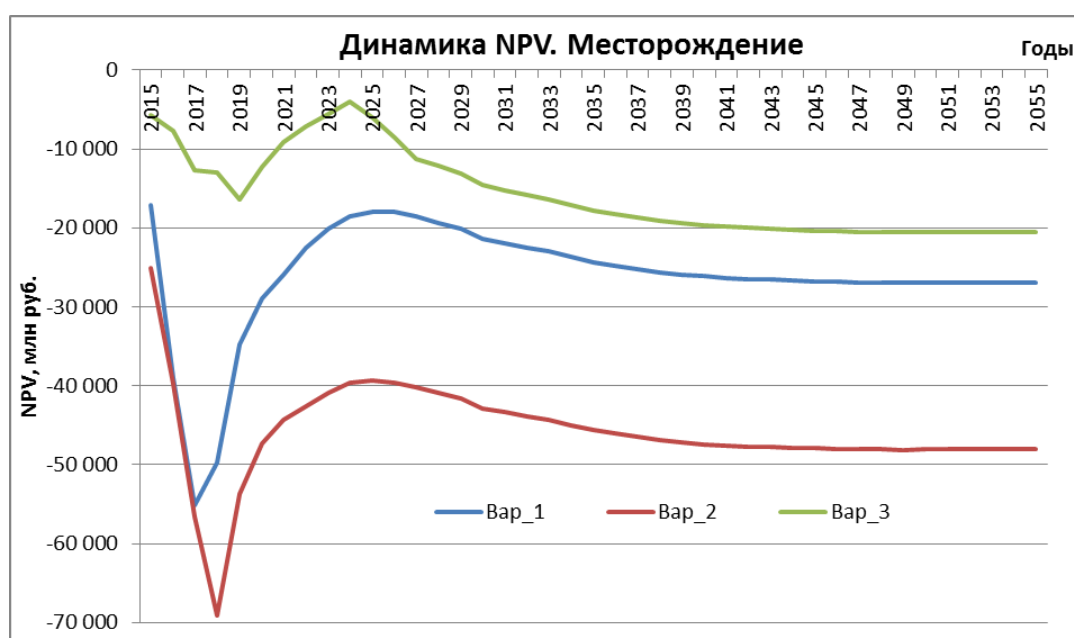


Рисунок 4.4 - Динамика NPV вариантов разработки Ярактинского месторождения в целом

По результатам выполненных расчетов наилучшими технико-экономическими показателями разработки Ярактинского месторождения в целом характеризуется вариант 3, который и рекомендуется к последующей реализации[8].

Динамика дисконтированных денежных потоков, а также структура NPV по третьему варианту разработки месторождения, представлены на рисунках 4.5 – 4.7.

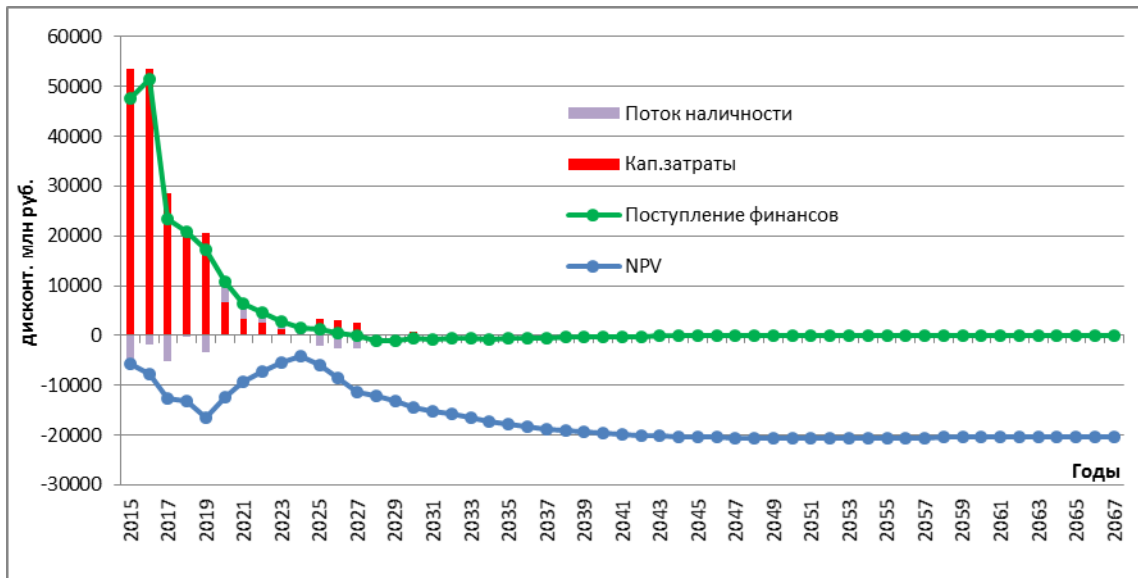


Рисунок 4.5 - Динамика дисконтированных денежных потоков по месторождению. Вариант 3

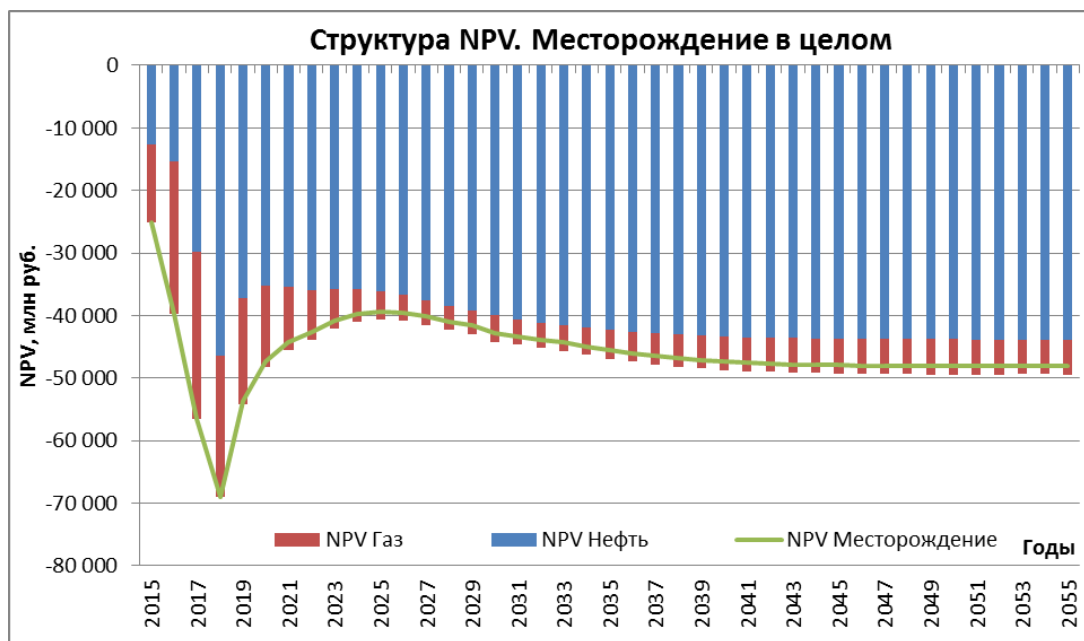


Рисунок 4.6 - Динамика структуры NPV в разрезе добываемой продукции. Вариант 3

Всего, в освоение Ярактинского месторождения в рамках рекомендуемого варианта предполагается инвестировать 258,2 млрд руб., из которых 165,7 млрд. руб. приходится на эксплуатационное бурение, 84,9 млрд. руб. в промышленное обустройство, и 7,6 млрд. руб. на оборудование для нефтедобычи.

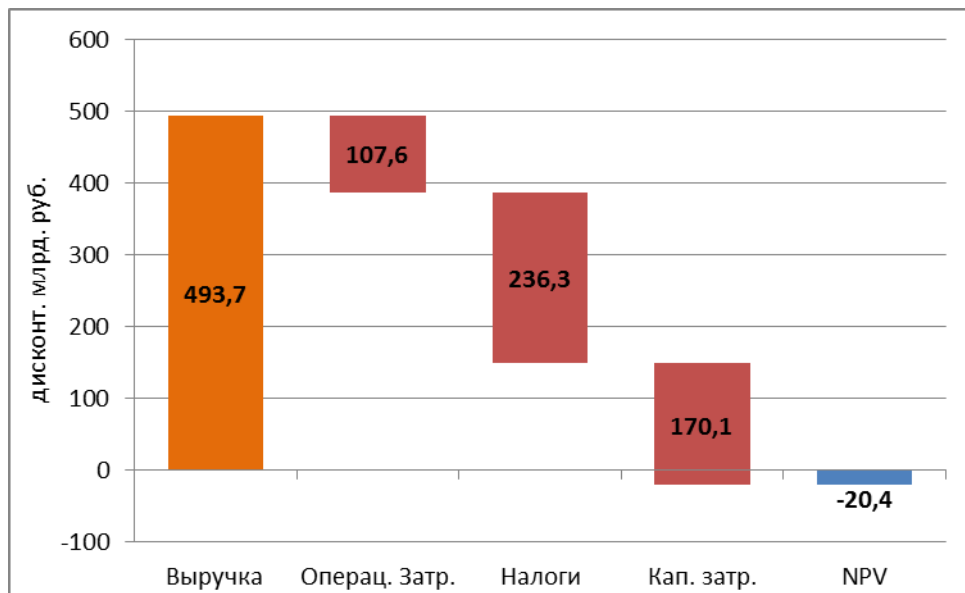


Рисунок 4.7 - Структура NPV месторождения в целом. Вариант 3

Размер эксплуатационных затрат, с учетом НДС и амортизации, составит, за рассматриваемый период разработки величину равную 800 млрд руб. Из них на долю непосредственно операционных затрат, связанных с добычей, подготовкой и транспортировкой нефти, газа и конденсат, а также функционированием месторождения, приходится 256,3 млрд. руб. На НДС приходится 324,8 млрд. руб. Амортизационные отчисления составляют 218,8 млрд. руб.

Выручка недропользователя, очищенная от экспортной пошлины, затрат на транспортировку и НДС составит 796,4 млрд. руб.

Выполненная оценка экономической эффективности показала, что при достигаемых в работе технологических показателях, а также заданных макропараметрах и нормативах затрат, разработка месторождения является нерентабельной, так как NPV (при н.д. 10%) характеризуется отрицательной величиной – минус 20,4 млрд руб.

4.5 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности чистого дисконтированного дохода рекомендуемого варианта проводился по отношению к следующим основным факторам неопределенности и риска[18]:

- изменению объема добычи УВ сырья;
- изменению объема капитальных вложений;
- изменению объема текущих затрат;
- изменению цены на УВ сырье на внутреннем и мировом рынках.

Оценка чувствительности NPV выполнена при возможном отклонении указанных факторов в сторону увеличения и уменьшения в диапазоне (-30) и (+30). Результаты расчетов анализа чувствительности по месторождению представлены в таблице 4.5 и на рисунке 4.8.

Таблица 4.5 - Влияние основных параметров проекта на экономический результат

Факторы	Значение NPV, млн руб.			Граничное изменение фактора, % (NPV=0)	Коэффициент эластичности, %	Рейтинг влияния фактора
	Базовое	При изменении фактора				
		30%	-30%			
Добыча	-20 406	48 539	-73 144	8,8%	11,4%	1
Цена	-20 406	25 431	-66 642	13,2%	7,5%	3
CAPEX	-20 406	-72 886	31 539	-11,7%	8,6%	2
OPEX	-20 406	-49 562	8 684	-21,0%	4,8%	4

Наибольшее влияние на экономическую эффективность освоения проекта оказывает изменение добычи УВ сырья. При увеличении данного показателя на 8,8% чистый дисконтированный доход принимает положительное значение.

Менее чувствителен проект к изменению цены реализации нефти и конденсата. NPV примет положительное значение в случае увеличения цены на 13,2%.

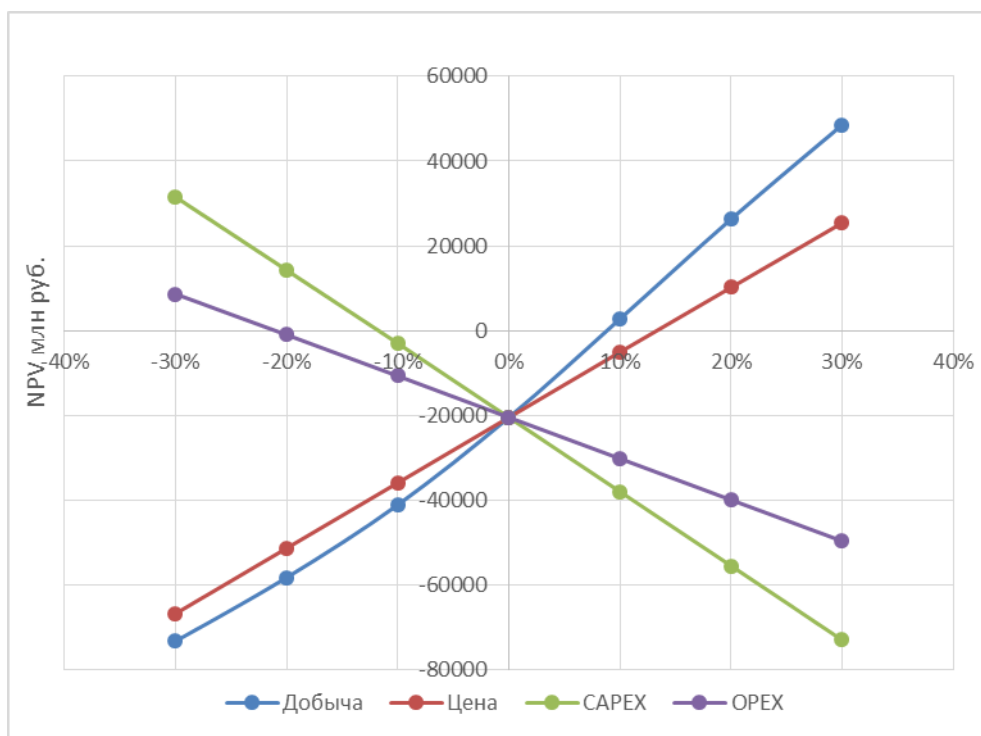


Рисунок 4.8 - Анализ чувствительности ЧДД к изменению рассматриваемых факторов

Менее чувствителен проект к изменению уровня капитальных вложений. NPV примет положительное значение в случае снижения капитальных затрат на 11,7%.

Наименьшее влияние на экономику проекта из всех рассмотренных факторов неопределенности оказывают эксплуатационные затраты (без налогов и амортизации). NPV проекта примет положительное значение только в случае снижения уровня эксплуатационных затрат 21%.

В результате проведенного анализа было выявлено, что оптимальным сочетанием технологических и экономических показателей характеризуется третий вариант разработки месторождения, который рекомендуется к реализации.

Третий вариант разработки месторождения характеризуется следующими значениями показателей эффективности:

- чистый доход (ЧД) – минус 68 860 млн. руб.

- чистый дисконтированный доход (NPV) – минус 20 406 млн. руб.
- внутренняя норма рентабельности (IRR) – 0,0%
- индекс доходности инвестиций (PI) – 0,96.

Выполненная оценка экономической эффективности показала, что при достигаемых в работе технологических показателях, а также заданных макропараметрах и нормативах затрат, разработка месторождения является нерентабельной.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Иванову Руслану Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление / специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом работ являются кусты скважин на Ярактинском месторождении (Иркутская область) ООО «Иркутская нефтяная компания». При добыче нефти и газа могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов на объектах Ярактинского месторождения (Иркутская область) ООО «Иркутская нефтяная компания»:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты; - (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов на объектах Ярактинского месторождения (Иркутская область) ООО «Иркутская нефтяная компания»:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	<p>Согласно ГОСТ 12.0.003-74 были определены опасные и вредные факторы.</p> <p>1.1. Вредные факторы: 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"> 1) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2) Повышенный уровень вибрации и шума от работы оборудования; 3) Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. <p>1.2 Опасные факторы: 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"> 1) Электрический ток; 2) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);

<ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>3. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Возможные ЧС во время проведения работ по добыче нефти и газа: пожары, взрывы. Меры по предупреждению возникновения пожаров и ГНВП.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Организация (компоновка) рабочей зоны</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Иванов Руслан Александрович		

5 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 Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения (Иркутская область) ООО «Иркутская нефтяная компания».

Ярактинское месторождение находится в южной части Иркутской области в 325 км от г. Иркутск на водоразделе между верховьями рек Нижней Тунгуски и Непы[1].

Климат района резко континентальный, со значительными колебаниями суточных и сезонных температур, с продолжительной холодной зимой и коротким жарким летом. Самыми холодными месяцами являются декабрь и январь с температурой воздуха до минус 48°С – минус 55°С.

В районе работ населенные пункты отсутствуют, местность покрыта сплошной труднопроходимой тайгой с сильно расчлененным рельефом.

5.1 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 [19]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены названия характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

5.1.1 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 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование запроектированных видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 [19])		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 показателей микроклимата на открытом воздухе	ГОСТ 12.1.019-2009 [20] ГОСТ 12.1.038-82 [21] ГОСТ 12.1.005-88 [22]
	2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	2. Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.4.125-83 [23] ГОСТ 12.1.003-2014 [24]
		3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	ГОСТ 12.1.010-76 [25]

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 Иркутской 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 [20], 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 12.1.003-2014[21] . 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[22] 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 мг/м³. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека[23].

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.

5.1.2 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 [24], ГОСТ 12.1.038–82 [25]).

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 1000 В 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 (спускоподъёмные, экскаваторы, краны, погрузчики).

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

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

- 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[26] 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.

5.2 Экологическая безопасность

Для повышения степени экологической безопасности и минимизации ущерба, наносимого окружающей природной среде при эксплуатации месторождения на объектах Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения (Иркутская область) ООО «Иркутская нефтяная компания», 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 [27]).

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 [28]). Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе (ГОСТ 12.1.005-88 [28])

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	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.

5.3 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[29].

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[30].

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!»

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работники компании имеют отпуск в 44 календарных дня (28 дней по Трудовому кодексу РФ [31] 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 «Ингосстрах». 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.

5.4.2 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

В результате проведенной работы было выявлено, что основными продуктивными горизонтами Ярактинского месторождения являются верхнетирский и ярактинские горизонты.

Продуктивные пласты Ярактинского месторождения имеют обширные зоны замещения коллектора непроницаемыми породами, что в свою очередь вызывает сложность разработки месторождения.

В результате проведенного анализа разработки месторождения можно сказать, что на месторождении реализуются основные проектные решения. Месторождение разбуривается в соответствии с проектом, решения по реализации фонда скважин выполнены на 44,1%. Добывающий фонд в основном высокодебитный, добыча нефти ведется механизированным и фонтанным способом.

В неработающем добывающем фонде находится 32 скважины (25,8% всего добывающего фонда), что не является критической величиной и свидетельствует об удовлетворительном состоянии фонда месторождения.

Основными причинами остановки добывающих скважин являются технические причины (46,7%) и их низкая продуктивность (46,7%).

Для снижения количества скважин бездействующих по причине низкой продуктивности рекомендуется, бурение горизонтальных и наклонно-направленных скважин, а также проведение ГРП на добывающем фонде скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Подсчет запасов и ТЭО КИН Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2008 г.
2. Дополнение к технической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2008 г.
3. Авторский надзор за реализацией дополнения к технической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2009.
4. Дополнение к технической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2011 г.
5. Дополнение к технической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2012 г.
6. Дополнение к технологической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР РОСНЕДР по УВС №5871 от 25.12.2013 г.
7. Проект пробной эксплуатации верхнетирского горизонта Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР РОСНЕДР по УВС №6109 от 16.12.2014 г.)
8. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти / А.А. Богданов. – М.: Недра, 1968. – 272 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 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
20. Постановление ЯНАО №194 от 20.07.1992г. о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах.
21. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
23. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
24. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
25. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
26. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением №1).
27. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
28. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

29. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123.

30. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

31. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018).

