

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Санкт–Петербургский политехнический университет Петра Великого
Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли
Высшая школа управления и бизнеса

Работа допущена к защите

Директор
Высшей школы управления и
бизнеса

_____ И.В. Ильин
« ____ » _____ 2021 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

**ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ
ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

по направлению подготовки _____ 38.04.02 «Менеджмент»
(код и наименование направления подготовки)

направленность (профиль) _____ 38.04.02_15 «Менеджмент в
нефтегазовом комплексе»
(код и наименование направленности (профиля)
образовательной программы)

Выполнил студент
гр. 3743802/81501

_____ М.Е. Коптев

Научный руководитель
профессор ВШУиБ,
д–р экон. наук, профессор

_____ А.А. Ильинский

Консультант
по нормоконтролю

_____ А.М. Смирнова

Санкт–Петербург
2021

Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation
Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University
Institute of Industrial Management, Economics and Trade
Graduate School of Management and Business

The work is admitted to defend
Head of the Graduate School of
Management and Business

_____ I. V. Ilin
«_____» _____ 2021

**GRADUATE QUALIFICATION PAPER
MASTER'S DISSERTATION**

**ECONOMIC SUBSTANTIATION OF OIL RESOURCE
DEVELOPMENT SYSTEMS BASED ON THE APPLICATION OF
INTELLIGENT TECHNOLOGIES**

Field of study _____ 38.04.02 “Management”
(code and name)
Educational program _____ 38.04.02_15 “Management in the Oil and Gas
Industry”
(code and name)

Completed by student
gr. 3743802/81501 _____ M.E. Koptev

Scientific Supervisor
Professor at the GSMB,
Dr. Sc. (Economics), Full Prof. _____ A.A. Ilyinsky

Consultant
for standards compliance _____ A.M. Smirnova

St. Petersburg
2021

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО**
Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли
Высшая школа управления и бизнеса

УТВЕРЖДАЮ

Директор
Высшей школы управления и
бизнеса

_____ И.В. Ильин
«___» _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы
студенту Коптеву Максиму Евгеньевичу, гр. 3743802/91501

1. Тема работы: Экономическое обоснование систем разработки запасов нефти на основе применения технологии интеллектуальных месторождений.

2. Срок сдачи студентом законченной работы: «02» июня 2021 г.

3. Исходные данные по работе: материалы производственной и преддипломной практики, монографии, учебники, статьи и другие периодические издания, материалы сети INTERNET-публикаций.

4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

1 Предпосылки к разработке и внедрению технологии «Интеллектуальное месторождение»

1.1 Анализ современного состояния нефтегазовой промышленности

1.2 Необходимость внедрения технологии «интеллектуального месторождения» на нефтедобывающем предприятии.

1.3 Идея технологии «интеллектуального месторождения»

2 Анализ мирового опыта внедрения и перспектив развития технологии ИМ

2.1 Современное состояние и перспективы развития интеллектуальных месторождений

2.2 Практика применения технологии ИМ в России и мире

2.3 Методика определения возможности внедрения технологии ИМ

3 Оценка экономической эффективности внедрения системы ИМ и организация управления ее внедрением

3.1 Выбор месторождения и определение исходных данных

3.2 Оценка экономической эффективности внедрения ИМ

3.3 Дорожная карта внедрения ИМ

5. Перечень графического материала: схемы, рисунки, графики, таблицы в пояснительной записке к выпускной квалификационной работе – по теме «Экономическое обоснование систем разработки запасов нефти на основе применения технологии интеллектуальных месторождений», в том числе в мультимедийной презентации к докладу по выпускной квалификационной работе.

6. Консультанты по работе: отсутствуют.

7. Дата выдачи задания «26» марта 2020 г.

Руководитель ВКР _____ А.А. Ильинский

Задание принял к исполнению « ____ » _____ 2021 г.

Обучающийся _____ М.Е. Коптев

Консультант _____ М.А. Смирнова
по нормоконтролю _____

Заполняется нормоконтролером:

Нормоконтроль _____

Дата прохождения нормоконтроля « ____ » _____ 2021 г.

РЕФЕРАТ

На 96 с., 21 рисунок, 24 таблицы, 3 приложения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЦИФРОВИЗАЦИЯ, УПРАВЛЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС, ДОРОЖНАЯ КАРТА, ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Тема выпускной квалификационной работы магистра: «Экономическое обоснование систем разработки запасов нефти на основе применения технологии интеллектуальных месторождений».

Целью исследования является обоснование целесообразности внедрения технологии интеллектуального месторождения в системы разработки запасов нефти.

Предмет исследования: организационно-управленческие отношения, возникающие при внедрении технологии интеллектуального месторождения.

Методы исследования: теоретические методы исследования, метод аналогий, методы оценки инвестиционной привлекательности проектов.

Основные результаты исследования:

- выявлены проблемы современной нефтегазодобывающей промышленности России и обосновано решение о применении технологии интеллектуального месторождения;
- обоснована экономически эффективная разработка запасов нефти с применением технологии ИМ на примере Долгинского месторождения;
- определен поэтапный план мероприятий по внедрению системы интеллектуальных месторождений;

Область применения результатов ВКР применение результатов работы возможно в деятельности нефтегазодобывающих компаний.

Научной новизной исследования является разработка экономической модели проекта освоения месторождения с применением ИМ, а также разработка «дорожной карты» реализации проекта внедрения технологии интеллектуального месторождения в структуру компании.

Выводы. Задачи, поставленные автором ВКР, решены, цель достигнута, определена область применения результатов. Результаты исследования являются обладают научной новизной. Были обоснованы перспективы развития технологии ИМ и направления исследования в этой области.

ABSTRACT

96 pages, 21 figures, 24 tables, 3 appendixes

KEY WORDS: INTELLIGENT FIELD, DIGITALIZATION, MANAGEMENT, OIL AND GAS COMPLEX, ROADMAP, EFFICIENCY

The title of the master graduate qualification work: «Economic substantiation of oil resource development systems based on the application of intelligent technologies»

The aim of the study is to substantiate the feasibility of introducing smart field technology into oil reserves development systems.

Research subject: organization and management relationships arising during the implementation of intelligent field technology.

Research methods: theoretical research methods, analogy method, methods for assessing the investment attractiveness of projects.

The main results of the study:

- identified the problems of the modern oil and gas industry in Russia and substantiated the decision on the use of intelligent field technology;

- justified the economically effective development of oil reserves using the IM technology on the example of the Dolginskoye field;

- a step-by-step action plan for the implementation of a system of intelligent fields has been determined;

Application field: application of the results of work is possible in the activities of oil and gas companies.

The scientific novelty of the study is the development of an economic model of the field development project using intelligent field, as well as the development of a "road map" for the implementation of the project of introducing intelligent field technology into the structure of the company.

Conclusions: The tasks set by the author of the study have been solved, the goal has been achieved, the field of application of the results has been determined. The research results are of scientific novelty. Prospects for the development of IM technology and research directions in this area were substantiated.

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	8
ВВЕДЕНИЕ	9
1 ПРЕДПОСЫЛКИ К РАЗРАБОТКЕ И ВНЕДРЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ»	12
1.1 Анализ современного состояния нефтегазовой промышленности	12
1.2 Необходимость внедрения технологии «интеллектуального месторождения» на нефтедобывающем предприятии.	21
1.3 Идея технологии «интеллектуального месторождения».....	22
Выводы к главе 1	29
2 АНАЛИЗ МИРОВОГО ОПЫТА ВНЕДРЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИМ	30
2.1 Современное состояние и перспективы развития интеллектуальных месторождений	30
2.2 Практика применения технологии ИМ в России и мире	36
2.3 Методика определения возможности внедрения технологии ИМ .	40
Выводы к главе 2	45
3 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ ИМ И ОРГАНИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЕЕ ВНЕДРЕНИЕМ	47
3.1 Выбор месторождения и определение исходных данных.....	47
3.2 Оценка экономической эффективности проекта внедрения ИМ	56
3.3 Дорожная карта внедрения ИМ	65
Выводы к главе 3	70
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	71
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	73
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	82
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	84
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	92

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

БП	–	бизнес-план
ВНД	–	внутренняя норма доходности
ГРР	–	геологоразведочные работы
ИД	–	индекс доходности
ИМ	–	интеллектуальное месторождение
КИН	–	коэффициент извлечения нефти
КИП	–	контрольно-измерительные приборы
МУН	–	методы увеличения нефтеотдачи
НГК	–	нефтегазовый комплекс
НДПИ	–	налог на добычу полезных ископаемых
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НИИ	–	научно-исследовательский институт
ННБ	–	наклонно-направленное бурение
ОПФ	–	основные производственные фонды
ПО	–	программное обеспечение
ПРБ	–	поисково-разведочное бурение
ТРИЗ	–	трудноизвлекаемые запасы
ТЭК	–	топливно-энергетический комплекс
ТЭО	–	технико-экономическое обоснование
УВ	–	углеводороды
ФОТ	–	фонд оплаты труда
ФСС	–	фонд социального страхования
ЦБ	–	Центральный Банк
ЧДД	–	чистый дисконтированный доход
ШГН	–	штанговые глубинные насосы
ЭЦН	–	электроцентробежные насосы

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования. В настоящее время происходит истощение запасов традиционных нефтяных месторождений, которые находятся на суше. Более 50 % таких залежей обладают повышенной обводненностью, что увеличивает себестоимость нефти. Основная часть (более 65 %) российских нефтегазовых месторождений находится в труднодоступных местах: в море, на шельфе, в Арктической зоне, и обладает запасами, которые освоить с помощью современных технологий почти невозможно. К таким запасам относятся сланцевый газ, ТРИЗ. Поэтому необходимо принимать инновационные решения для внедрения в производство, которые в ближайшем будущем позволят повысить нефтеотдачу и дебит скважины, а также снизить себестоимость нефти и капитальные затраты.

Кроме того, все мировые энергетические компании стремятся к сбалансированию своих активов, при которых объемы извлечения углеводородов максимальны, а затраты минимизированы. Необходимо внедрении инновационных технологий, которые будут показывать высокую надежность и качество принимаемых решений для повышения производительность и контроля безопасности оборудования на месторождении.

Одними из таких инновационных решений являются интеллектуальные технологии, способные управлять месторождением, не находясь непосредственно на самом нефте- или газопромысле, в частности, с помощью системы интеллектуального месторождения (ИМ). Это система нацелена на оптимизацию производственных процессов, увеличение добычи УВ, минимизацию экологических, производственных и других рисков.

Данные технологии – залог успешной разработки и дальнейшего освоения нефтяных и газовых месторождений. Они предполагают модернизацию всей цепочки производственного процесса за счет получения данных с месторождения в режиме реального времени и ускоренное принятие управленческих решений, позволяющих эффективно осваивать месторождение

Но на осуществление внедрения таких технологий требуется очень большие денежные затраты, поэтому для того, чтобы такой масштабный проект одобрили, необходимо экономическое обоснование применения такой технологии.

В то же время многие компании не до конца понимают всю прелесть использования такого рода технологий, ссылаясь на то, что автоматизированные датчики могут сломаться и показывать неправильные данные. Для такого и предназначено это научное

исследование: объяснить всем, что разработка запасов нефти с применением технологии интеллектуальных месторождений – это вклад в будущий прогресс компании и лучшее освоение месторождений. Поэтому экономическое обоснование применения данных технологий для разработки запасов нефти является актуальной задачей современной науки и практики.

Выбор пал именно на эту тему исследования из-за ее актуальности, плохой изученности проблем, связанных с этой темой. Именно они определили цель и задачи данного исследования.

Цель исследования состоит в обосновании целесообразности применения технологий интеллектуального месторождения для разработки запасов нефти.

В соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

- выполнить анализ нефтегазовой отрасли России и мира;
- проанализировать современное состояние интеллектуальных технологий и сделать выводы о перспективах развития этих технологий;
- провести анализ существующего опыта применения технологий ИМ и сделать выводы о возможности применения для разработки запасов нефти;
- оценить месторождения по предложенной методике и выбрать подходящие для внедрения технологии ИМ;
- провести оценку экономической эффективности внедрения технологии ИМ и сделать выводы о целесообразности применения данной технологии;
- разработать рекомендации по управлению бизнес-процессами интеллектуального месторождения.

Объектом исследования является нефтегазовая промышленность России.

Предметом исследования являются организационно-управленческие решения, возникающие при введении технологии интеллектуального месторождения.

Научная новизна состоит в разработке экономической модели разработки месторождения с применением технологии ИМ; в разработке плана мероприятий по внедрению технологии интеллектуального месторождения в нефтегазодобывающую компанию для реализации проектов разработки запасов нефти; в экономическом обосновании эффективности применения технологии интеллектуального месторождения.

Практическая значимость заключается в предложении практических решений управленческого характера по внедрению

технологии ИМ для оптимизации бизнес-процессов нефтегазовой компании:

- определены показатели экономической эффективности проекта внедрения технологии ИМ на нефтепромысле;

- разработана план мероприятий по внедрению системы ИМ для разработки и освоения запасов нефти.

Результаты исследования и разработка мероприятий по внедрению ИМ возможны к применению в деятельности нефтяных и газовых компаний для реализации своих проектов по освоению месторождений, а также для развития компании в целом

Публикации. По теме исследования опубликована одна статья по теме «Перспективы развития и применения технологии интеллектуального месторождения в арктической зоне и на шельфе Российской Федерации» в сборнике трудов научно-практической и учебной конференции «Фундаментальные и прикладные исследования в области управления, экономики и торговли», рекомендованном РИНЦ, и одна статья по теме «Стратегическое управление развитием предприятий топливно-энергетического комплекса в арктическом регионе Российской Федерации в эпоху Industry 4.0» в журнале «Север и рынок: формирование экономического порядка», рекомендованном ВАК.

1 ПРЕДПОСЫЛКИ К РАЗРАБОТКЕ И ВНЕДРЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ»

1.1 Анализ современного состояния нефтегазовой промышленности

В современном мире все актуальнее становится использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ), ввиду их экологичности и более простого способа получения энергии. Но, несмотря на это, традиционные, невозобновляемые источники энергии (нефть, газ и уголь) имеют больший удельный вес в структуре мирового энергопотребления (таблица 1.1).

Таблица 1.1 — Структура мирового энергопотребления в 2014 и 2019гг. [1;2].

Вид топлива	2014 г., млн.т.н.э	2014 г., %	2019г., млн.т.н.э	2019 г., %	Изменение потребления
Нефть	4251,6	32,7	4610,4	33,1	+0,41
Газ	3081,5	23,7	3378,5	24,2	+0,56
Уголь	3911,2	30,0	3770,4	27,0	-3,00
Атомная энергия	575,5	4,4	595,2	4,3	-0,15
Гидроэнергия	884,3	6,8	899,5	6,4	-0,34
ВИЭ	316,6	2,4	692,2	5,0	+2,53
Итого	13020,7	100	13946,2	100	

Как видно из таблицы 1.1 за последние 6 лет уменьшается использование угля на 3%, как наиболее «грязного» вида топлива с точки зрения выбросов углекислого газа, в то же время происходит увеличение возобновляемых источников энергии (ветроэнергетика, солнечная энергетика и др.) на 2,5 % из-за мировой ориентации на экологически чистые виды энергии.

На рисунках 1.1, 1.2 графически представлено процентное содержание в структуре мирового энергопотребления. Также можно заметить увеличение потребления газа в связи с развитием технологии сжиженного природного газа (СПГ), благодаря которой стало возможно доставка газа в уголки мира, где нет газовых трубопроводов.

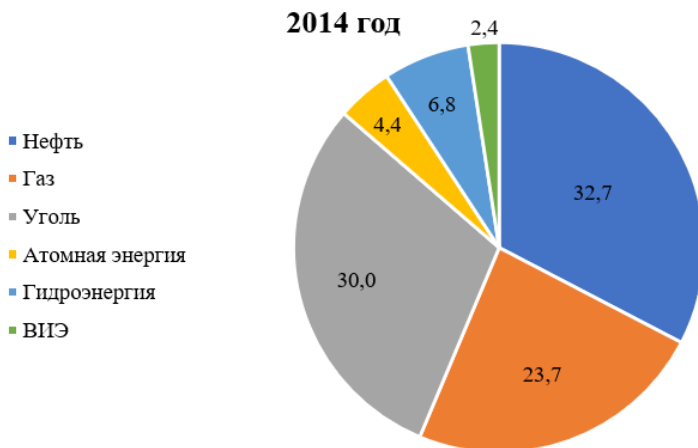


Рисунок 1.1 — Структура мирового энергопотребления в 2014 году.
Источник: составлено автором на основе [1]

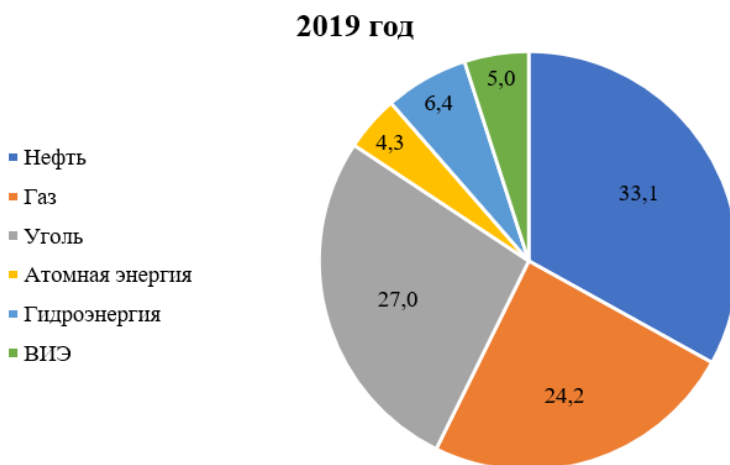


Рисунок 1.2 — Структура мирового энергопотребления в 2019 году.
Источник: составлено автором на основе [2]

Нефтяные и газовые производители входят в топливно-энергетический комплекс и являются драйверами российской экономики. От развития ТЭК зависят технико-экономические показатели, возможность роста и масштабирования промышленности РФ.

Россия занимает лидирующие положения в мире по добыче энергоресурсов. В нефтяной и газовой отрасли – находится в тройке, в угольной отрасли и производства электроэнергетики – входит в пятерку стран [3].

Прошлый год для нефтяной отрасли России стал рекордным не в положительном ключе. Каждый год нефтяные компании страны наращивали темпы добычи (рисунок 1.3). Но в 2020 году из-за сокращения мирового спроса на нефть на 10 млн. баррелей в день и цены на 35 % в связи с пандемией COVID-19, российские энергетические компании в сумме добыли 512 млн. т сырой нефти, что составляет 91,3 % от показателя 2019 года (таблица 1.2). Это является антирекордом с 2009 [4;5].

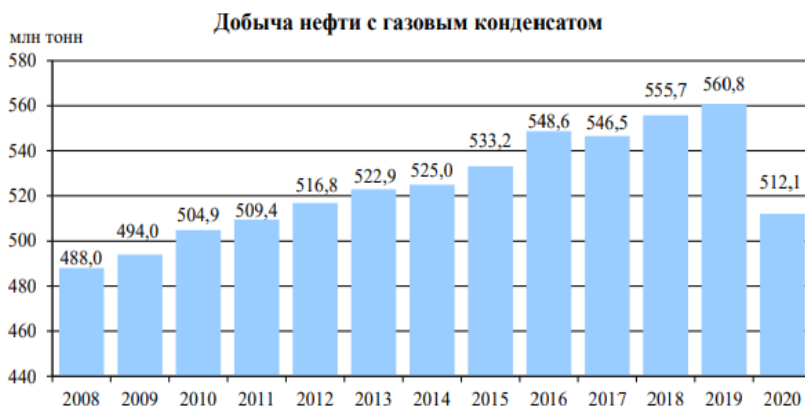


Рисунок 1.3 – Объем добычи нефти РФ с 2008 года [4]

Таблица 1.2 – Основные производственные показатели РФ [5]

Показатель	2020 г.	В % к 2019 г.
Объем добычи нефти, млн. т.	512,1	91,3
Объем добычи газа, млрд. м ³	694,3	94,0
Объем первичной переработки нефти, млн.т	274,8	94,8
Средняя цена нефти Urals, \$ за баррель	41,4	63,7
Средняя цена газа на хабе ТТФ, \$ за тыс. м ³	113,6	71,1

Большее число открытых месторождений, где происходит большая часть добычи нефти России, находится в Западной Сибири. Почти 50 % запасов нефти этого региона – это тяжелые нефти, которые являются самым ценным сырьем для нефтепереработки. Однако большинство проектов разработки и освоения месторождения заморожены (Баженовская свита и ачимовские отложения). Разработка этих проектов не рентабельно в виду дорогостоящего оборудования и невозможности применения технологий, которые применяются на традиционных запасах нефти. Очень высокая себестоимость добычи приводит к нерентабельности разработки месторождений. Необходимы инновационные подходы, новаторские решения в области добычи тяжелой нефти.

В настоящий момент крупные и крупнейшие нефтяные месторождения истощаются из-за опережающей выработки и неблагоприятных условий, то есть структура запасов изменяется. Следовательно, повышается обводненность разрабатываемых месторождений. Повышенная обводненность приходится на более чем половину объектов нефтедобычи (с обводненностью более 70 %). В связи с чем наблюдается тенденция к росту себестоимости добычи. [3;6]. Таким образом, можно выделить несколько проблем современной нефтегазовой промышленности России.

1. Снижение объемов геологоразведочных работ (ГРП).

Как известно, затраты на проведение ГРП переносятся на себестоимости добычи нефти, что значительно ее увеличивает. В то время как все энергетические компании стремятся к максимизации своего капитала. Следовательно, выгоднее сокращать количество проведенных ГРП, а также на поисково-разведочное бурение. Тем самым, по показателям эффективности наблюдается рост прибыли, что вполне устраивает топ-менеджмент компании и инвесторов [3].

Но в то же время, не исследуя дополнительные области для увеличения количества запасов нефти, компании могут стать банкротами. Следовательно, необходимо развивать этот вид работ, в частности, сейсморазведку.

В сентября 2016 был введен мораторий на продажу новых лицензионных участков на шельфе, что явилось ключевым фактором развития рынка сейсморазведки на море после кризиса 2014 года.

В 2019 году в РФ было выполнено 34,9 тыс. км² 3D-сейсморазведки (+4,2 % г/г) и 28,6 тыс. пог. км и 2D-сейсморазведки (-0,8 % п/г) на суше и 6,1 тыс. кв. км 3D-сейсморазведки и 22,7 тыс. пог. км 2D-сейсморазведки на море. В денежном выражении объем рынка составил 705 и 124 млн долл. США без учета НДС соответственно, из

которых 88% и 77% соответственно приходилось на 3D-сейсморазведку. 2019 году около половины сейсморазведки на суше в денежном выражении выполнялось в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономном округах, 21 % – в новых регионах нефтедобычи в Восточной Сибири, 20 % в регионах Приволжского федерального округа [7].

Ключевым фактором динамики развития рынка сейсморазведки на море является введенный в сентябре 2016 года мораторий на продажу новых лицензионных участков на шельфе.

2D–сейсморазведка сильно пострадала от кризиса 2015–2016 годов. Это было связано с сокращением программ геологоразведки небольших нефтяных компаний, на которые приходилось около трети общего спроса до кризиса, а также с переходом части финансирования геологоразведки новых участков крупных компаний на доразведку существующих месторождений 3D–сейсморазведкой (рисунок 1.4) [7].

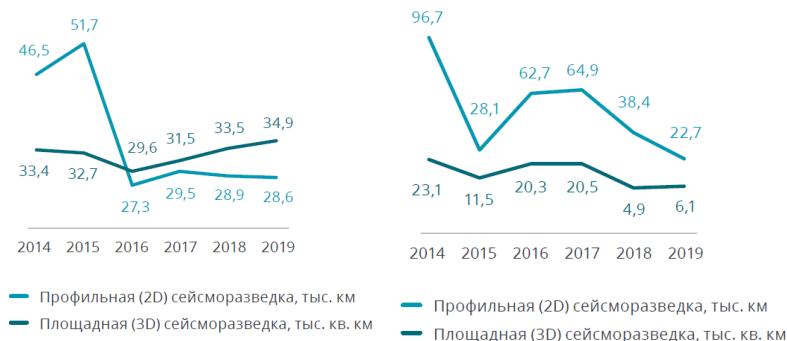


Рисунок 1.4 – Объем выполненных работ по сейсморазведке на суше и на море [7]

Второй тенденцией, наблюдаемой на рынке, является рост требований заказчиков к эффективности и технологичности сейсморазведки, так как необходимы технологии с минимальным воздействием на окружающую среду. И немногие компании могут себе позволить сейчас такие технологии. Поэтому происходит снижение.

Также снижение объёмов ГРП приводит к снижению темпов открытия новых месторождений и ухудшению качества геологической информации, необходимой для дальнейших управленческих решений по разработке лицензионного участка. В такой ситуации компании вынуждены обращаться к уже разведанным, но ранее не рентабельным для разработки месторождениям трудноизвлекаемой нефти, а также

искать методы по повышению экономической эффективности на уже разрабатываемых проектах.

2. Трудноизвлекаемые запасы нефти.

К трудноизвлекаемым запасам относятся месторождения или объекты разработки, характеризующиеся неблагоприятными для добычи нефти условиями или (и) её физическими свойствами. К ним могут относиться запасы шельфовой зоны, высоковязкие нефти и остаточные запасы месторождений на поздней стадии разработки [8].

Время маловязкой нефти, нефти низкой плотности постепенно проходит, более 65 % запасов нефти России составляют трудноизвлекаемые запасы (рисунок 1.5) [9].

Изменение доли трудноизвлекаемых запасов нефти в РФ, %



Рисунок 1.5 – Изменение доли трудноизвлекаемых запасов нефти РФ [9]

Сценарий добычи нефти по плану Министерства энергетики РФ (рисунок 1.6) будет выполнен, если добыча ТРИЗ на шельфе составит 25 % [9].

Начало активной разработки месторождений с нетрадиционными запасами газа (сланцевые месторождения и ТРИЗ) сдерживает то, что себестоимость добычи такого углеводородного сырья в 3-5 раз дороже УВ на традиционных запасах нефти (3-5 против 20-30 долларов за баррель) [3].

По прогнозам Минэнерго меры по стимулированию разработки месторождений ТРИЗ, предусмотренные действующим законодательством, сможет повысить стремление энергетических компаний начать разработку проектов освоения таких месторождений.

Тогда это подогреет еще больший интерес к применению современных интеллектуальных и инновационных технологий.

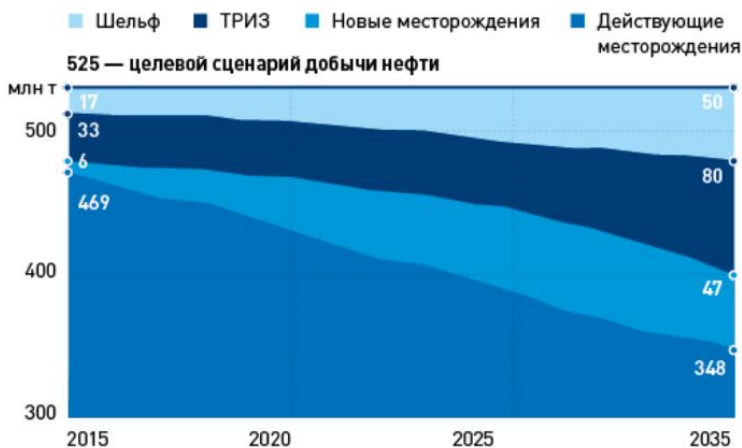


Рисунок 1.6 – Целевой сценарий добычи нефти [9]

3. Коэффициент извлечения нефти (КИН).

Как было отмечено ранее, в настоящее время происходит рост выработанности крупных месторождений маловязкой нефти, переход к низкорентабельным месторождениях высоковязких нефтей и нетрадиционных запасов углеводородов. В связи с чем, происходит уменьшение среднего проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) – основного показателя для оценки эффективности технологий разработки месторождений. Это возникает из-за освоения месторождений с запасами нефти повышенной вязкости, находящихся в породах низкой проницаемости, а также из-за высокой стоимости МУН и методов воздействия на пласт и наличием высокой обводненности объектов [10;11]. Последний является одним из факторов, который существенно снижает КИН. Обводненность достигает 84 % [3].

В зависимости от типа запасов величина КИН меняется [12,13]. Так, средний КИН для активных запасов составляет 0,38–0,45, для низкопроницаемых коллекторов 0,1–0,35 и 0,05–0,25 для высоковязких нефти. Необходимо увеличение нефтеотдачи пласта, для этого можно провести ряд операций с применением технологии интеллектуального месторождения, что позволит увеличить нефтеотдачу более чем на 10% [14].

Чтобы увеличить коэффициент извлечения нефти российским компаниям и государству необходимо выполнять следующие задачи [15]:

1. Активно применять существующие методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

2. Понижать обводненность нефти путем применения дополнительных технологий.

3. Создать льготы на разработку месторождений с низкой рентабельностью или даже отрицательной, что поспособствует стимулированию недропользователя к применению методов, повышающих КИН.

4. Использовать инновационные решения для повышения геолого-промысловых и технико-экономических характеристик проекта.

5. Производить регулирование и изменение свойств пласта-коллектора путем применения методов воздействия на пласт.

4. Рост себестоимости добычи нефти на разрабатываемых месторождениях.

Из-за высокого морального и физического износа оборудования, осложнения условий разработки и освоения месторождения (шельфовые запасы, ТРИЗ и др.) происходит рост операционных затрат, а, следовательно и рост себестоимости добычи.

Согласно расчетам Bloomberg, проведенным на основании данных отчетности МСФО за 2019 г., стоимость добычи барреля нефти у трех крупнейших российских компаний не превышает 12 \$ за баррель (рисунок 1.7) [16]. Для Роснефти эта цифра составляет 11,3 \$ за баррель, для Лукойла — 10,2 \$ за баррель, для Газпром нефти — 9,8 \$ за баррель.

Традиционные запасы нефти и газа истощаются, в отдельных случаях цифра достигает 80 % выработки месторождения. Таким образом, время невысокой себестоимости добычи нефти проходит, появляется необходимость в разработке месторождений с осложненными геологическими, природными, климатическими условиями. Так себестоимость добычи на шельфовых месторождения в 4-5 раза больше себестоимости, к примеру, месторождений Западной Сибири (30-35 против 5-6 долларов за баррель нефти) [3].

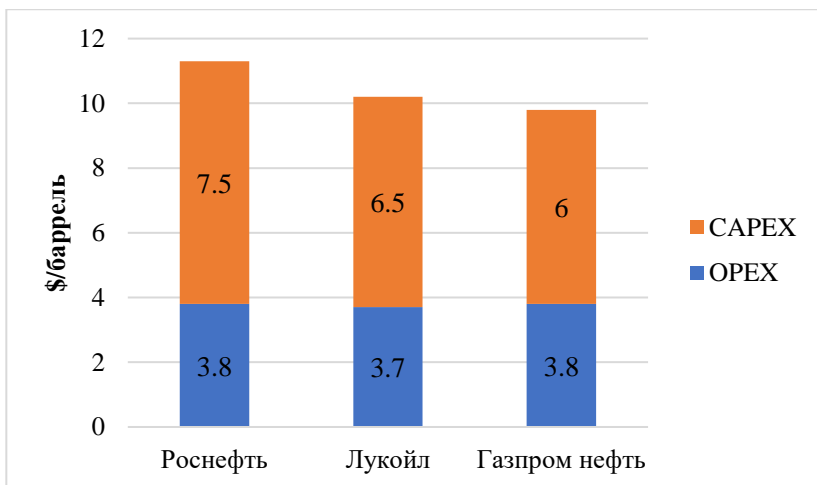


Рисунок 1.7 – Себестоимость добычи нефти.
 Источник: составлено автором на основе [16]

Можно выделить несколько причин, повышающих себестоимость добычи нефти [3]:

1. Наблюдается рост эксплуатационных затрат на месторождения традиционных запасов нефти, так как на них ведется добыча нефти уже более 30-40 лет и ввиду того, что все труднее извлечь нефть из пласта. Они находятся на последней стадии разработки.

2. Поэтому необходимо использование дополнительных методов воздействия на пласт и МУН, что увеличивает капитальные затраты, которые затем также переносятся на себестоимость.

3. Происходит повышение затрат на очистку и переработку нефти для соответствия стандартам качества нефти, так как она на месторождениях добывается с большим количеством воды.

4. Происходит бурение дополнительных эксплуатационных скважин для повышения объема добычи, что приводит, во-первых, к увеличению затрат, которые затем переносятся на себестоимость продукции, а, во-вторых, к падению пластового давления и, следовательно, необходимостью использовать дополнительные методы воздействия на пласт, что возвращает нас к вышеописанному.

Поэтому необходимо применение интеллектуальных технологий и инновационных решений в области разработки и освоения нефтегазовых месторождений, которые позволяют анализировать данные, полученные с промысла, и принимать управленческие решения по поводу нового эксплуатационного фонда или по методам увеличения

нефтеотдачи, так как не всегда применение МУН или дополнительных скважин благоприятно скажется на повышении объемов добычи нефти. Это позволит в будущем эффективно разрабатывать месторождение на всем сроке освоения запасов.

Все эти проблемы заставляют искать новые технологии и новые подходы к повышению эффективности нефтяных предприятий России.

1.2 Необходимость внедрения технологии «интеллектуального месторождения» на нефтедобывающем предприятии.

Сегодня все большее и большее значение отводится построению различных геологических и гидродинамических моделей. С помощью них можно спрогнозировать те или иные сценарии по разработке месторождений нефти и газа, анализируя полученную в режиме реального времени месторождения геолого-промысловую информацию с различных КИП, датчиков и устройств. Такой подход позволяет сокращать производственные затраты, минимизировать риски и не допустить аварийных ситуаций, а также правильно осуществить оценку геологических и извлекаемых запасов.

В нефтяной отрасли России происходит дефицит инновационных технологий. И с учетом санкций в отношении РФ это является очень большой проблемой, так как нет возможности использовать импортное оборудование и программное обеспечение, а освоение новых нефтедобывающих регионов требуют использования технологических и организационно-управленческих новшеств. Поэтому сейчас происходит политика импортозамещения, но не достаточными темпами, чтобы была возможность наращивать производственные мощности по добыче нефти.

Нефтегазовым компаниям необходимо инвестировать большие средства в НИОКР, что позволит освоить месторождения с осложненными условиями и внедрить новые технологии.

Проблемы, которые стоят перед нефтегазовой отрасль, требуют качественных управленческих решений для достижения положительных результатов в области освоения месторождения. Такими решениями является, например, внедрение блокчейн в логистическую составляющую освоения месторождения или потенциально новый метод увеличения нефтеотдачи. Но все равно необходимы также интеллектуальные технологии, так как неверное решение по проекту может привести к большим финансовым убыткам. К примеру, из-за неточного МУН есть возможность получить дополнительный приток нефти, но значительно увеличить капитальные и эксплуатационные затраты, что абсолютно невыгодно. Но в то же

время, простои и экономия может привести к серьезным экономическим и экологическим последствиям.

Поэтому, существует необходимость у нефтедобывающих компаний РФ в инновационной управленческой системе, отличающейся своей эффективностью, которая будет направлена на сбор, анализ информации, моделирование ситуаций и принятия управленческого решения по ней. Такой технологией является система «интеллектуального месторождения», позволяющая повышать эффективность работы нефтяных и газовых промыслов.

Благодаря систематизированному и комплексному подходу к оценке внедрения технологии ИМ, это система может позволить осуществить прирост ЧП нефтегазового предприятия на 20 % [17;18;19].

1.3 Идея технологии «интеллектуального месторождения»

В настоящее время происходит тенденция уменьшения количества и истощение нефтяных месторождений, находящихся на суше. Поэтому необходимо нефтегазовым компаниям проводить мероприятия по внедрению новых месторождений в свои активы, обладать достаточной геологической информацией для возможности проведения операций по добыче нефти и повышения нефтеотдачи пластов. Такие задачи осложняются прежде всего тем, что наиболее перспективные месторождения, пригодные как проведению поисковых работ, так и к промышленной разработке, находятся в труднодоступных зонах (в зоне арктического шельфа и отдаленных областях). Как было отмечено ранее, разработка таких месторождений очень сложна и требует сосредоточенности и наличие достаточного количества информации для принятия решения, чтобы не возросли затраты и угрозы убытков.

Цель реализации проекта освоения месторождения с нетрадиционными запасами – это увеличение количество рентабельных запасов, а следовательно, и увеличение капитала компании. Но при низких мировых ценах на нефть энергетические компании чаще всего не хотят разрабатывать такие месторождения, так как работать в убыток себе никто не хочет. Но с такой проблемой может справиться цифровая трансформация предприятия, с помощью которой будут оптимизированы затраты и увеличены экономические показатели предприятия. Это может вернуть мотивацию к рассмотрению таких проектов [20;21].

Главным фактором обеспечения прорыва с точки зрения поиска оптимальных решений в области разработки и эксплуатации месторождений становится ускорение обработки данных и устойчивое

обоснование решений путем применения информационных технологий. Такие компьютерные информационные системы позволяют обеспечить автоматизацию сбора, фильтрации, хранения и обработки данных, описать физические процессы, прогнозировать добычу углеводородов и визуализировать ключевые параметры для управленческих решений [22].

Такого рода технологии уже повсюду используются в мировой нефтегазовой индустрии, где показали себя с наилучшей стороны. Использование таких технологий позволяет отслеживать данные на всем жизненном цикле продукта, начиная от ГРП и ПРБ и заканчивая поставкой потребителю.

Многие компании имеют данного рода технологии, которые отличаются только названием, но на самом деле по методике своей довольно схожи. Они представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Обозначение технологий «нового» поколения в различных компаниях [22].

<i>Компания</i>	<i>Технология</i>
Shell	Умное месторождение – Smart Field
Chevron	Интеллектуальное месторождение – i-field
BP	Месторождение будущего – Field of the future
Petoro	Умные операции – Smart Operations
Equinor	Интегрированные операции – Integrated Operations
Halliburton	Управление в режиме реального времени – Real Time Operation
Shlumberger	Умные скважины – Smart Wells
OD	Правильный дрейф или правильное направление – eDrift
DOFF (CERA)	Цифровое нефтяное месторождение будущего – Digital oil field of the future
Cap Gemini	Оптимизация интеллектуального месторождения и удаленное управление – Intelligent Field Optimization and Remote Management/INFORM
IAOM, ADCO	Интегрированная модель управления активами – Integrated Asset Operation Model
Газпром нефть	Цифровое месторождение
Лукойл	Интеллектуальное месторождение

В дальнейшем, в настоящем исследовании будем использовать термин «Интеллектуальное месторождение» или сокращенно ИМ.

Конечно же, чтобы технология работала необходима ее интеграция в систему разработки нефтяных месторождений, которая, в свою очередь, подразделяется на несколько блоков [23]:

1. Блок проектирования и моделирования технологий и анализа промышленной разработки нефтяных месторождений, где происходит интерпретирование геологической информации в виде моделей, графиков, подсчет запасов, проведение надзора за выполнением проектировочных работ на месторождении.

2. Блок управления оптимальной выработкой пластов, выполняющий задачи мониторинга показателей всех вида скважин от разведочной до нагнетательной, управления и контроля по ремонтным работам и работам, связанными с интенсификацией добычи, а также оптимизации физико-химических свойств вещества, которое будет нагнетаться в пласт для увеличения пластового давления.

3. Блок эксплуатации и обустройства месторождений, выполняющий задачи по контролю за состоянием трубопроводов, проведение технических осмотров и ремонта при необходимости, по измерению дебитов скважин и изучению методов повышения нефтеотдачи. Также этот блок занимается первичной переработкой и подготовкой нефти к транспортировке, занимается сопровождением вспомогательных систем месторождения: связи, автоматики, энергоснабжения, а также исследует экологическую составляющую проекта, контролирует отсутствие утечек и т.п.

4. Блок строительства скважин, где выполняются задачи по ННБ, бурению горизонтальных скважин необходимой конструкции и длины, обустройству скважин: укрепление обсадными колоннами, цементирование околотрубного пространства скважины. Также занимаются работами по вскрытию пластов с уточнением сейсмических характеристик продуктивных пластов [23].

5. Блок технико-экономического и финансового сопровождения, где определяются технико-экономические показатели, определяются операционные и капитальные затраты, составляются сметы на выполнение тех или иных работ.

6. Центр управления системой.

Для такой системы разработки нефтяного месторождения необходима интеграция всех производственных процессов, чтобы все данные с промысла поступали в единую базу данных для полноценного анализа, прогнозирования дальнейших решений и принятие правильно. С этим и может помочь ИМ.

Эта технология актуальна тем, что задачи, которые она выполняет, происходят удаленно в режиме реального времени, а не через различные поручения [22]. Это:

- ускоренная обработка огромного потока информации;
- моделирование многочисленных сценариев производства;
- максимизация добычи и достижение высоких коэффициентов извлечения углеводородов;
- выбор рационального варианта развития;
- принятие управленческих решений по оптимизации производства.

Важно уделить особое внимание специальным инструментам сбора, обработки, хранения и передачи информации в условиях риска и неопределенности, которые используются в технологии ИМ.

Опыт зарубежных компаний в данном вопросе существенно больше российских, они имеют немалый опыт разработки и использования технологий ИМ. Так, например, компания Shell с 2004 года осуществляет внедрение информационных технологий в деятельность компаний.

На протяжении последних десятилетий делаются попытки обобщить достигаемые технологические и экономические результаты при внедрении информационных технологий.

Российские публикации по этим вопросам весьма ограничены, многие авторы рассматривают технологию интеллектуального месторождения как перспективный элемент, способный создать положительный экономический эффект на разрабатываемом месторождении, к примеру работы Березиной А.А. [24;25;26], Миловидова К.Н. [27], Андреева А.Ф. [28], Еремина Н.А. [29;30;31;32] и мн. других.

Общая схема оптимизация управления предполагает контроль за объектами нефтедобывающей отрасли на удаленном расстоянии (дистанционно), в результате оптимизации наблюдается рост результативности использования оборудования и энергоэффективности.

По мнению консалтинговой компании «Deloitte», систему ИМ можно определить в виде пирамиды, поделенной на несколько частей, каждая из которых определяет свой уровень управления и круг выполняемых задач (рисунки 1.8) [33].



Рисунок 1.8 — Место технологий ЦМ в структуре информационных потоков [33].

В совокупности такие задачи формируют информационную базу для поддержки и сопровождения управленческих решений оперативного, тактического и стратегического характера, которая представлена на рисунке 1.9.



Рисунок 1.9 — Срок жизни упреждающих действий по предотвращению появления осложнений [30]

Качество таких решений обеспечивается совмещением оперативных данных по всем системам месторождения с интегрированной моделью актива, дополненной расчетными библиотеками, позволяющими проводить анализ технологической системы и выдавать специалистам предложения по оптимизации и потенциально возможным потерям в будущем [30].

В отраслевом исследовании [34], которое касалось 10 крупных проектов ИМ, была произведена оценка по трем направлениям измерения:

1. Ожидаемая рентабельность, ROI.
2. Технологическая зрелость.
3. Организационная готовность.

В рассматриваемом исследовании были изучены 10 наиболее важных направлений применения ИМ (таблица 1.4). Анализ проводился также по отдельным секторам нефтяной цепочки (таблица 1.5).

Таблица 1.4 – Варианты использования ИМ, ранжированные на основе экспертных оценок по каждому индивидуальному направлению [34].

	В целом	1	2	3
Управление транспортом	3,85	3,44	4,22	3,87
Производительность месторождения	3,76	3,56	3,93	3,79
Оптимизация производственных активов	3,63	3,75	3,66	3,49
Упреждающее обслуживание	3,59	3,69	3,63	3,45
Биометрический мониторинг активов	3,59	3,31	3,84	3,61
Удаленный мониторинг активов	3,37	3,39	3,67	3,06
Удаленный контроль активов	3,31	3,45	3,33	3,14
Удаленные операции с активами	3,20	3,38	3,30	2,91
Работы на местах	2,75	3,20	2,42	2,65
Автоматизированная оптимизация добычи	2,75	3,39	2,45	2,40

Таблица 1.5 – Сравнение совокупного ранжирования по энергетической вертикали [34].

	Добыча нефтяных песков	ГРП и добыча	Мидстрим и Даунстрим	Сервис и поставки	Другие
Управление транспортом	3,55	3,94	3,71	3,88	3,75
Производительность месторождения	3,46	3,63	3,70	3,88	3,58
Оптимизация производственных активов	3,61	3,47	3,90	3,56	3,76
Упреждающее обслуживание	3,56	3,28	3,76	3,70	3,81
Биометрический мониторинг активов	3,19	3,66	3,80	3,64	3,33
Удаленный мониторинг активов	3,27	2,83	3,83	3,59	3,60
Удаленный контроль активов	3,30	3,16	3,64	3,29	3,28
Удаленные операции с активами	2,98	2,95	3,37	3,31	2,83
Работы на местах	2,76	2,32	2,65	3,06	2,33
Автоматизированная оптимизация добычи	2,87	2,26	2,48	3,00	2,56

При проведении данного исследования были даны рекомендации по использованию и дальнейшему продвижению технологий цифрового месторождения:

- развитие нетворкинга между энергетическими компаниями;
- должно быть четкое понимание того, какими возможностями обладает данная технология.

Во всей системе «Интеллектуальной» концепции заложены следующие технологические и информационные особенности:

1. Супербыстрый обмен информацией между сотрудниками.
2. Постоянное исследование геолого-технических мероприятий, их условий, оперативно планировать деятельность нефтегазовых компаний.
3. Постоянный поиск приемлемых технологических схем для разработки месторождений.
4. Специалисты могут находиться в любой точке мира, дистанционная работа.
5. Онлайн контроль, наблюдение за работой месторождений.

Технология ИМ – это возможность быстрого развития нефтегазового промысла.

Выводы к главе 1

Обобщая результаты анализа текущего состояния российского нефтегазового комплекса, чтобы подтвердить полезность введения технологии ИМ на нефтегазовых месторождениях России можно сделать следующие выводы:

1. Выполнив анализ современного состояния нефтегазовой отрасли ТЭК России было определено, что на разрабатываемых месторождениях снижается коэффициент нефтеотдачи из-за вступления в позднюю стадию разработки, также уменьшается количество традиционных запасов нефти, что влечет за собой увеличение затрат на освоение ТРИЗ, которые составляют уже более 65% запасов РФ. Современное состояние нефтедобывающей отрасли России.

2. Был выявлен рост себестоимости добычи углеводородов в виду высокой обводненности месторождений и опять-таки необходимости разработки нетрадиционных запасов газа, таких как сланцевые запасы нефти и газа и ТРИЗ. Для повышения эффективности разработки нефтегазовых запасов необходимо внедрение инновационных технологий.

3. Было определено, что наиболее подходящей системой для повышения показателей эффективности разработки запасов является технология «Интеллектуального месторождения», которая позволяет управлять высокотехнологичными системами, прогнозировать их дальнейшие действия, на основе полученных данных в режиме реального времени. Это позволит решать глобальные стратегические задачи компании на всех этапах разработки месторождения.

4. Принцип работы ИМ заключается в удаленном доступе к месторождению с помощью датчиков, сенсоров, которые позволяют измерять, контролировать, анализировать и управлять информацией в режиме реального времени. Это позволяет быстро реагировать на ту или иную ситуацию и принимать оптимальные и взвешенные решения.

2 АНАЛИЗ МИРОВОГО ОПЫТА ВНЕДРЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИМ

2.1 Современное состояние и перспективы развития интеллектуальных месторождений

Разработка запасов нефтегазовых месторождений — это сложный экономический проект, требующий большое количество затрат и большого внимания к деталям, особенно в Арктической зоне. В таких районах существуют огромные риски и неопределенности, которые могут повлиять на эффект от реализации проекта (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Основные риски при разработке шельфового месторождения Арктики [35]

Риски	Содержание рисков	Последствия
Геологические	- плохая изученность шельфовой зоны; - огромные затраты на геологоразведочные работы и бурение.	- отсутствие залежей углеводородов; - финансовые убытки.
Экономические	- высокие капитальные затраты; - длительный срок реализации проекта	- ухудшение показателей инвестиционного проекта (увеличение срока окупаемости, снижение ЧДД и отдачи на вложенный капитал)
Эколого-климатические	- сложные погодные условия и ледовая обстановка; - уязвимая экосистема	- нарушение целостности экосистем; - экологические загрязнения; - финансовые убытки (в виде штрафов)
Транспортно-технологические	- большая вероятность поломки оборудования; отсутствие необходимых технологий; отсутствие транспортной техники необходимого ледового класса	- повышение стоимости реализации проекта; - возникновение сложности принятия инвестиционных решений

Тогда при внедрении технологии ИМ доход от реализации такого проекта будет зависеть от:

- правильно разработанных моделей на основе полученных данных;

- создания необходимых алгоритмов по оптимизации производственного процесса добычи УВ;
- правильности и эффективности технологии извлечения нефти;
- достаточности инновационного оборудования для контроля за производственным процессом [20].

Самостоятельное регулирование производственных процессов и дальнейшую оптимизацию параметров нефтепромысла предусматривает наличие интеллекта в системе. Это позволяет максимально быстро реагировать на изменяющиеся условия добычи и воздействий окружающей среды [20].

Тогда и возникает необходимость в интеллектуальных технологиях, как драйверами экономической эффективности проекта разработки запасов нефти. Они необходимы в первую очередь для того, чтобы оптимизировать процессы всей цепочки начиная от ГРП и заканчивая сбытом. При этом происходит сокращение эксплуатационных затрат, ускорение добычи и увеличение объемов добычи.

Под «интеллектуальной» технологией на нефтепромысле понимают систему автоматического управления операциями по добыче нефти и газа [20]. На рисунке 2.1 представлены перспективные «интеллектуальные» нефтегазовые технологии, такие как цифровые двойники, технологии управления притоком, беспроводная связь, робототехника для бурения и мн. др.



Рисунок 2.1 — Основные элементы «цифровизации» морской нефтедобычи [20]

Рассмотрим пример автоматизированного рабочего процесса для калибровки интеллектуальных скважин (рисунок 2.2):

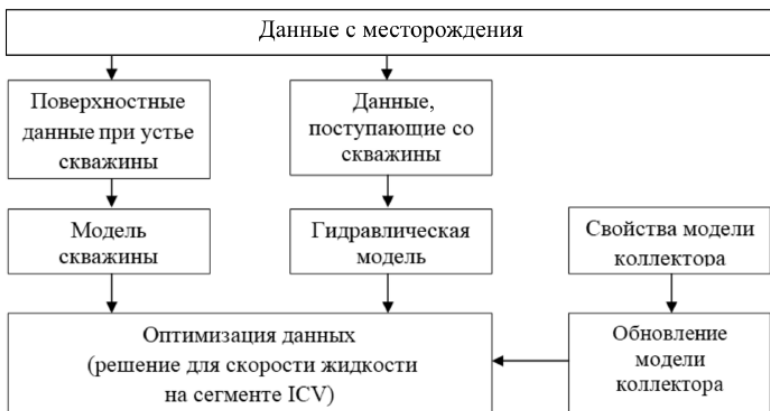


Рисунок 2.2 — Пример автоматизированного рабочего процесса для калибровки интеллектуальных скважин [36]

Автоматизированный рабочий процесс должен упрощать процессы с помощью разработки моделей, а также получения качественных своевременных данных с месторождения, затем протестировать эти модели и сделать соответствующие вывод по имитационной модели. облегчать технические функции [36].

В эпоху Индустрии 4.0 для интеллектуализации месторождения, позволяющим компаниям встать на путь цифровизации, в частности в обучении персонала, в снятии показателей, используются две технологии – виртуальную и дополненную реальность (VR и AR). Эти технологии позволяют получать необходимую информацию для оптимизации процессов нефтедобычи [37].

Благодаря упомянутым выше технологиям, оборудование, находящееся на нефтепромысле, с легкостью идентифицируется, и вся нужная информация отображается на экране в режиме реального времени. Это позволяет вводить данные, управлять ими, осуществлять постоянный мониторинг и на основе выводов принимать управленческие решения по оптимизации того или иного процесса.

С помощью AR и передачи видео, реализованной в ведомом устройстве, оператор может визуализировать меню, в котором, благодаря оцифровке движения его рук, он может осуществлять следующие действия (рисунок 2.3):

- видеть процесс в реальном времени;
- видеть предупреждения;
- проверять риски, связанные с оборудованием;
- перемещаться по панели конфигурации;
- получать информацию об элементе
- выполнять действия по его обслуживанию.

Кроме того, такие системы выдают предупреждения в том случае, когда приближается дата технического осмотра и обслуживания, а также сигнал тревоги, если дата была пропущена [37;38;39].



Рисунок 2.3 – Меню дополненной реальности

В таблице 2.2 представлена характеристика динамики процессов использования различных технологий управления месторождения.

Таблица 2.2 — Преимущества использования цифровых технологий [22]

Показатели	Технологии управления месторождением		
	Традиционная – автоматизированная (активное управление)	Цифровая (реактивное управление)	Интеллектуальная (проактивное управление)
Прирост добычи нефти, %	1,0	4,0	10,0
Прирост запасов нефти, млрд.т.	5,0	10,0	15,0
Прирост КИН, %	1,0	5,0	10,0
Удельные затраты на автоматизацию от выручки, %	0,5–1,0	1,0–2,0	2,0–4,0
Снижение удельной себестоимости добычи нефти, %	2,0	5,0	15,0
Рост производительности труда, %	1,0	5,0	10,0

В таблице 2.2 были выделены три типа управленческих:

- активное, которое предполагает использование автоматизированных методов, имеющихся на данный момент (без применения цифрового месторождения);

- реактивное, которое будет возможно при решении различного рода задач как производственных, так и управленческих, использующих технологию цифрового месторождения;

- проактивное, которое соответствует этапу интеллектуализации процессов принятия решений с использованием всех имеющихся технологий цифрового месторождения для повышения эффективности тактических, операционных и стратегических задач.

Кроме того, в таблице 2.2 представлены основные факторы возможной экономии за счет оптимизации (усовершенствования) производства и управленческих решений. Это факторы:

- прироста запасов и добычи;
- повышения нефтеотдачи;
- роста производительности труда;
- снижения операционных расходов.

Необходимо отметить, что данные цифры в таблице несут ориентировочный характер, являясь экспертными оценками, так как корпоративная информация компаний касательно затрат практически всегда находится в закрытом доступе.

Можно выделить факторы, которые создают экономический эффект от применения интеллектуальной системы управления производственным процессом – это увеличение добычи нефти и объема рентабельных запасов для освоения, тем самым увеличивая период рентабельной разработки месторождения; это сокращение простоев и поломок, что приводит к сокращениям временных потерь, а, следовательно, и финансовых; это снижение операционных затрат посредством снижения количества рабочего персонала на промысле; уменьшение количества аварийных и нештатных ситуаций, т.е. снижение потерь при авариях, что опять выливается в положительный экономический эффект [40].

Развитие цифровых технологий может оказывать благоприятное воздействие на добычу традиционных УВ, а себестоимость добычи флюидов снижается. Согласно аналитическим отчетам компании British Petroleum извлекаемые запасы углеводородного сырья могут вырасти на 30-35 %, при этом затраты на добычу 1 тонны УВ снизятся на 25 %

Многие отраслевые эксперты считают, что активное внедрение технологий, связанных с цифровизацией в ТЭК России повлияет на нефтедобычу. Согласно таким оценкам, извлекаемые запасы могут возрасти на 30 % до 7,3 трлн.баррелей к 2050 году, а себестоимость снизится на 25-30 %.

Был проведен анализ консалтинговой компанией Accenture [41], в котором говорилось, проблемах цифровых технологий в нефтегазовых компаниях. В частности, самой обсуждаемой проблемой является Big Data, Internet of Things и Mobile devices. Сравнительный объем инвестиций по отдельным направлениям использования цифровых технологий показан на рисунке 2.4.

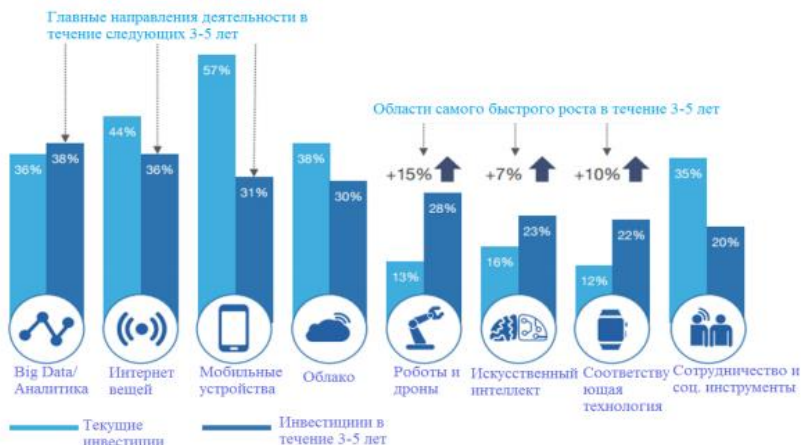


Рисунок 2.4 — Инвестиции в цифровые технологии [41]

В отчете [42] представлена информация о пользе внедрения цифровых технологий, о преимуществах, таких как повышение производительности на 56 %, улучшение условий работы на 25 % и т.д.

Показано в какие сферы цифровых технологий будут инвестировать в будущем крупные компании. Например, больше всего будут инвестировать в дронов и роботов, искусственный интеллект.

Чтобы реализовать максимальные преимущества от цифровизации, компании должны будут быстро улучшить свои возможности, в том числе зрелости в аналитике

Нефтегазовые компании все чаще используя облако, чтобы быстрее разблокировать ценность других цифровых технологий. Так, например, в следующие 3–5 лет повысится использование мобильных устройств на 8 %, Big data на 11 % и интернет вещей на 10 % соответственно.

2.2 Практика применения технологии ИМ в России и мире

В настоящее время все крупнейшие частные мировые нефтяные компании имеют подразделения, занимающиеся разработкой и внедрением концепции интеллектуального месторождения.

Компания Roxar/Emerson, Ставангер (Норвегия) — мировой лидер в создании программного обеспечения (ПО) для геологического моделирования в 3D, применении вероятностных моделей распределения запасов и мн. др. Компания может предоставить решения по интеллектуальному управлению освоением месторождений [43;44].

Сейчас на мировом рынке высокотехнологичного оборудования и технологий можно найти отдельные компоненты систем ИМ: геологическое и гидродинамическое моделирование, «умные» датчики и контроллеры. Также можно увидеть комплексные решения по интеллектуализации месторождений.

Присутствует опыт компании Schneider Electric во внедрении интеллектуальных систем. К примеру, они разрабатывают системы для управления насосами ШГН и ЭЦН при эксплуатации скважин. Также предлагают комплексные решения по автоматизации телемеханики и связи [43;44].

Компания Schlumberger создала, а также внедрила систему интеллектуального месторождения с дебитометрами (поверхностными), чтобы проводить тщательный контроль за водопритоком из каждой зоны и с многопозиционными скважинными клапанами, которые регулируют приток. Таким образом удалось снизить обводненность с 23 % почти до 0, при помощи повышения эффективности скважинных регуляторов притока.

По данным консалтинговой компании «Vygon Consulting», внедрение ИМ в систему управления месторождением может позволить увеличить КИН на 5-10 % и снизить затраты как капитальные (на 50 %), так и эксплуатационные на 10 % (таблица 2.3) [45]

Таблица 2.3 – Мировой опыт внедрения технологии интеллектуального месторождения [45]

Разработчик технологии	Название технологии	Влияние на запасы/добычу	Влияние на экономику
Shell	Smart Field	увеличение КИН до 10 %; коэффициента извлечения газа до 5 %	снижение простоев до 10 %; эксплуатационных затрат до 20 %
Chevron	i-field	КИН +6 %; добыча +30 %	-
Petoro	Smart Operations	-	снижение капитальных затрат на 50 %
Equinor	Integrated Operations	увеличение добычи на 20 %	-
Halliburton	Real Time Operations	-	снижение капитальных затрат на 20 %

Опыт компании Shell показывает, что Smart Field позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 10 %, поэтому такие технологии становятся очень популярны и компании наращивают инвестиции в цифровые технологии, тем более с учетом пониженных цен на нефть.

Использование технологии Field Data Gathering Workflow solution от компании Seven Lakes Technologies, которая занимается ПО для нефтегазового комплекса, увеличивает скорость реагирования на изменения в скважинах. В связи с чем увеличивается добыча на 2 % и снижается простой оборудования на нефтепромысле на 50 %.

Американские компании активно исследуют и внедряют оборудования для моделирования и визуализации сейсмических данных, а также прогнозирования мест, где необходимо производить ГРП, чтобы произвести оптимизацию эксплуатационных скважин на месторождении (компания Chevron и ExxonMobil). Согласно отчетам компании Chevron, она на 30 % повысила добычу углеводородов, используя искусственный интеллект, с помощью которого работники определяют наилучшее место для бурения скважин, на основе полученных с месторождения скважинных данных [45].

В настоящее время одним из наиболее перспективных направлений цифровизации бизнес-процессов являются геологоразведочные работы, а также интерпретация и визуализация данных, полученных при проведении ГРП. На данном этапе находятся самые большие риски для нефтегазовых компаний, так как в зависимости от анализа этих данных будет зависеть получит ли компания прибыль или нет.

Сейсмическое моделирование проводится, чтобы изучить и рассмотреть более детально необходимую нам залежь УВ. Этот вид моделирования используется на крайних этапах анализа геологической информации и визуализации данных. Это моделирование очень популярно благодаря использованию высокопроизводительной вычислительной техники, которая позволяет проводить анализ геологических и геофизических данных за секунды.

Все крупнейшие российские энергетические компании также обладают активами, где применяются или планируются применять технологии ИМ для разработки и промышленной добычи. Но, по большей части, это связано с компонентами «интеллектуальных» решений, а не с комплексной моделью (рисунок 2.5).

Цифровые месторождения РФ

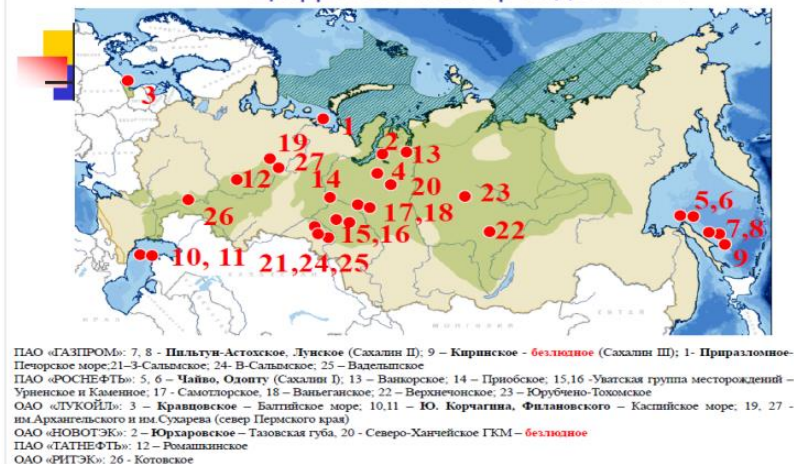


Рисунок 2.5 — Существующие проекты ЦМ в России [46]

Такие компании, как ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Татнефть», ПАО «Газпром нефть» так же, как и зарубежные компании имеют опыт в реализации отдельных элементов «интеллектуальных» систем, но небольшой и не комплексным подходом. Они использовали такие чати системы, как геологическое и гидродинамическое моделирование, использование умных скважин и т.п.

Первая российская компания, которая успешно реализовала проект внедрения интеллектуальных технологий на промысле это компания СПД – компания, созданная Shell и ПАО «Газпром нефть», для разработки месторождений Салымской группы нефтяных месторождений. Это произошло 2009–2010 гг. [21].

Согласно проекту внедрения, была использована новая технология Fieldware Water Injection System по подготовке воды, а затем дальнейшая закачка ее в пласт для поддержания давления. Они сумели разработать интегрированную систему, по которой можно следить за месторождением в режиме реального времени из любой точки мира в любом офисе «Салым Петролеума». После этого последовали разработки умных эксплуатационных скважин Salym Fieldware Production Universe, FieldwareWellTest и FieldwareESP, что позволили упростить процесс замеров показателей на скважине, а также появилась возможность наблюдать за работой оборудования и предупреждать возможные отклонения от эталонных параметров или какие-либо аварийные ситуации [21].

Сейчас большинство российских компаний проводят активную политику в сфере информационных технологий, которые в дальнейшем позволят решать задачи в области управления операциями, процессами.

Если говорить о российской нефтяной отрасли, то сразу в голове мелькают несколько проблем, которые необходимо решать для повсеместной установки высокотехнологичного оборудования. Необходимы дополнительные исследования совместно с научными институтами на предмет создания новых инновационных МУН для применения на месторождения с ТРИЗ и высоковязкими нефтями. Необходимо привлечение ВУЗов и студентов для проведения мозговых штурмов и научных опытов, чтобы создать технологии, которые существенно повысят инвестиционную привлекательность проектов разработки месторождений с осложненными условиями. Также необходимо налоговое стимулирование инвесторов и нефтепользователей для проведения работ на ЛУ, не совсем рентабельных к разработке, но с учетом льгот смогут выйти на высокий уровень прибыли и отчислений в казну государства [24].

Но существует сложность в определении того, необходимо ли внедрение данного рода технологий на определенное нефтегазовое месторождение. Для этого необходимо определить набор показателей и критериев отбора для возможного внедрения технологии ИМ.

2.3 Методика определения возможности внедрения технологии ИМ

Технология интеллектуального месторождения является трудной и дорогостоящей для российских компаний, закупка оборудования происходит у компаний зарубежом, так отечественные компании не обладают достаточным опытом для разработки таких технологий. Поэтому для возможности внедрения системы ИМ необходимо обосновать необходимость и целесообразность этого решения. Для этого можно воспользоваться методологией, разработанной [3].

Данная методология при введении ИМ основывается на показателях, по которым возможно составить экономико-математическую модель, оценить месторождение, чтобы найти приоритетное.

Для этого необходимо определить этапы при выборе месторождения для введения технологии ИМ:

Этап № 1. Определение группы показателей, по которым можно оценить текущее состояние объекта.

Для комплексной оценки текущего состояния объекта необходимо определение следующих групп показателей:

- геолого-промысловые;
- производственно-экономические;
- управленческие;
- природно-климатические;
- показатели имеющейся инфраструктуры.

К геолого-промысловым относятся различные свойства пласта и свойства перекачиваемого флюида, а также промышленные показатели разработки месторождения. То есть суть в том, чем сложнее и рискованнее условия добычи углеводородов, тем выше приоритетность внедрения ИМ.

Средняя глубина залегания продуктивного пласта-коллектора более 3000 м. определяется как геологически сложная структура, для которой необходимы дополнительные капитальные затраты, связанные с осложненными условиями бурения. Здесь возможно применение ИМ для решения таких проблем и повышения экономической привлекательности проекта.

Для оценки необходимости внедрения технологии ИМ следует определить структуру коллектора. Чем выше его неоднородность, тем больше затрат на бурение необходимо и тем сложнее управлять нефтедобычей. Для определения структуры используются коэффициенты расчлененности и песчанистости.

Для определения микронеоднородности (коллекторских свойств среды) используются показатели проницаемости и пористости пласта-коллектора. Чем выше проницаемости и пористость, тем легче происходит миграция флюида и тем легче происходит добыча нефти. Следовательно, в таких условиях нет необходимости в ИМ.

Что касается свойств нефти, то, чем плотнее нефть и чем больше в ней вредных примесей (парафинов, смол, асфальтенов и серы), тем больше необходимо усилий для добычи такого сорта нефти, а также необходимо больше затрат на дополнительную переработку этого флюида.

Промышленные показатели разработки месторождения также являются важной частью для оценки внедрения ИМ. Например, при недостаточном давлении пласта невозможен хороший приток нефти, для этого необходимо бурение нагнетательных скважин и применение дорогостоящих технологий увеличения и поддержания пластового давления (погружение в скважину электроцентробежного насоса). Как раз для управления такими процессами возможно и необходимо внедрение ИМ, тем более что синергия этих технологий повысила эффективность проекта освоения месторождения у компании Slumberger.

Оценка производственно-экономических показателей является неотъемлемой частью любого проекта в любой сфере жизни человека. При увеличении себестоимости добычи необходимо посмотреть какие статьи затрат имеют больший удельный вес и оптимизировать их. Таким свойством обладает технология ИМ, которая благодаря анализу информации позволит выявить слабые места в затратах и сократить их.

В основном, все шельфовые проекты находятся на границе низкорентабельных проектов из-за своих технологических вызовов и больших рисков, поэтому для повышения рентабельности производства необходимо генерировать прибыль, а это можно осуществить с помощью системы ИМ, которая позволит увеличить КИН на 5-10 %, согласно мировому опыту внедрения.

При рассмотрении группы управленческих показателей, необходимо отметить, что система ИМ будет необходима только при неэффективном управлении, а именно от отставания от БП, повышенной нормы управляемости в более двадцати человек на одного руководителя, повышенное время согласования и принятия управленческих решений.

Для нефтегазодобывающей компании характерны большие экологические риски, связанные с деятельностью компании. Больше всех подвергнуты таким рискам месторождения на шельфе, поскольку в суровых климатических условиях биосфера более уязвима к авариям и выбросам токсичных отходов. Поэтому для таких условий необходимо внедрять технологию ИМ, чтобы проводить постоянный мониторинг и минимизировать риск аварий на месторождении.

Наиболее перспективными для разработки являются шельфовые месторождения, но в то же время они являются наиболее труднодоступными объектами разработки. Для полноценной добычи необходимы высокие капитальные затраты на обустройство платформы, на обучение персонала, на обслуживание процесса добычи, а также соблюдение всех экологических норм и норм промышленной безопасности. Эти особенности разработки месторождения в Арктической зоне дают повод задуматься о внедрении системы ИМ.

Этап № 2. Установка граничных значений для каждого показателя и введение балльных значений для каждого отобранного диапазона, которые отражают целесообразность внедрения технологии ИМ.

Для каждой группы показателей выделим необходимые для первичной оценки месторождения данные и их граничные значения, согласно методике [3]. Диапазоны значений приняты на основе общепринятых характеристик, учитываемых при проектировании

месторождений, а также отраслевых статистических данных, учебных материалов по экономике нефти и газа. Данные представлены в приложении А.

Как видно из таблицы А.1 приложения А, наиболее суровые условия и показатели оцениваются в 1 балл, то есть значения в этих диапазонах наиболее привлекательны для внедрения системы ИМ. Приоритет в 0,5 баллов требует дополнительных исследований в области первоочередного применения таких технологий.

Этап № 3. Формирование группы экспертов и осуществление экспертной оценки месторождений по показателям, которые были выбраны на шаге 1.

На данном этапе приглашаются эксперты для проведения экспертной оценки месторождений по выбранным показателям. Они оценивают показатели от 0 до 10.

Таблица 2.4 – Бальная оценка групп показателей специалистами

№ эксперта	Группа 1	Группа 2	Группа 3	Группа 4	Группа 5
1	10	5,2	4,3	0,4	0,1
2	7	5	4,8	0,5	0,1
3	8	6	5,7	0,1	0,5
4	9,5	5	4,7	0,6	0,3
5	10	4,5	6	0,7	0,2

Этап № 4. Вычисление значения весовых коэффициентов для каждого показателя

По формуле (2.1) определим весовые коэффициенты каждого показателя эксперта, а затем общий удельный вес как среднеарифметическое.

$$a_i^n = \frac{k_i^n}{\sum_{i=1}^m k_i^n}, \quad (2.1)$$

где k_i^n – балл i – го показателя, определенный на основе оценок n –го эксперта.

Тогда в таблице 2.5 представлены весовые коэффициенты показателей, а также удельный вес каждой группы показателей.

Таблица 2.5 – Рассчитанные значения весов

№ эксперта	Группа 1	Группа 2	Группа 3	Группа 4	Группа 5
1	0,500	0,260	0,215	0,020	0,005
2	0,435	0,272	0,261	0,027	0,005
3	0,423	0,282	0,268	0,005	0,023
4	0,485	0,243	0,228	0,029	0,015
5	0,490	0,221	0,245	0,034	0,010
Уд. вес	0,467	0,255	0,243	0,023	0,012

Этап № 5. Оценка нескольких месторождения для внедрения ИМ, построение экономико-математической модели рассматриваемых месторождений и интерпретация этой модели с учетом показателей экономической эффективности.

Этап № 6. Определение граничных значений для проектов, которые могут быть приоритетны для внедрения технологии ИМ.

Если на предприятии технико-экономические показатели показывают положительную динамику, то есть компания является развивающейся и прибыльной, даже без введения ИМ, то такому диапазону присваивается «0». Если заметна отрицательная динамика и необходимы дополнительные исследования для изучения возможности реализации инновационных решений в отрасли, то присваивается значение «0,5». При осложненных условиях разработки месторождение, показывающие неэффективность использования традиционных средств добычи можно принять значение «1».

Нахождение суммарного значения балла, по которому определится приоритетность внедрения технологии ИМ на месторождении с помощью формулы (2.3):

$$I_{project} = \sum i \sum m I_{mi} \cdot a_i, \quad (2.2)$$

где, a_i – вес i -ой группы показателей;

I_{mi} – индекс показателя m j -ой группы показателей;

$I_{project}$ – сумма значений показателей, которые относятся к проекту, который анализируют.

При расчёте значения ($I_{граничное}$), применяют \max балл по среднему интервалу, тогда граничное значение определяется по формуле (2.4):

$$I_{project} = \sum 0,5_i \cdot m_i \cdot a_i = (0,5 \cdot 15 \cdot 0,467) + (0,5 \cdot 6 \cdot 0,255) + (0,5 \cdot 5 \cdot 0,243) + (0,5 \cdot 1 \cdot 0,023) + (0,5 \cdot 1 \cdot 0,012) = 4,89 \quad (2.3)$$

Компании, которые получили свыше 4,89 баллов, являются приоритетными для введения системы интеллектуального месторождения.

В следующей главе будет рассмотрена оценка экономической эффективности разработки проекта месторождения с применением технологии ИМ. Основными показателями, определяющими возможность реализации предложенного проекта являются [22]: ежегодный положительный экономический эффект; прирост прибыли и срок окупаемости инвестиционных затрат.

Выводы к главе 2

1. В настоящее время на многих предприятиях пытаются внедрять интеллектуальные технологии. Создаются структуры информационных потоков, в которых определяется место технологии ИМ. Также они способствуют контролю, с помощью них возможно производить онлайн документирование при разработке скважины.

2. Начинается активное использование инструментов эпохи Industry 4.0 в нефтегазовом комплексе. В частности, используется средства виртуальной и дополненной реальности для обучения персонала и мониторинга производственных процессов. Также используется блокчейн и интернет вещей в логистике.

3. Мировой опыт внедрения показал, что при внедрении системы ИМ возможно увеличение КИН на 5-10 %, добычи углеводородов в целом на 20 % и снижения затрат как капитальных (на 50 %), так и операционных на 20 %. Такая система позволит в онлайн режиме обеспечить обмен, передачи информацией между специалистами, осуществить отслеживание работы месторождений, эффективно спроектировать деятельность компании, анализирование для всех проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) и условий.

4. Технология «интеллектуального месторождения» в системе нефтегазовых предприятий лежит на технологическом, управленческом и информационном поле. Введение данной технологии предусматривает выбор мер повышения эффективности, с помощью которых произойдет совершенствование информационных потоков.

5. Проанализирована методика определения приоритетности внедрения технологии ИМ. Рассмотрены системы показателей, с точки зрения возможности и необходимости внедрения технологии ИМ.

Система показателей отражает геолого-промысловые, экономические, управленческие показатели операционной деятельности нефтегазовой компании. Данная методика позволяет оценить приоритетные месторождения для внедрения ИМ.

3 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ ИМ И ОРГАНИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЕЕ ВНЕДРЕНИЕМ

3.1 Выбор месторождения и определение исходных данных

Для выбора месторождения для внедрения системы ИМ проанализируем несколько месторождений, а именно:

– Ромашкинское месторождение, находящееся на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на поздней стадии разработки;

– Приразломное месторождение, находящееся на шельфе Печорского моря в начальной стадии разработки;

– Долгинское месторождение, находящееся на шельфе Печорского моря в стадии разведки.

Согласно таблице А.1 и данных открытых источников по месторождениям [47;48;49;50;51;52;53;54;55;56;57], определим баллы для каждой группы показателей (таблица 3.1).

Таблица 3.1 — Оценка месторождений для приоритетности внедрения технологии ИМ.

Показатели	Месторождения		
	<i>Ромашкинское</i>	<i>Приразломное</i>	<i>Долгинское</i>
1. Геолого-промысловые			
<i>1.1 Свойства пласта–коллектора</i>			
Средняя глубина залегания, км	1,8 (0,5б)	2,4 (0,5б)	более 3 (1б)
Геологическое строение	простое (0б)	сложное (0,5б)	сложное (0,5б)
Проницаемость, мД	100-300 (0,5б)	10-86 (1б)	менее 50 (1б)
Пористость, %	более 20 (0б)	12-20 (0,5б)	до 20 (0,5б)
Коэффициент песчанистости	более 0,4 (0б)	более 0,4 (0б)	0,4 (0б)
Коэффициент расчлененности	до 4 (0б)	до 14,8 (1б)	более 8 (1б)
<i>1.2 Свойства нефти</i>			
Плотность, кг/м ³	810 (0б)	910 (1б)	менее 830
Вязкость, мПа·с	6,4 (0,5б)	1,33 (0б)	менее 5
Содержание серы, %	1,5-2 (0,5б)	более 2 (1б)	менее 0,5
Содержание парафинов, %	3 (0,5б)	3,8 (0,5б)	менее 1,5
<i>1.3 Промышленные показатели разработки</i>			

Продолжение таблицы 3.1

Пластовое давление, МПа	15-20 (0,5б)	27 (0б)	более 20 (0б)
Дебит, т/сут	до 200 (1б)	более 1000 (0б)	до 200 (1б)
Темп роста обводненности в год, %	5-20 (0,5б)	5-20 (0,5б)	5-20 (0,5б)
Эксплуатационный фонд добывающих скважин, скв	350 (0,5б)	менее 50 (1б)	менее 50 (1б)
Проектный КИН, %	0,5 (0б)	25 (0,5б)	30 (0,5б)
<i>Итого баллов</i>	<i>5,0</i>	<i>8</i>	<i>11</i>
2. Производственно–экономические показатели			
<i>2.1 Эффективность использования ресурсов</i>			
Рентабельность ОПФ, %	16,5 (0б)	2-10 (0,5б)	2-10 (0,5б)
Рентабельность производства, %	20 (0,5б)	10-25 (0,5б)	10-25 (0,5б)
<i>2.2 Состояние основных фондов</i>			
Коэффициент использования фонда скважин	более 0,9 (0б)	более 0,9 (0б)	более 0,9 (0б)
Коэффициент износа ОПФ, %	более 60 (1б)	менее 40 (0б)	менее 40 (0б)
<i>2.3 Основные тенденции экономической деятельности</i>			
Темп роста себестоимости, %	более 15 (1б)	10–15 (0,5б)	10–15 (0,5б)
Темп изменения производительности труда, %	меньше 0	0-5 (0,5б)	0-5 (0,5б)
<i>Итого баллов</i>	<i>2,5</i>	<i>2</i>	<i>2</i>
3. Управленческие			
Скорость принятия управленческих решений, дни	более 15 (1б)	более 15 (1б)	более 15 (1б)
Норма управляемости, чел	10 (0б)	более 20 (1б)	более 20 (1б)
Затраченное время на подписание договоров, дни	более 15 (1б)	более 15 (1б)	более 15 (1б)
Доля управленческих расходов	менее 0,1 (0б)	менее 0,1 (0б)	менее 0,1 (0б)
Отставание от БП, %	менее 10 (0б)	менее 10 (0б)	менее 10 (0б)
<i>Итого баллов</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>3</i>

Окончание таблицы 3.1

4. Особенности климата и географии			
Климат	умеренный (0б)	суровый (1б)	суровый (1б)
Инфраструктура	хороший (0б)	низкий (1б)	низкий (1б)
<i>Итого баллов</i>	0	2	2

Далее по формуле (2.4) определим суммарное значение баллов с учетом весов. Тогда:

$$I_{\text{Ромашикинское}} = 5 \cdot 0,467 + 2,5 \cdot 0,255 + 2 \cdot 0,243 + 0 \cdot 0,023 + 0 \cdot 0,012 = 3,46 \quad (3.1)$$

$$I_{\text{Приразломное}} = 8 \cdot 0,467 + 2 \cdot 0,255 + 3 \cdot 0,243 + 1 \cdot 0,023 + 1 \cdot 0,012 = 5,01 \quad (3.2)$$

$$I_{\text{Долгинское}} = 11 \cdot 0,467 + 2 \cdot 0,255 + 3 \cdot 0,243 + 1 \cdot 0,023 + 1 \cdot 0,012 = 6,41 \quad (3.3)$$

Таким образом, проанализировав показатели кандидатов-месторождений, для оценки экономической эффективности внедрения технологии интеллектуального месторождения подходят шельфовые месторождения Приразломное и Долгинское. Автором было выбрано месторождение Долгинское, находящееся на лицензионном участке, принадлежащем ПАО «Газпром нефть» как перспективное к разработке месторождение (рисунок 3.1) [47].

Долгинское нефтяное месторождение было открыто в 1999 году и расположено в центральной части Печорского моря, в 120 км к югу от архипелага Новая Земля и в 110 км к северу от материкового берега [48]. Запасы нефти месторождения относятся к трудноизвлекаемым (ТРИЗ).

На месторождении с момента открытия было пробурено 4 разведочные скважины в 1998, 1999, 2008 и 2014 годах. Одна скважина дала приток нефти дебитом 160 т.сут. Были проведены сейсморазведочные работы 2D в объеме более 11 тыс пог км и 3D-сейсмика на площади 1,6 тыс км² [57].

В июне 2014 г на Долгинском началось бурение 4й разведочной скважины в северной части месторождения глубиной 3500 м. Для этого была зафрахтована и доставлена в Печорское море самоподъёмная буровая установка (СПБУ) GSP Saturn.

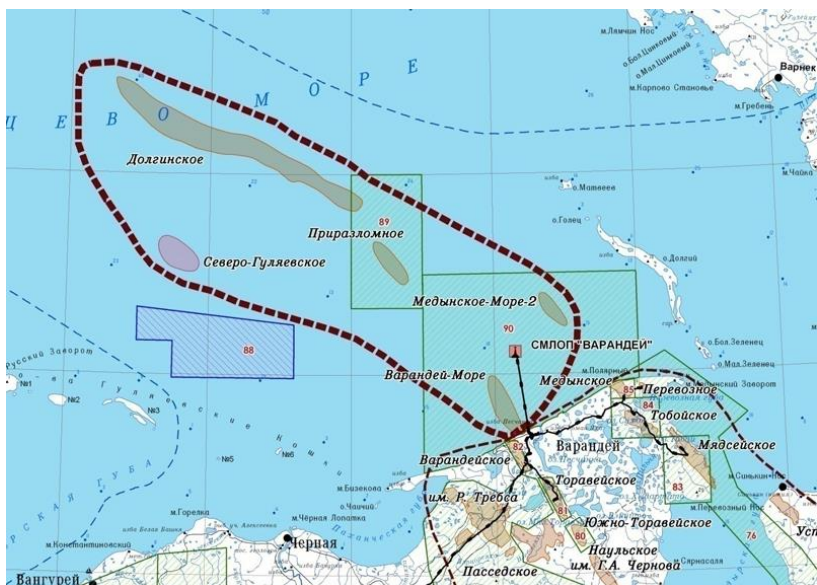


Рисунок 3.1 – Местоположение Долгинского месторождения [48]

Месторождение характеризуется сложной, вытянутой с юго-востока на северо-запад, формы длиной до 80 км и шириной от 3 до 10 км. Залежь формируется из нескольких пластов, отличающихся по петрофизическим свойствам (карбонатные и терригенные породы) и свойствам нефти, что усложнит в дальнейшем выбор методов добычи.

По предварительной оценке, 86 % геологических запасов составляет карбонатный комплекс и 14 % – терригенный [47;48].

Чтобы принять управленческое решение по проведению геологоразведочных работ на лицензионном участке недр и дальнейшему освоению данного лицензионного участка, необходимо провести оценку экономической эффективности. Это делается для того, чтобы понять перспективно ли, рентабельно ли вкладывать это месторождение свои средства или нет [59;60].

Исходные геолого-технические параметры представлены в таблице 3.2. Примем глубину месторождения равной 3500 м., равной глубине пробуренной разведочной скважин. Для расчета стоимости геологоразведочных работ и показателей геологической эффективности необходимо знать стоимость 2D и 3D сейморазведки в морских акваториях, а также стоимость и количество поисковых и разведочных скважин.

Таблица 3.2 — Исходные геолого-технические параметры [58;59]

Наименование месторождения	Глубина, м
<i>1</i>	<i>2</i>
Долгинское	3500
Общий объем извлекаемых запасов, тыс. т	Начальный дебит, т/сут
ABC ₁ C ₂	
<i>3</i>	<i>4</i>
125 млн.т	850

Согласно обзору нефтесервисного рынка от консалтинговой компании Deloitte [7] объем выполненных работ по 2D и 3D сейсморазведке в море составил 22,7 тыс. пог. км. и 6,1 тыс. км² соответственно (в денежном выражении 28,52 и 95,48 млрд. \$ соответственно).

Тогда по формуле (3.4) определим среднюю стоимость проходки 2D и 3D сейсморазведочных работ.

$$C_i = \frac{Q_{ден\ i}}{Q_{натур\ i}}, \quad (3.4)$$

где C_i – средняя стоимость составляющих ГРП, долл./пог.км.; долл./ км²;

$Q_{ден\ i}$ – объем выполненных работ в денежном выражении, млрд. долл.;

$Q_{натур\ i}$ – объем выполненных работ в натуральном выражении, млн. м.; тыс. пог. км.; тыс. км².

$$C_{2D} = \frac{28,52}{22,7} = 1256 \text{ долл./ км.} \quad (3.5)$$

$$C_{3D} = \frac{95,48}{6,1} = 15652 \text{ долл./ км}^2 \quad (3.6)$$

Также в 2017 году компанией «Газпром-нефть» планировалось направить около 1 млрд. рублей на 3D сейсморазведочные работы.

Средняя стоимость ПРБ одной скважины на арктическом шельфе может доходить до 50 млн. долларов [61]. Примем эту стоимость в районе 40 млн. долларов. В таблице 3.3 представлены исходные данные для расчета затрат на ГРП.

Таблица 3.3 – Показатели для определения стоимости ГРП.

Наименование показателя	Величина
Количество поисково-разведочных скважин, ед.	4
Стоимость поисково-разведочного бурения, млн. \$/скв.	40
Проектная глубина поисково-разведочной скважины, м	3500
Объем 2D сейсморазведочных работ, тыс. пог. км.	11
Объем 3D сейсморазведочных работ, тыс. км ²	1,6
Стоимость 2D сейсморазведки в море, \$/км	1256
Стоимость 3D сейсморазведки в море, \$/км ²	15652
Дополнительны затраты на сейсморазведку, млн. руб.	1000

Далее необходимо теоретически распределить ежегодную добычу нефти. Всего существует 4 стадии разработки месторождения (рисунок 3.2):

I стадия – разбуривание, доразведка. Стадия растущей добычи.

II стадия – постоянная добыча (период длится 4-5 лет).

III стадия – падающая добыча. Резкое падение добычи.

IV стадия – истощение. Завершающая стадия добычи.

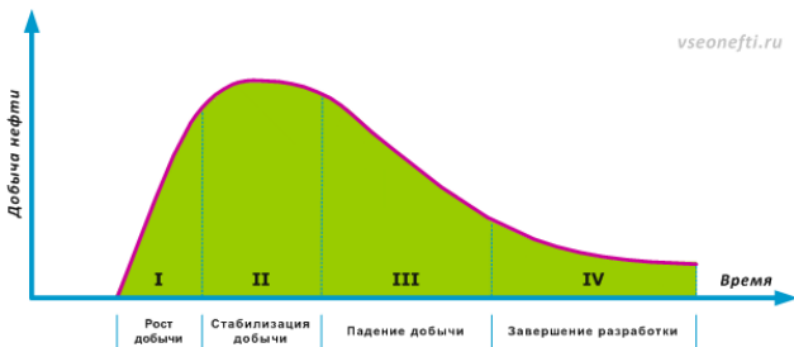


Рисунок 3.2 – Стадии разработки месторождения

Для оценки экономической эффективности проекта внедрения технологии ИМ необходимо определить капитальные затраты на разработку месторождения без ИМ и дополнительные капитальные затраты на внедрение системы ИМ (таблица 3.4 и 3.5)

Стоимость бурения эксплуатационной скважины на арктическом шельфе, согласно подсчетам экспертов РГУНГ им. И.М. Губкина, колеблется в пределах от 250 до 500 млн. долл. [62]. Но используя новейшие технологии бурения (fishbone), можно уменьшить стоимость бурения и увеличить начальный дебит скважины на 20-30 %.

Тогда примем среднюю стоимость эксплуатационной скважины в районе 200 млн. долл. С применением цифровых технологий стоимость бурения еще уменьшается на 10-15 %, тогда при внедрении технологии ИМ стоимость скважины будет равна 170 млн. долл. Количество скважин выбрано автором по методу аналогий с разработкой месторождения «Приразломное». В общей сложности будет пробурено 30 скважин (18 добывающих с начальным дебитом 800 т/сут., 11 добывающих и 1 скважина нулевого сброса)

Также стоимость платформы гравитационного типа и ее обустройство для возможности освоения месторождения равна около 75 млрд. руб. из-за большой глубины моря и отдаленной геолокации объекта. Но с учетом 7-летней практики импортозамещения и опыта строительства платформы такого типа на месторождении «Приразломное» стоимость уменьшится до 55-60 млрд. долл. В таблице 3.4 представлены основные капитальные затраты.

Таблица 3.4 – Статьи капитальных затрат

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	С ИМ	Без ИМ
1	Бурение скважины	млн. \$/скв.	180 000	2000 000
2	Строительство и обустройство нефтедобывающей платформы	млн.\$	75000	75000

Для внедрения системы ИМ необходимы капитальные вложения на улучшенное оборудование в виде программных логистических контроллеров, дополнительных КИП, датчиков, приборов измерения количества добытой нефти, а также расходомеров, рассчитанные на многофазность. Также требуется установка высокотехнологическое оборудование для буровых работ, закупка программного обеспечения и получение лицензий на использование оборудования и ПО. Необходима прокладка каналов связи и создание дополнительных облачных систем для создания и хранения баз данных. В таблице 3.5 представлены статьи капитальных затрат на внедрение системы ИМ.

Таблица 3.5 – Капитальные затраты на внедрение технологии ИМ

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1	Оборудование для внедрения ИМ	тыс. руб	350000
2	Программное обеспечение	тыс. руб	400000

Окончание таблицы 3.5

3	Покупка лицензий	тыс. руб	30000
4	Прокладка каналов связи	тыс. руб	80000
5	Создание баз данных, сценариев	тыс. руб	300000
6	Обучение сотрудников	тыс. руб.	100000

Так как внедрение технологии ИМ подразумевает оптимизацию производственных процессов добычи нефти, то эксплуатационные затраты должны уменьшиться. В таблице 3.6 представлено сравнение затрат на обслуживание объекта нефтедобычи. С каждым годом происходит рост на 5 % из-за наращивания добычи на месторождении.

Таблица 3.6 – Эксплуатационные затраты до введения технологии ИМ и после.

Эксплуатационные расходы, млн. руб.			
Структура	С ИМ	Без ИМ	Комментарии
ГСМ и вспомогательные материалы	1000	1000	
Энергообеспечение	4,5	5	Оптимизация энергопотребления на 10 %
Техническое обслуживание и ремонт ОПФ	60,5	55	Увеличение затрат за счет применения более дорогостоящего и высокоэффективного оборудования
Обновление ПО	1,5	0,3	Увеличение количества пакетов ПО
Обновление баз данных и сценариев	125	35	Увеличение из-за постоянной оптимизации баз данных на основе новых оценок и консультаций экспертов
ФОТ для рабочего персонала	630	700	Автоматизации производства
Услуги по добыче	300	300	

Окончание таблицы 3.6

Транспортные услуги	1050	1500	Снижение из-за оптимизации процесса навигации судов
Охрана окружающей среды	61	68	Постоянный экологический мониторинг
Охрана труда и промышленной безопасности	5	8	Автоматизация систем ПБ
Административно-управленческие расходы	400	450	Модернизация организационной структуры
Итого	3637,5	4121,3	

Для расчета экономической эффективности не менее важны налоговые ставки и амортизация основных средств. Эти данные представлены в таблице 3.7. Амортизация – линейная.

Чтобы оценить нефтегазовый бизнес на эффективность важно определить три основных налога и одну пошлина:

- налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
- налог на имущество;
- налог на прибыль;
- экспортная пошлина.

Все эти налоги идут в государственный бюджет, поэтому своевременные отчисления являются залогом хороших отношений между государством и бизнесом.

Таблица 3.7 – Принятые в расчетах ставки основных налогов и платежей

№ п/п	Вид налога	Единица измерения	Ставка
1	НДПИ – базовая ставка	руб./т	919
2	НДПИ – спец. ставка	руб./т	559
3	Налог на имущество	%	2,2
4	Износ основных средств	% в год	5,0
5	Налог на прибыль	%	20,0

Экспортная пошлина определяется по формуле (3.7) при цене более 25 долларов за баррель [63]:

$$ЭП_{нефть} = K \cdot (0,3 \cdot (C_n - 182,5) + 29,2), \quad (3.7)$$

где C_n – цена за баррель нефти марки Urals, руб./т.

K - корректирующий коэффициент, принимаемый в рамках закона «О таможенном тарифе» (таблица 3.8):

Таблица 3.8 – Числовые значение корректирующего коэффициента экспортной пошлины [63]

Значение	Сроки
0,5	01.01.2021 – 31.12.2021
0,333	01.01.2022 – 31.12.2022
0,167	01.01.2023 – 31.12.2023
0	01.01.2024 – ...

Для определения выручки от добычи нефти необходимо знать цену за баррель нефти и курс доллара, так как вся нефть экспортируется и продается на внешних рынках.

В настоящее время, так как цены на нефть постоянно меняются, точно определить нельзя цену на настоящий момент времени, при расчете экономической эффективности проекта автором предлагается использовать сценарный подход.

При расчете необходимо будет оценить 3 варианта: реалистичный, оптимистичный и пессимистичный, где цена нефти за баррель будет равна 60, 80 и 40 долларов за баррель соответственно.

Курс доллара определим как средневзвешенное значение за 2020 год, который равен 71,94 руб./долл.

3.2 Оценка экономической эффективности проекта внедрения ИМ

Для оценки экономической эффективности необходимо знать объем ежегодной добычи нефти на месторождении. Для этого необходимо построить кривую отбора запасов на месторождении. Как было уже сказано в пункте 3.1 количество скважин взято по методу аналогий с месторождением «Приразломное».

Годовой объем добычи нефти определяется согласно рисунку 3.2, где необходимо подобрать такие значения, показатели добычи за этап примерно совпадали. При применении системы ИМ коэффициент извлечения нефти увеличится на 10% за первые 15 лет разработки, как показано на рисунке 3.3.

Годовой объем добычи жидкости $Q_{ж}$ определяется по формуле (3.8):

$$Q_{ж год} = N_{СКВ} \cdot d_{СКВ \max} \cdot T_i \quad (3.8)$$

где $N_{СКВ}$ – количество добывающих скважин, ед.;

$d_{СКВ\ max}$ – суточный дебит скважины, т./сут.;

T_i – усредненное время работы одной скважины ($T_i = 328$), сут.

Годовой объем добычи нефти представлен в таблице Б.1.

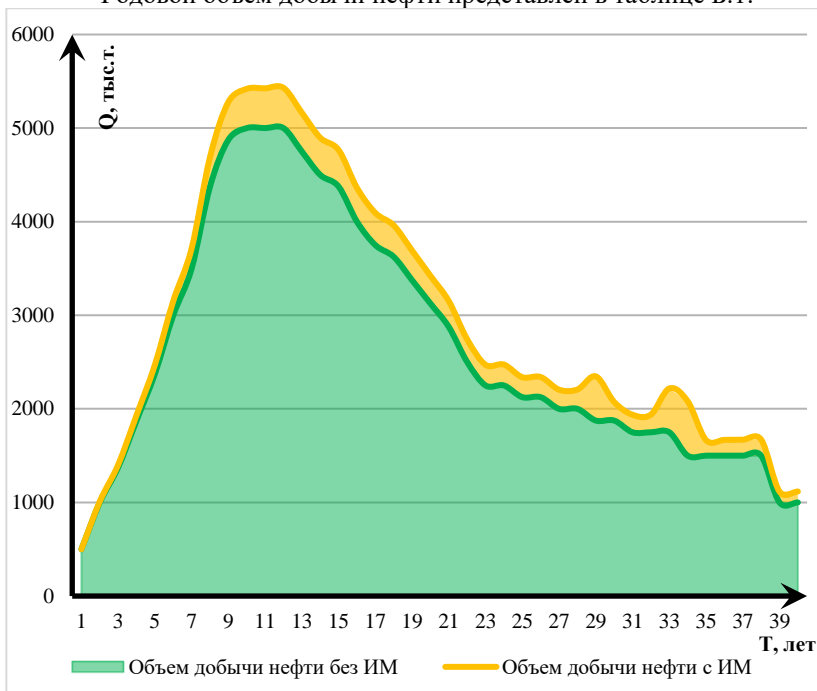


Рисунок 3.3 – Объемы добычи нефти

Далее необходимо определить все затраты на освоение месторождения. Капитальные затраты состоят из затрат на ГРП, обустройство месторождения, бурения скважин и внедрения ИМ. Часть затрат будет отнесена в нулевой год (ГРП, обустройство платформы, система ИМ). Бурение скважин будет производиться постепенно до 10 года разработки для наращивания добычи нефти на месторождении.

Капитальные затраты являются стоимостью имущества (т.е. основными средствами), имеющегося у компании, поэтому они переносят свою стоимость на себестоимость добычи нефти. А значит, необходимо определить амортизацию основных средств, согласно формуле (3.9):

$$A = PC_i \cdot H_A, \quad (3.9)$$

где $ПС_i$ – первоначальная стоимость имущества на начало года, млн.руб.;

H_A – норма амортизации (по таблице 3.7), д.е.

Эксплуатационные затраты посчитаны в таблице 3.6, где заметно, что с применением технологии «интеллектуального месторождения» эксплуатационные затраты сокращаются на 10-15 % за счет оптимизации производственных процессов, постоянного мониторинга показателей контрольно-измерительных приборов, а также сокращение рабочего персонала на месторождении за счет автоматизации процессов добычи нефти.

Как было сказано в пункте 3.1, чтобы оценить нефтегазовый бизнес на эффективность важно определить три основных налога:

Эти налоговые отчисления составляют доход, который причитается государству от ведения ГРП, разработки и освоения месторождения.

Для определения *налога на НДСПИ*, необходимо определить его ставку, которая определяется по формуле (3.10):

$$\text{Ставка НДСПИ}_i = r_{base} \cdot C_P - r_{sp} \cdot C_P \cdot (1 - C_D \cdot C_R \cdot C_{HRi} \cdot C_{ADi} \cdot C_{CAN}), \quad (3.10)$$

где r_{base} – базовая ставка НДСПИ, руб/т. (таблица 3.7);

r_{sp} – специальная ставка НДСПИ, руб/т. (таблица 3.7);

C_P – коэффициент, определяющий динамику мировых цен на нефть:

$$C_P = (P - 15) \cdot \frac{R}{261}, \quad (3.11)$$

где P – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта Urals, \$/барр;

R – средняя за налоговый период величина доллара по ЦБ РФ, руб./долл.;

C_D – коэффициент, определяющий степень выработанности участка недр;

C_R – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр;

C_{HR} – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти;

C_{AD} – коэффициент, определяющий степень выработанности конкретной залежи участка недр;

C_{CAN} – коэффициент, характеризующий удаленность региона добычи и свойства нефти.

Затем определяется ежегодный налог НДСПИ произведением этой ставки (формула (3.10)) и количества добытой нефти за год. Стоит отметить, что по новому законодательству первые 15 лет промышленной разработки морского или шельфового месторождения определяется по ставке 5 % от стоимости добытой нефти.

Налог на имущество, согласно Налоговому кодексу РФ, определяется по ставке 2,2 % от остаточной стоимости имущества. Имущество компании в данном случае – это все капитальные затраты. Тогда остаточная стоимость имущества определяется по следующей формуле:

$$OC_i = PC_i - A, \quad (3.12)$$

Затем определяется ежегодный налог на имущество произведением ставки этого налога и остаточной стоимости имущества.

Налог на прибыль, согласно Налоговому кодексу РФ, определяется по ставке 20 % – налог на разницу между доходами и расходами за вычетом каких-либо скидок.

Ставка дисконтирования необходима для определения стоимости будущих денежных потоков в настоящем времени. Она может рассчитываться по различным методикам:

- по методу средневзвешенной стоимости капитала (WACC);
- по методу оценки капитальных активов (CAPM);
- по модели постоянного роста дивидендов Гордона;
- на основе премии за риск.

Автором рассчитана ставка дисконтирования по последнему варианту по формуле (3.13):

$$r = r_f + r_p + I, \quad (3.13)$$

где r_f – безрисковая процентная ставка, %;

r_p – премия за риск, %;

I – инфляция, %.

Безрисковая процентная ставка определяется как ставка доходности облигаций федерального займа РФ, либо как ставка рефинансирования ЦБ РФ, которая равна 5 %. Инфляция, согласно Минэкономразвития равна 5 %. Что касается премии за риск, то для освоения новых районов добычи с прогнозными ресурсами следует принимать ее, равной 7 %, из-за возможных геологических и географо-экономических рисков [64]. Тогда ставка дисконтирования равна 17 %.

Можно выделить следующие показатели экономической эффективности и инвестиционной привлекательности разработки и освоения месторождения нефти:

- чистый доход и чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности; – индекс доходности денежных затрат;
- срок окупаемости капитальных вложений.

Чистый дисконтированный доход от реализации проекта разработки месторождения с ИМ находится как разница между денежными притоками и оттоками проекта, которые приведены в настоящее время, к начальному периоду времени, и рассчитывается по формуле (3.14):

$$ЧДД_T = \sum_{t=0}^T \frac{(B_t - KЗ_{ОБЩ_t} - ЭЗ_{ОБЩ_t} - H_t + A_t)}{(1 + d)^t}, \quad (3.14)$$

где B_t – выручка, полученная от продажи добытой нефти, в t -м году, определяемая по формуле (3.15):

$$B_t = Q_{H\text{ год}} \cdot C_{\text{барр}} \cdot K_{\text{долл}} \cdot C_{\text{пер}}, \quad (3.15)$$

где $C_{\text{барр}}$ – цена за баррель нефти, долл./барр.;

$K_{\text{долл}}$ – курс доллара, руб./долл.;

$C_{\text{пер}}$ – переводной коэффициент из тонны в баррели (1 барр. = 0,1364 т.);

$KЗ_{ОБЩ_t}$ – капитальные затраты на разведку и разработку месторождения в t -м году, млн. руб.;

$ЭЗ_{ОБЩ_t}$ – эксплуатационные затраты в t -ом году, млн. руб.;

H_t – сумма налоговых выплат и платежей за недропользование и реализацию продукции, млн. руб.;

A_t – амортизационные отчисления, млн. руб.;

d – ставка дисконтирования дисконта, %;

T – срок действия проекта освоения месторождения, лет.

Эффективность разработки проекта по освоению месторождения подтверждается положительным дисконтированным доходом. Чем он больше, тем привлекательнее реализация этого проекта для инвесторов. Но этот показатель экономической эффективности не учитывает объем инвестиций, поэтому необходимо использовать для этого относительные показатели разработки проекта.

Самым популярным из относительных показателей экономической эффективности проекта является внутренняя норма доходности (ВНД), которая показывает максимальную ставку, под которую можно инвестировать денежные средства, при этом суммарный денежный поток равнялся сумме капитальных вложений (их разница должна быть равна нулю).

Внутренняя норма доходности определяется путем решения уравнения (3.16):

$$\sum_{t=0}^T \frac{(B_t - KЗ_{ОБЩ_t} - ЭЗ_{ОБЩ_t} - П_t + A_t)}{(1 + ВНД)^t} = 0, \quad (3.16)$$

где $ВНД$ – внутренняя норма доходности, %;

Проект разрабатывается эффективно, если ВНД превышает ставку дисконтирования, другими словами, ожидаемой инвесторами доходности от проекта.

Не менее важным показателем экономической эффективности проекта является индекс доходности (ИД). Он показывает во сколько раз накопленные дисконтированные денежные средства превышают первоначальные инвестиции в этот проект (формула (3.17)).

$$ИД = \frac{ЧДД_{НАК}}{КЗ_{ОБЩ}}, \quad (3.17)$$

где $ЧДД_{НАК}$ – накопленный ЧДД, млн. руб.

Эффективность разработки и реализации проекта можно оценить следующим образом: при $ИД > 1$ проект окупается, можно считать эффективным освоение месторождения и, наоборот, при $ИД < 1$ инвесторы не вернут свои вложенные средства, т.е. освоение неэффективно.

Под сроком окупаемости понимается интервал времени, при котором суммарный приведенный к настоящему времени доход становится больше нуля. Графически это можно изобразить как место, где накопленный ЧДД меняет свой знак с «минуса» на «плюс».

В таблице Б.2 представлена экономическая модель реалистичного сценария разработки Долгинского месторождения с применением технологии интеллектуального месторождения. Аналогично производятся расчеты для оптимистичного и пессимистичного сценариев, а также для разработки месторождения без применения ИМ.

Для сравнения проекта разработки с внедрением технологии ИМ и без нее рассчитана экономическая эффективность этих двух проектов в реалистичном сценарии. В таблице 3.9 представлены основные показатели экономической эффективности проекта.

Таблица 3.9 – Показатели экономической эффективности проекта

Показатель	Без ИМ	с ИМ	Изменение
ЧДД, млрд. руб.	107,5	167	+55 %
ВНД, %	23	27	+4 %
ИД	0,9	1,62	+57 %
Срок окупаемости, лет	10,5	9,2	-1,3 года
ЧДД государства, млрд. руб.	130	137	+5,3 %
Рентабельность, %	23	34	+11 %
Объем рентабельных запасов, млн. т.	104	116,2	+11 %

Расчеты показали, что за счет внедрения систем «интеллектуального месторождения» происходит увеличение чистого дисконтированного дохода и индекса доходности инвестиций на 55 % и 57% соответственно, сокращение срока окупаемости объекта на 1,3 года и объем рентабельных запасов увеличился на 11 %. На рисунке 3.4 более наглядно выглядит изменение ЧДД и срока окупаемости.

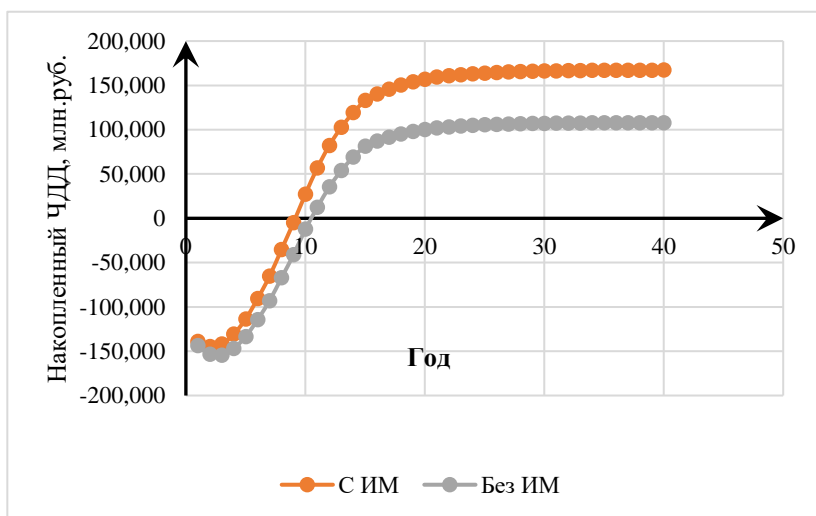


Рисунок 3.4 – Сравнение ЧДД для проектов разработки Долгинского месторождения с системой ИМ и без нее

Внутренняя норма доходности увеличивается незначительно (на 4 %), так как при разработке месторождения на шельфе Арктики все еще остается множество рисков, которые могут повлиять на уменьшение рентабельности разработки месторождения.

Для этого следует провести оценку инвестиционных рисков. Она будет проведена с использованием метода сценарного подхода, метода анализа устойчивости проекта и матрицы рисков.

В результате получилось, что при цене 40 долларов за баррель нефти разработка месторождения не рентабельна, поскольку проект не окупает свои капитальные вложения на освоения. При оптимистичном и реалистичном сценарии экономические показатели могут удовлетворить инвесторов для начала разработки и освоения месторождения. На рисунке 3.5 представлены ЧДД для трех вариантов сценарного подхода.

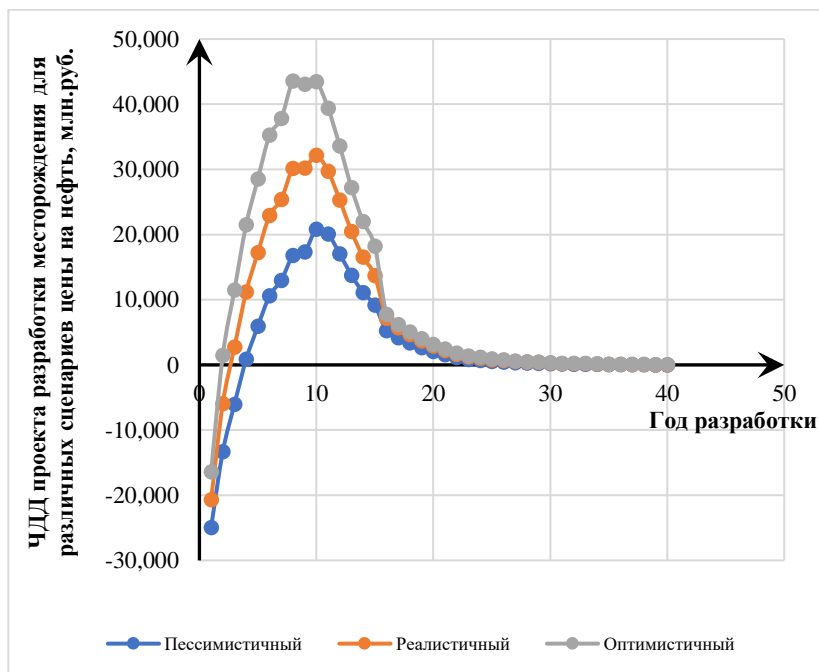


Рисунок 3.5 – График ЧДД проекта разработки месторождения для различных сценариев цены на нефть

Как видно из графика ЧДД изменяется прямо пропорционально графику отбора запасов.

Анализ устойчивости проведен для реалистичного сценария. Суть анализа заключается в выявлении закономерностей влияния начальных условий проекта на его основные показатели инвестиционной привлекательности проекта. Необходимо выбрать параметры для оценки и изменять его в различные стороны в то время, как остальные параметры экономической модели будут постоянными.

Определим изменение ЧДД, ВНД, ИД и срок окупаемости при изменении следующих параметров [64]: курс доллара; цена нефти на мировом рынке; капитальные затраты; объем добычи нефти; ставка дисконтирования.

Изменение показателей экономической эффективности при изменении параметров, приведенных выше, будет проводиться на основе увеличения или уменьшения на 10 %, 20 %, 30 %

Результаты расчета анализа чувствительности представлены в таблице Б.3. Также анализ чувствительности можно представить графически, где становится еще понятнее, как влияют изменения анализируемых параметров на изменение ЧДД (рисунок 3.6).

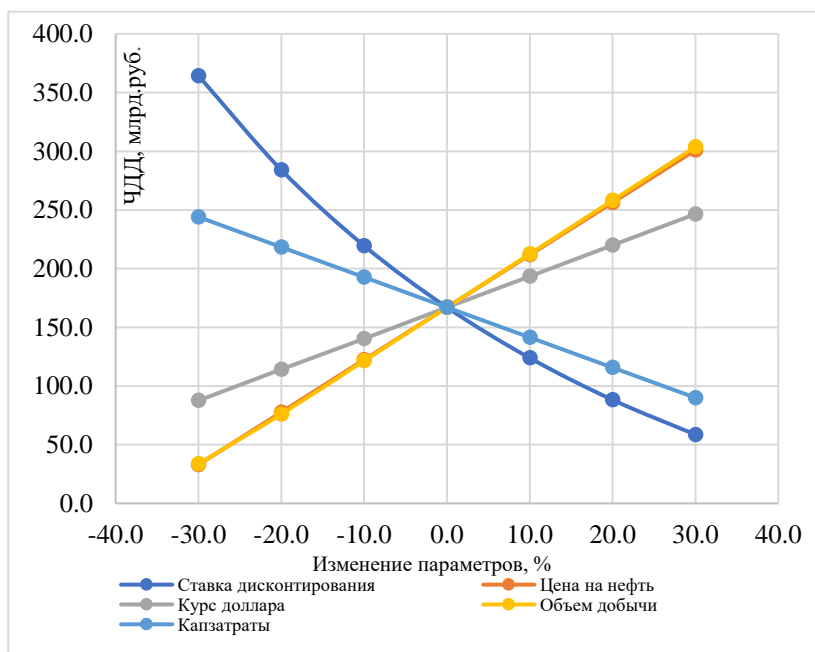


Рисунок 3.6 – График зависимости изменения ЧДД от изменения анализируемых параметров

Исходя из проведенного анализа, можно сделать вывод о том, что на ЧДД больше всего влияют цена на нефть и объем добычи более чем на 80 % при 30 % изменении параметров. На индекс доходности больше всего оказывает влияние капитальные затраты, при уменьшении на 30% ИД растет более чем на 100 %, срок окупаемости больше всего влияют те же самые параметры, что и на ЧДД. В общем, так или иначе все параметры изменяют показатели экономической эффективности, кроме ВНД. На нее не влияет ставка дисконтирования. При изменении параметра ВНД остается неизменной.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что внедрение системы ИМ позволит оптимизировать работу месторождения, увеличить показатели экономической эффективности, увеличить КИН и поспособствует созданию баз данных и без сценариев для принятия управленческих решений, который затем могут использоваться на других месторождениях.

3.3 Дорожная карта внедрения ИМ

Внедрение любой новой технологии, особенно интеллектуальной, в производственный процесс является тяжёлым и кропотливым процессом, требующий максимальной концентрации и сосредоточенности. Ведь от качества принимаемых решений зависит эффективность работы предприятия, рентабельность освоения нефтяного месторождения и прибыль компании в целом. Поэтому необходимо тщательное планирование всех своих действий.

Тем более, для нефтегазовой промышленности, как одного из наиболее капиталоемкого и высокотехнологичного вида деятельности, внедрение технологии ИМ является ключевым фактором к оптимизации бизнес-процессов и сокращению затрат на реализацию проектов разработки запасов нефти. Поэтому для планирования внедрения ИМ на месторождении необходим особый инструментарий, который позволит скрупулезно подойти к реализации проекта.

Для такого планирования мероприятий по реализации проекта, по внедрению технологии для оптимизации производственного процесса используется такой инструмент, как «дорожная карта». В этом документе прописывается план поэтапной реализации проекта с указаниями временных рамок и промежуточных результатов, то есть при планировании бизнес-задач компании. Этот инструментарий доказал свою эффективность при использовании в различных сферах производства товаров и услуг.

Внедрение технологии интеллектуального месторождения для разработки запасов нефти необходимо произвести в 3 этапа (рисунок 3.7).

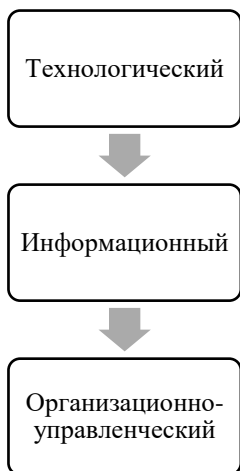


Рисунок 3.7 – Этапы внедрения технологии ИМ на объекте нефтедобычи

Для наглядности временных промежутков «дорожной карты» в приложении В на рисунке В.1 на рисунке 3.8 представлена диаграмма Ганта. Для начала необходимо определить этапы разработки плана мероприятий по внедрению ИМ. Эффективность реализации проекта может быть достигнута с помощью прохождения следующих фаз [65]:

1. Сбор данных, подготовка.
2. Анализ и моделирование.
3. Разработка и принятие решений по проекту.
4. Исполнение и контроль.

Именно при выполнении этой последовательности реализация любого проекта пройдет успешно.

Первый этап – техническое оснащение объекта добычи. Для этого необходимо выполнить анализ современных технологий и высокотехнологичного оборудования на мировом рынке, учитывая специфику региона, климат и геолого-промысловые характеристики.

На этом этапе происходит сбор и анализ геологических и промысловых данных на объекте для определения возможных проблем разработки и освоения запасов нефти. Появляется необходимость

определения решений этих проблем, основой которых будет система ИМ, то есть с ее помощью будут достигаться те или иные необходимые показатели. Поэтому необходимо определить показатели, которые необходимо улучшить в результате внедрения новой технологии.

Далее после анализа имеющихся проблем формируются технические решения и планируются мероприятия по оснащению объекта нефтедобычи, то есть планирование установки КИП, датчиков, контроллеров, клапанов для получения оперативных данных разработки месторождения в режиме реально времени. Для этого работники компании, инженеры проводят анализ мирового рынка технологий, потенциально подходящих по условиям эксплуатации месторождения. Возможны консультации с экспертами научных институтов и консалтинговых агентств.

Далее необходимо непосредственно приступить к разработке проекта. На данном этапе происходит формирование технических условий и операций, а также их утверждение на вышестоящем уровне. Чтобы избежать экономических потерь необходимо провести ТЭО и проанализировать все инвестиционные риски, с помощью сценарного подхода и анализа чувствительности, как было сделано автором в п. 3.2 данной ВКР. Это позволит определить и минимизировать риски, а также сформулировать меры по их предотвращению.

Последняя фаза первого этапа – это реализация проекта технического оснащения объекта. Это самый продолжительный период первого этапа. На данном этапе осуществляется установка необходимого оборудования, проверка, поверка и тестирование различных КИП, датчиков и контроллеров, а также происходит налаживание каналов связи и передачи информации с оборудования на мониторы и в базы данных контролируемой организацией, отделом или блоком. Как показала практика наиболее надежными каналы связи являются беспроводные сети, но также используются оптоволоконные кабели для бесперебойной связи между месторождением и блоком, контролирующим это месторождение.

На этом технологический этап заканчивается и начинается информационный. В первую очередь, происходит поиск программных продуктов, программного обеспечения для комфортного и успешного управления добычей нефти. Необходимо осуществить сбор всей информации и перенос ее в единую систему для контроля за месторождением и мониторинга всех его показателей в режиме

реального времени. Для этого нужно создать необходимое количество баз данных и определить граничные значения параметров объекта добычи, при которых не потребуются вмешательства персонала в производственный процесс. Для более оперативного завершения этой фазы можно нанять подрядные организации для анализа и структурирования информации, к примеру, независимые аудиторские конторы.

После этого необходимо установить все выбранные программные продукты и ПО, а также произвести интеграцию с созданными базами данных для сведения в общую единую систему. Эта система позволит упростить взаимодействия между сотрудниками нефтедобывающего предприятия, проектной команды и различных отделов за счет горизонтальной интеграции системы.

С помощью внедрения ПО и интеллектуальных продуктов в данной единой системе появится возможность создание геологических и гидродинамических моделей, благодаря которым можно строить модели на основе полученных данных в режиме реального времени. Это приводит к оптимизации добычи путем снижения простоев и поломок, а также к определению точного движения флюида и поведения пласта в целом, с помощью которого можно сократить время на принятие управленческих решений при возникновении трудных ситуаций.

Вышеперечисленная единая система только начальная стадия интегрированной модули управления добычей на ИМ. Далее необходимо создание аналитической базы данных, благодаря которой на основе анализа различных расчетов и показателей автоматизированная система может принимать собственные решения. К примеру, назначение даты технического обслуживания и обследования объектов нефтедобычи, что позволит сократить затраты из-за возможных сбоев и простоев оборудования.

Следующая ступень – это система, отвечающая за прогнозирование добычи. Это позволит получать отчеты о возможном снижении нефтедобычи или наоборот такой оптимизации процесса, что это привело к повышению дебита и КИН. С такой системой возрастает оперативность принятия необходимых управленческих решений при возникновении патовых ситуаций (аварийных, экологических и др.). Но первоначально необходимо наличие экспертов для возможности проработать всевозможные сценарии и закономерности и внести в эту

систему, чтобы впоследствии она сама могла спрогнозировать то или иное событие на основе полученных данных.

Итогом второго этапа является создание интегрированной модели управления объектами добычи, в которую входят единая система информации, позволяющая строить геологические модели и анализировать возможное поведение флюида, аналитической базы данных, способная принимать самостоятельное решение по оптимизации производственных процессов, и система для прогнозирования, способная рассмотреть различные сценарии и представить отчет руководству для принятия управленческого решения.

Третий этап – организационно-управленческий. Цель этого этапа является оптимизация организационной структуры за счет сокращения персонала и реорганизации структуры компании.

Сначала происходит анализ организационной структуры, которая действует в компании на сегодняшний момент. В процессе анализа одновременно осуществляется сбор информации о сотрудниках, количестве опыта, проводится проверка наличия у них ключевых компетенций, необходимых для работы с технологией ИМ. Определяются сильные и слабые стороны действующей организационной структуры.

Далее необходимо провести изменения в структуре компании и сократить персонал, функции которых может осуществлять современная система, внедренная на информационном этапе. Но напротив, это может сказаться на мотивации и настрое сотрудников, так как каждый будет думать, что его в любой момент могут уволить. Поэтому со стороны сотрудников HR необходимо организовывать профилактические мероприятия в виде семинаров, образовательных лекций, курсов повышения квалификации, которые позволят ознакомиться с нововведениями в систему разработки запасов нефти.

После окончания управленческого этапа технология интеллектуального месторождения начинает работать на объекте нефтедобычи с возможностью проб и ошибок, тестирования, исследование дополнительных сценариев развития и оптимизации производственного процесса. На все это дается дополнительный год, чтобы была возможность исследовать каждый «уголок» этой интеллектуальной технологии. Данный тестовый период позволит наработать базу возможных сценариев, которые могут применяться к конкретному месторождению и позволит быстро и своевременно

оптимизировать процесс разработки и освоения месторождения. «Дорожная карта» внедрения системы ИМ представлено в таблице В.1.

Выводы к главе 3

1. Была проведена оценка по методике приоритетности внедрения ИМ трех месторождений: Ромашкинского, Приразломного и Долгинского. Было определено, что первое не приоритетно для внедрения ИМ (3,46 баллов), а на остальных возможно внедрение технологии ИМ (5,01 и 6,41 баллов соответственно). Автором было выбрано Долгинское месторождение ввиду максимального количества баллов.

2. Оценка экономической эффективности проекта по реализации освоения Долгинского месторождения и внедрения в производственный процесс технологии ИМ показала, что с применением ИМ чистый дисконтированный доход и индекс доходности вырастут на 39 %, КИН увеличится на 10 % и срок окупаемости проекта уменьшится на 1 год, рентабельность проекта вырастет на 10 %.

3. Метод сценарного подхода показал, что при стоимости одного барреля нефти равной 40 долл./барр. проект не окупится, следовательно, разработка и освоение месторождения нерентабельно. При стоимости 60 долл./барр. рентабельность проекта в целом составляет 33 %, а при 80 долл./барр. – 47 %. Это доказывает, что при текущей цене с введением ИМ освоение запасов нефти выгодно.

4. Анализ чувствительности показал параметры, которые больше всего влияют на показатели экономической эффективности проекта. Это объём добычи нефти и цена за баррель нефти. При изменении этих параметров на 30 % ЧДД, ИД изменялись более, чем на 60 %.

5. Был разработан план мероприятий по внедрению технологии ИМ для разработки месторождения, разделенный на три этапа, с указанием длительности каждого этапа и фазы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целесообразность применения технологии интеллектуальных месторождений для систем разработки запасов нефти имеет под собой научные обоснования.

1. После анализа современной нефтегазодобывающей промышленности России можно сказать, что применение технологии ИМ необходимо, так как новые месторождения, которые возможно разрабатывать в дальнейшем, находятся в основном в местах с суровыми климатическими условиями (например, арктический шельф), то есть необходимо иметь различные модели и автоматизированные процессы, чтобы минимизировать риски как технологические, экологические, так и человеческие.

2. Были выявлены проблемы нефтегазовой отрасли и были предложены пути их решения на основе применения интеллектуальных технологий. Такие решения позволяют:

- сократить капитальные и эксплуатационные затраты, что со временем уменьшит себестоимость добычи сырья;

- увеличить нефтеотдачу пласта за счет анализа геологической информации, построения моделей и прогнозирования возможных дальнейших действий разработки пласта.

3. Мировой опыт внедрения показал, что при внедрении системы ИМ возможно увеличение КИН на 5-10%, добычи углеводородов в целом на 20% и снижения затрат как капитальных (на 50%), так и операционных на 20%. Такая система позволит в онлайн режиме обеспечить обмен, передачи информацией между специалистами, осуществить отслеживание работы месторождений, эффективно спроектировать деятельность компании, анализирование для всех проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) и условий.

4. Было определено, что технология «интеллектуального месторождения» в системе нефтегазовых предприятий лежит на технологическом, управленческом и информационном поле. Введение данной технологии предусматривает выбор мер повышения эффективности, с помощью которых произойдет совершенствование информационных потоков. В связи с чем, был разработан и предложен план мероприятий по внедрению технологии ИМ для разработки месторождения, разделенный на три этапа, с указанием длительности каждого этапа и каждой фазы.

5. На основе методики определения приоритетности внедрения технологии ИМ было выявлено месторождение, подходящее под все характеристики с оценкой 6,41 баллов. Была оценена экономическая

эффективность проекта по реализации освоения месторождения и внедрения в производственный процесс технологии ИМ. Расчет показал, что с применением ИМ чистый дисконтированный доход и индекс доходности вырастут на 55 %, КИН увеличится на 10 % и срок окупаемости проекта уменьшится на 1,3 года, объем рентабельных запасов вырастет на 11 %.

6. Методы оценки инвестиционных рисков показали, что при стоимости одного барреля нефти равной 40 долл./барр. проект не окупится, следовательно, разработка и освоение месторождения нерентабельно. При стоимости 60 долл./барр. рентабельность проекта в целом составляет 33 %, а при 80 долл./барр. – 47 %. Это доказывает, что при текущей цене с введением ИМ освоение запасов нефти выгодно. Кроме того, анализ чувствительности показал параметры, которые больше всего влияют на показатели экономической эффективности проекта. Это объем добычи нефти и цена за баррель нефти. При изменении этих параметров на 30 % ЧДД, ИД изменялись более, чем на 80 %.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. BP Statistical review of world energy / 65th Edition – 2016 [Электронный ресурс]. URL: <http://oilproduction.net/files/especial-BP/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf> (дата обращения: 30.04.2021).
2. BP Statistical review of world energy / 68th Edition – 2020 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (дата обращения: 30.04.2021).
3. Березина А.А. Организационно-управленческий механизм внедрения системы «интеллектуальное месторождение» на нефтегазовых предприятиях России – дисс. на соискание ученой степени кандидата экономических наук — СПб: НМСУ «Горный», 2015г.
4. Аналитический бюллетень. Нефтегазодобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность: тенденции и прогнозы // Выпуск №41: итоги 2020 года. – М: Центр экономический исследований РИА-аналитика, 2021. – 57 с.
5. Сайт Федеральной службы государственной статистики [Электронный ресурс]. URL: <https://rosstat.gov.ru/> (дата обращения: 30.04.2021).
6. Аналитический бюллетень. Нефтегазодобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность: тенденции и прогнозы // Выпуск №23: итоги января–июня 2016 года. – М: Центр экономический исследований РИА-аналитика, 2016. – 48 с.
7. Deloitte. Обзор нефтесервисного рынка –2020 [Электронный ресурс]. URL: <https://www2.deloitte.com/ru/ru/pages/energy-and-resources/articles/2020/oil-gas-survey-russia-2020.html>
8. Трудноизвлекаемые запасы нефти ТРИЗ // Электронный журнал «Neftegaz.RU». Техническая библиотека [Электронный ресурс]. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti-triz/> (дата обращения: 30.04.2021)
9. Шмелев П., Удалова Т. ТРИЗ как объективная реальность // Сибирская нефть. Онлайн-журнал, №149, март 2018. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-march/1489610/> (дата обращения: 30.04.2021)

10. Балабуха А.В., Иншаков Р.С. Преимущества использования технологии интеллектуальных месторождений. // European research: сборник статей победителей IX Международной научно–практической конференции. — Наука и просвещение: Пенза, — 2017 г., С. 39–41. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=28933956> (дата посещения 05.05.2021).
11. Васильев В.А., Гунькина Т.А., Полтавская М.Д. Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учебное пособие. – Ставрополь: изд-во СКФУ, 2015. — 94 с. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=29994656> (дата посещения 05.05.2021).
12. Шухгальтер М.Л. Экономика предприятия. Под ред. Карлика А.Е. Учебник – СПб., 2009. – 464 с.
13. Zhiqiang Huang, Yurong Li, Yinhua Peng, Zejun Shen, Weiping Zhang, Min Wang. Study of the Intelligent Completion System for Liaohe Oil Field. // Procedia Engineering — International Conference on Advanced in Control Engineering and Information Science, CEIS 2011; Dali, Yunnan; China; — Volume 15, 2011, Pages 739–746. URL: <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-84055199080&origin=resultslist&sort=r-f&src=s&st1=oil+intelligent+field&nlo=&nlr=&nls=&sid=13ed8dcb18cd78c756f96362874e4bd7&sot=b&sdt=cl&cluster=s&coopenaccess%2c%22%22%2ct&sl=36&s=TITLE-ABS-KEY%28oil+intelligent+field%29&relpos=0&citeCnt=4&searchTerm=#references> (дата посещения 05.05.2021).
14. ЦДУ ТЭК. Нефть в цифрах. [Электронный ресурс]. — 2020г. URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/756 (дата посещения 05.05.2021).
15. Богданов В.Л. Система управления активами нефтегазовых компаний в современных российских экономических условиях М.: NOTA BENE. – 2002. – 248 с.
16. Галактионов Игорь. Сколько стоит добыча нефти в России? // БКС–Экспресс [Электронный ресурс]. — март 2020г. URL: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/2020627080-skol-ko-stoit-dobycha-nefti-v-rossii> (дата посещения 05.05.2021).
17. Каптелинина Е.А., Николаева Н.С. Интеллектуальные технологии: инновационный курс на повышение эффективности нефтегазовой отрасли // Электронный экономический вестник Татарстана, Казань. — №3, 2016 г. — С. 59–63. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=29288951> (дата посещения 05.05.2021).

18. I.S. Korovin and M.G. Tkachenko. Intelligent oilfield model // *Procedia Computer Science*, — Volume 101, 2016, Pages 300–303, — 5th International Young Scientist Conference on Computational Science, YSC 2016; Krakow; Poland. URL: [https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85008249815&origin=resultslist&sort=r-f&src=s&st1=oil+intelligent+field&nlo=&nlr=&nls=&sid=13ed8dcb18cd78c756f96362874e4bd7&sot=b&sdt=cl&cluster=scoopenaccess%2c%221%22%2ct&sl=36&s=TITLE-ABS-KEY%28oil+intelligent+field%29&relpos=33&citeCnt=12&searchTerm=\(дата посещения 07.07.2020\).](https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85008249815&origin=resultslist&sort=r-f&src=s&st1=oil+intelligent+field&nlo=&nlr=&nls=&sid=13ed8dcb18cd78c756f96362874e4bd7&sot=b&sdt=cl&cluster=scoopenaccess%2c%221%22%2ct&sl=36&s=TITLE-ABS-KEY%28oil+intelligent+field%29&relpos=33&citeCnt=12&searchTerm=(дата посещения 07.07.2020).)
19. Redutskiy Y. Conceptualization of smart solutions in oil and gas industry // *Procedia Computer Science*, — Volume 109, 2017, Pages 745–753 — 8th International Conference on Ambient Systems, Networks and Technologies, ANT 2017 and 7th International Conference on Sustainable Energy Information Technology, SEIT 2017; Madeira; Portugal. URL: [https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85021827716&origin=resultslist&sort=r-f&src=s&st1=oil+intelligent+field&nlo=&nlr=&nls=&sid=13ed8dcb18cd78c756f96362874e4bd7&sot=b&sdt=cl&cluster=scoopenaccess%2c%221%22%2ct&sl=36&s=TITLE-ABS-KEY%28oil+intelligent+field%29&relpos=60&citeCnt=3&searchTerm=\(дата посещения 07.07.2020\).](https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85021827716&origin=resultslist&sort=r-f&src=s&st1=oil+intelligent+field&nlo=&nlr=&nls=&sid=13ed8dcb18cd78c756f96362874e4bd7&sot=b&sdt=cl&cluster=scoopenaccess%2c%221%22%2ct&sl=36&s=TITLE-ABS-KEY%28oil+intelligent+field%29&relpos=60&citeCnt=3&searchTerm=(дата посещения 07.07.2020).)
20. Тчаро Хоноре, Воробьев А.Е., Воробьев К.А. Цифровизация нефтяной промышленности: базовые подходы и обоснование «интеллектуальных» технологий // *Вестник Евразийской науки* – 2018 – №2. URL: <https://esj.today/PDF/88NZVN218.pdf>. – (дата обращения 10.05.2020).
21. Гулулян А.Г. Оценка экономической эффективности использования технологий цифровых месторождений при принятии управленческих решений в нефтегазовом производстве – дисс. на соискание уч. степ. к.э.н. — М: РГУНГ им И.М. Губкина, 2017г. URL: https://www.gubkin.ru/diss2/files/Dissertation_Gululyan_AG.pdf (дата обращения 01.03.2021).
22. Власов А.И., Можчиль А.Ф.. Обзор технологий: от цифрового к интеллектуальному месторождению // *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти.* – 2018 – №3(9). – С. 68–74. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=35598169>. – (дата обращения 01.03.2021).

23. Васильев В.А., Гунькина Т.А., Полтавская М.Д. Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учебное пособие. – Ставрополь: изд-во СКФУ, 2015. — 94 с. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=29994656> (дата посещения 01.03.2021).

24. Березина А.А. Экономические и управленческие критерии для отбора проектов для внедрения технологии интеллектуального месторождения // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» – 2015 – Том 7, №1. URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/20EVN115.pdf>. – (дата обращения 01.03.2021).

25. Березина А.А. Целесообразность перехода к концепции интеллектуального месторождения в условиях современных проблем нефтегазодобывающего комплекса // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом – 2015 – №2 – С.42–46. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=22911167>. – (дата обращения 01.03.2021).

26. Березина А.А. Экономическая концепция нефтегазового «интеллектуального» месторождения // А.А. Березина, А.Е. Череповицын – Издательство Нефтяное хозяйство (Москва), 2014 – №4 – С.14–15. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=21450462> (дата обращения 01.03.2021).

27. Миловидов К.Н. Масштабная цифровизация – новая эра в энергетике // V международная конференция «Глобальная энергетическая трансформация: экономика и политика». — ИМЭМО РАН – РГУНиГ имени И.М. Губкина: М., 15.12.2017 г. URL: https://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2017/15122017/04_3_Milovidov.pdf (дата посещения 01.03.2021).

28. Андреев А.Ф., Управление инновационными процессами на предприятиях нефтегазового комплекса: учеб. пособие // А.Ф. Андреев, А.А. Синельников, М: МАКС Пресс, 2008. – 241 с.

29. Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Интеллектуальные технологии моделирования расчета экономических показателей для оценки месторождений нефти и газа // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле – 2019 – №3 – С.344–355. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=40870199>. – (дата обращения 01.03.2021).

30. Еремин Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа: в 2 кн. Кн. 1. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011.

31. Еремин Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа: в 2 кн. Кн. 2. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011.

32. Еремин Н.А. Дмитриевский А.Н. Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений // Нефть, газ, новации №12 2015 с. 44–48 /Институт проблем нефти и газа РАН/ URL: http://itps.com/uploads/files/file_672.pdf (дата посещения 01.03.2021).

33. Кочнев А.А. Концепция «интеллектуального» месторождения // MASTER'S JOURNAL – 2015 – №2 – С. 165–171. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=24984184> – (дата обращения 01.03.2021).

34. Отчет консалтингового агентства «Accenture». Digital Oilfield outlook report // Октябрь, 2015 г. URL: https://www.accenture.com/t20151218T203100_w_/nl-en/_acnmedia/PDF-2/Accenture-Digital-Oilfield-Outlook-JWN-October-2015.pdf (дата обращения 01.03.2021).

35. Васильев А.М., Фадеев А.М. Эффективные направления государственного регулирования процессов освоения углеводородных месторождений на морском шельфе Арктики // Вестник Кольского научного центра РАН – 2012. – С. 46-55. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/effektivnye-napravleniya-gosudarstvennogo-regulirovaniya-protsesov-osvoeniya-uglevodorodnyh-mestorozhdeniy-na-morskom-shelfe> (дата обращения: 05.05.2021).

36. Троегубов А.С., Слюсарь Н.Н. Анализ эффективности интеллектуальных месторождений // Химия. Экология. Урбанистика – 2018 – том 1 – С. 159–163. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=32854046> – (дата обращения 05.03.2021).

37. José E. Naranjo, Paulina Ayala, Santiago Altamirano, Geovanni Brito, Marcelo V. Garcia. Intelligent oil field approach using virtual reality and mobile anthropomorphic robots // Augmented Reality, Virtual Reality, and Computer Graphics. – 2018 – pp.467–478. URL: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-95282-6_34. (дата обращения 15.12.2019).

38. Hang Qin, Zhu Han. Stochastic resource allocation for well control with digital oil field infrastructure // IEEE Systems Journal – June 2018. – Volume: 12. – Issue: 2. – pp.1295–1306. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7605471>. (дата обращения 15.12.2019).

39. Hang Qin, Zhu Han. Crude-oil scheduling network in smart field under cyber-physical system // IEEE Access – July 2019. – Volume: 7. – pp.91703–91719. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8758138>. (дата обращения 15.12.2019).

40. Кирсанов С.А., Пищухин В.М., Чудин Я.С., Федоров И.А. Особенности формирования интеллектуальной системы управления разработкой месторождений // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности – 2016 – №5 – С.13–16. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=25982831>. – (дата обращения 05.03.2021).
41. Accenture. Digital Transformation Initiative // World Economic Forum, Oil and gas industry, — January, —2017. URL: https://www.accenture.com/_acnmedia/Accenture/Conversion-Assets/WEF/PDF/Accenture-Oil-And-Gas-Industry-slideshare.pdf (дата посещения 05.03.2021).
42. Отчет консалтинговой компании Accenture и компании Microsoft. Upstream Oil and Gas Companies Spend Smarter on Digital Technologies to Drive Value, Reduce Costs // 2016 год. URL: https://www.accenture.com/_acnmedia/pdf-6/accenture-upstream-oil-gas-companies-spend-smarter-digital-technologies-drive-value-reduce-costs.pdf (дата посещения 05.03.2021).
43. Демарчук В.В. Отечественный и международный опыт реализации проектов «Интеллектуальных» месторождений // Молодой ученый — ООО «Изд-во молодой ученый»: Казань. — №19, 2014 — С.295–297. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=22549521> (дата посещения 05.03.2021).
44. Демарчук В.В. Перспективы и направления реализации проектов «интеллектуальных месторождений» нефти и газа // Молодой ученый — ООО «Изд-во молодой ученый»: Казань. — №19, 2014 — С.284–289. URL: <https://moluch.ru/archive/78/13523/> (дата посещения 05.03.2021).
45. Нефть и цифра [Электронный ресурс]. – Сайт Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса ЦДУ ТЭК. – 2020г. URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/756/ (дата посещения 15.05.2021).
46. Абукова Л.А., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Фролов С.Ю. О необходимости разработки Государственной программы цифровизации и интеллектуализации нефтегазовой отрасли // Нефть. Газ. Новации — №8, 2016 — С. 32–35. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=27020590> (дата посещения 05.03.2021).
47. Газпром нефть намерена возобновить разведку Долгинского месторождения в 2019г [Электронный ресурс]. – Национальная Ассоциация нефтегазового сервиса. – 2017 г. URL: <https://nangs.org/news/business/gazprom-neft-namerena-vozobnovit-razvedku-dolginskogo-mestorozhdeniya-v-2019-g> (дата посещения 05.05.2021).

48. «Газпром нефть» уменьшила прогноз по извлекаемым запасам Долгинского месторождения [Электронный ресурс]. – Национальная Ассоциация нефтегазового сервиса. – 2016 г. URL: <https://nangs.org/news/industry/gazprom-neft-umenshila-prognoz-po-izvlekaemykh-zapasam-dolginskogo-mestorozhdeniya> (дата посещения 05.05.2021).

49. Нефтяные «лепестки» Ромашкинского месторождения [Электронный ресурс]. – Национальная Ассоциация нефтегазового сервиса. – 2017 г. URL: <https://nangs.org/news/upstream/neftyanye-lepestki-romashkinskogo-mestorozhdeniya> (дата посещения 15.05.2021).

50. Нефть в активе [Электронный ресурс]. – Сибирская нефть. Онлайн-журнал, №123, июль 2015. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2015-july-august-projects/1108608/> (дата обращения: 15.05.2021)

51. Хайруллин А.А. Гриценко Н.А. Применение потокоотклоняющих технологий на объекте БС₄₋₅ Приразломного месторождения // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. Т. 1; – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – С. 160-162. URL: <https://www.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2015/08/Tom-11.pdf> (дата обращения: 15.05.2021)

52. Федорова А.Э. Исследование изменения физико-химических свойств добываемых нефтей на продуктивных горизонтах Ромашкинского месторождения в процессе разработки // институт «ТатНИПИнефть». URL: <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2015/npo/005.pdf> (дата обращения: 15.05.2021)

53. Усманов А.Р. Оценка эффективности разработки объекта БС₄₋₅ Приразломного месторождения // Академический журнал Западной Сибири. Т. 14, №7; – Тюмень: М-центр, 2018. – С. 133-134. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=36767411&> (дата обращения: 15.05.2021)

54. Козлова И.А., Мальцева И.О. геологическое обоснование реализуемой системы разработки пласта БС₄₋₅ Приразломного месторождения и оценка эффективности ее применения // Нефтепромысловое дело. №9; - М: РГУНГ им. И.М. Губкина, 2013. – С. 20-23. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=20297219> (дата обращения: 15.05.2021)

55. Финансовая отчетность ПАО «Татнефть».

56. Финансовая отчетность ПАО «Газпром-нефть».

57. Вавулинский А.Н., Иконникова. Л.Н. Выбор концепции освоения Долгинского месторождения // Арктические исследования: от экстенсивного освоения к комплексному развитию: материалы I международной молодежной научно-практической конференции (26-28 апреля 2018). Том 2; Сев. (арктич.) федер. ун-т. – Архангельск: САФУ, 2018. – С. 30-33. URL: https://narfu.ru/upload/medialibrary/0c6/Materialy-konferentsii_tom_2.pdf (дата обращения: 15.05.2021)

58. Фадеев А.М. Стратегическое управление нефтегазовым комплексом при освоении углеводородного ресурсного потенциала Арктики. – дисс. на соискание ученой степени доктора экономических наук. – М: 2018 г.

59. Ильинский А.А. Организация геологоразведочных работ по нефти и газу. Оценка экономической эффективности: учеб. пособие / А.А. Ильинский, Д.М. Меткин. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2016. – 76 с.

60. Ильинский А.А. Экономика и организация производства в нефтегазовой отрасли: учеб. пособие / А.А. Ильинский, Д.М. Меткин. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2017. – 61.

61. Губарев М. И. Особенности и перспективы развития морского бурения // Творчество юных - шаг в успешное будущее : Арктика и её освоение : материалы IX Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина, г. Томск, 10-14 октября 2016 г. — Томск : Изд-во ТПУ, 2016. — [С. 188-194]. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/80134658.pdf> (дата обращения: 15.05.2021).

62. ЦДУ ТЭК. Вынужденная пауза. [Электронный ресурс]. — 2016г. URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2016/12/222/ (дата посещения 15.05.2021).

63. Сайт «Консультант Плюс» [Электронный ресурс]. – Постановление Правительства РФ от 29.03.2013 №276 «Методика расчета ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую». URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144198/687324a2405700312d275ed58bb81913cc230503/ (дата посещения 20.05.2021).

64. Меткин Д.М. Экономическое развитие добывающего комплекса освоения не востребованных запасов нефти – дисс. на соискание ученой степени кандидата экономических наук — Апатиты, 2019г.

65. Афанасьев М.В., Новосельцев Е.Н., Ярцева О.Ю., Тихонов А.К. Цифровая трансформация нефтегазового комплекса: интеллектуальное месторождение. В сборнике: Фундаментальные и прикладные исследования в области управления, экономики и торговли. Сборник трудов всероссийской научной и учебно-практической конференции. В 3-х частях. 2020. С. 7-11. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43920831> (дата обращения: 19.05.2021).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Показатели для выбора приоритетности технологии интеллектуального месторождения [3]

Показатели	Приоритет внедрении технологии		
	1 балла	0,5 балл	0 баллов
1. Геолого-промысловые			
<i>1.1 Свойства пласта-коллектора</i>			
Средняя глубина залегания, м	более 3000	1500–3000	до 1500
Геологическое строение	очень сложное	сложное	простое
Проницаемость, мД	до 50	50–500	более 500
Пористость, %	до 5	5–20	более 20
Коэффициент песчанности	0–0,3	0,3–0,4	более 0,4
Коэффициент расчлененности	более 8	4–8	до 4
<i>1.2 Свойства нефти</i>			
Плотность, кг/м ³	более 900	830–900	менее 830
Вязкость, МПа·с	более 25	5–25	менее 5
Содержание серы, %	более 2	0,5–2	менее 0,5
Содержание парафинов, %	более 6	1,5–6	менее 1,5
<i>1.3 Промышленные показатели разработки</i>			
Пластовое давление, МПа	менее 10	10–20	более 20
Дебит, т/сут	до 500	500–1000	более 1000
Темп роста обводненности в год, %	более 20	5–20	менее 5
Эксплуатационный фонд добывающих скважин, скв	менее 50 более 400	100–400	50–100
Проектный КИН, %	менее 15	15–30	более 30
2. Производственно-экономические показатели			
<i>2.1 Эффективность использования ресурсов</i>			
Рентабельность ОПФ, %	менее 2	2–10	более 10
Рентабельность производства, %	менее 10	10–25	более 25

Окончание таблицы А.1

<i>2.2 Состояние основных фондов</i>			
Коэффициент использования фонда скважин	менее 0,5	0,5–0,9	более 0,9
Коэффициент износа ОПФ, %	более 60	40–60	менее 40
<i>2.3 Основные тенденции экономической деятельности</i>			
Темп роста себестоимости, %	более 15	10–15	менее 10
Темп изменения производительности труда, %	меньше 0	0–5	более 5
3. Управленческие			
Скорость принятия управленческих решений, дни	более 15	5–15	менее 5
Норма управляемости, чел	менее 3 более 20	3–6; 13–20	6–12
Затраченное время на подписание договоров, дни	более 15	5–15	менее 5
Доля управленческих расходов	более 0,3	0,1–0,3	менее 0,1
Отставание от БП, %	более 25	10–25	менее 10
4. Особенности климата и географии			
Климат	суровый	тяжелый	умеренный
Инфраструктура	низкий уровень	средний	хороший

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет экономической эффективности проекта внедрения технологии ИМ.

Таблица Б.1 – Показатели ежегодной добычи нефти для построения кривой отбора запасов

год	добыча нефти без ИМ, тыс.т.	% от извл. запасов	год	добыча нефти с ИМ, тыс.т.	% от извл. запасов
1	500	0,4	1	500	0,4
2	1000	0,8	2	1010	0,8
3	1375	1,1	3	1403	1,1
4	1875	1,5	4	1932	1,5
5	2375	1,9	5	2471	1,9
6	3000	2,4	6	3153	2,4
7	3500	2,8	7	3715	2,8
8	4375	3,5	8	4691	3,5
9	4875	3,9	9	5279	3,9
10	5000	4	10	5420	4
11	5000	4	11	5425	4
12	5000	4	12	5431	4
13	4750	3,8	13	5164	3,8
14	4500	3,6	14	4897	3,6
15	4375	3,5	15	4766	3,5
16	4000	3,2	16	4362	3,2
17	3750	3	17	4093	3
18	3625	2,9	18	3961	2,9
19	3375	2,7	19	3691	2,7
20	3125	2,5	20	3421	2,5
21	2875	2,3	21	3151	2,3
22	2500	2	22	2743	2
23	2250	1,8	23	2471	1,8

Окончание таблицы Б.1

24	2250	1,8	24	2473	1,8
25	2125	1,7	25	2338	1,7
26	2125	1,7	26	2341	1,7
27	2000	1,6	27	2205	1,6
28	2000	1,6	28	2207	1,6
29	1875	1,5	29	2348	1,7
30	1875	1,5	30	2073	1,5
31	1750	1,4	31	1937	1,4
32	1750	1,4	32	1939	1,4
33	1750	1,4	33	1386	1
34	1500	1,2	34	2082	1,5
35	1500	1,2	35	1667	1,2
36	1500	1,2	36	1669	1,2
37	1500	1,2	37	1670	1,2
38	1500	1,2	38	1672	1,2
39	1000	0,8	39	1116	0,8
40	1000	0,8	40	1117	0,8

Таблица Б.2 – Экономическая модель разработки Долгинского месторождения с применением технологии ИМ

Год	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Капитальные затраты, млн. руб.	118 304,3	38 847,6	38 847,6	38 847,6	38 847,6	38 847,6	38 847,6	38 847,6	38 847,6
Добыча нефти, тыс.т.	-	500,0	1010,0	1402,6	1931,8	2471,4	3153,0	3715,3	4690,6
Выручка, млн.руб	-	15822,6	31961,6	44386,7	61132,6	78208,9	99778,1	117571,9	148434,5
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	-	3637,5	3819,4	4010,3	4210,9	4421,4	4642,5	4874,6	5118,3
Экспортная пошлина, млн.руб	-	37,8	50,8	35,4	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
НДПИ, млн.руб	-	791,1	1 598,1	2 219,3	3 056,6	3 910,4	4 988,9	5 878,6	7 421,7
Амортизация, млн. руб	-	5 915,2	7 561,8	9 126,1	10 612,2	12 024,0	13 365,1	14 639,3	15 849,7
Налог на имущество, млн.руб.	-	2 602,7	3 327,2	4 015,5	4 669,4	5 290,5	5 880,7	6 441,3	6 973,9
Прибыль до налогов, млн. руб.	-	2 838,3	15 604,3	24 980,0	38 583,5	52 562,6	70 901,0	85 738,2	113 070,9
Налог на прибыль, млн.руб.	-	567,7	3 120,9	4 996,0	7 716,7	10 512,5	14 180,2	17 147,6	22 614,2
Чистая прибыль, млн.руб.	-	2 270,6	12 483,4	19 984,0	30 866,8	42 050,1	56 720,8	68 590,5	90 456,8
Чистый денежный поток, млн.руб.	-118 304,3	-24 178,9	-8 119,6	4 384,7	20 960,3	37 762,9	58 783,6	76 169,1	105 922,7
Накопленный чистый денежный поток, млн.руб.	-118 304,3	-142 483,2	-150 602,9	-146 218,2	-125 257,9	-87 495,0	-28 711,3	47 457,8	153 380,5

Продолжение таблицы Б.2

Коэффициент дисконтирования	1	0,855	0,731	0,624	0,534	0,456	0,390	0,333	0,285
Чистый дисконтированный поток, млн.руб.	-118 304,3	-20 665,7	-5 931,5	2 737,6	11 185,5	17 224,1	22 916,1	25 379,2	30 164,9
Накопленный чистый дисконтированный поток, млн.руб.	-118 304,3	-138 970,1	-144 901,6	-142 163,9	-130 978,4	-113 754,3	-90 838,2	-65 459,0	-35 294,1
Удельный ЧДД, руб./т	-	-41 331,4	-5 872,8	1 951,8	5 790,1	6 969,3	7 268,0	6 831,0	6 430,9
ЧДД Государства, млн.руб.	-	3 418,2	5 914,9	7 034,3	8 241,0	8 991,6	9 765,4	9 818,4	10 539,7
Накопленный ЧДД государства, млн.руб.	-	3 418,2	9 333,1	16 367,4	24 608,4	33 599,9	43 365,3	53 183,7	63 723,5
Год	9	10	...	35	36	37	38	39	40
Капитальные затраты, млн. руб.	38 847,6	12 949,2	...	-	-	-	-	-	-
Добыча нефти, тыс.т.	5278,9	5419,7	...	1667,0	1668,7	1670,4	1672,1	1115,8	1116,9
Выручка, млн.руб	167052,5	171507,2	...	52754,0	52806,8	52859,6	52912,4	35310,2	35345,5
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	5374,2	5643,0	...	19109,1	20064,5	21067,7	22121,1	23227,2	24388,5
Экспортная пошлина, млн.руб	0,000	0,000	...	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
НДПИ, млн.руб	8 352,6	8 575,4	...	16 096,8	15 572,3	15 046,2	14 518,4	9 446,9	9 214,2
Амортизация, млн. руб	16 999,6	18 092,0	...	5 207,6	4 947,2	4 699,8	4 464,8	4 241,6	4 029,5
Налог на имущество, млн.руб.	7 479,8	7 960,5	...	2 291,3	2 176,8	2 067,9	1 964,5	1 866,3	1 773,0

Окончание таблицы Б.2

Прибыль до налогов, млн. руб.	128 846,2	131 236,4	...	10 049,3	10 046,0	9 977,9	9 843,5	-3 471,8	-4 059,7
Налог на прибыль, млн.руб.	25 769,2	26 247,3	...	2 009,9	2 009,2	1 995,6	1 968,7	0,0	0,0
Чистая прибыль, млн.руб.	103 077,0	104 989,1	...	8 039,4	8 036,8	7 982,3	7 874,8	-3 471,8	-4 059,7
Чистый денежный поток, млн.руб.	123 997,8	154 471,2	...	20 464,4	19 940,4	19 377,6	18 773,2	5 011,4	3 999,4
Накопленный чистый денежный поток, млн.руб.	277 378,3	431 849,5	...	2 162 819,0	2 182 759,4	2 202 137,0	2 220 910,2	2 225 921,7	2 229 921,0
Коэффициент дисконтирования	0,243	0,208	...	0,004	0,004	0,003	0,003	0,002	0,002
Чистый дисконтированный поток, млн.руб.	30 181,5	32 135,8	...	84,0	70,0	58,1	48,1	11,0	7,5
Накопленный чистый дисконтированный поток, млн.руб.	-5 112,6	27 023,2	...	166 821,7	166 891,7	166 949,8	166 998,0	167 008,9	167 016,4
Удельный ЧДД, руб./т	5 717,4	5 929,4	...	50,4	41,9	34,8	28,8	9,8	6,7
ЧДД Государства, млн.руб.	10 126,0	8 900,5	...	83,8	69,4	57,3	47,3	24,8	20,6
Накопленный ЧДД государства, млн.руб.	73 849,5	82 750,0	...	137 082,5	137 151,9	137 209,2	137 256,5	137 281,3	137 301,9
Внутренняя норма рентабельности	27%								
Индекс доходности инвестиций	1,41								
Срок окупаемости, лет	9,2								

Таблица Б.3 – Анализ чувствительности реалистичного сценария проекта разработки Долгинского месторождения

Анализ чувствительности ЧДД при изменении ставки дисконтирования							
Изменение величины	30,0	20,0	10,0	0,0	-10,0	-20,0	-30,0
Ставка, %	22,1	20,4	18,7	17,0	15,3	13,6	11,9
ЧДД, млрд.руб.	58,6	88,2	123,9	167,0	219,5	284,1	364,3
Процент изменения ЧДД	-64,9	-47,2	-25,8	0,0	31,4	70,1	118,1
ИД	0,5	0,8	1,1	1,4	1,9	2,4	3,1
Процент изменения ИД	-64,5	-46,8	-25,5	0,0	31,9	70,2	118,4
ВНД	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
Процент изменения ВНД	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
РР	11,0	10,3	9,7	9,2	8,7	8,3	8,0
Процент изменения РР	19,6	12,0	5,4	0,0	-5,4	-9,8	-13,0
Анализ чувствительности ЧДД при изменении цены на нефть							
Изменение величины	30,0	20,0	10,0	0,0	-10,0	-20,0	-30,0
Цена, долл/барр.	78,0	72,0	66,0	60,0	54,0	48,0	42,0
ЧДД, млрд.руб.	301,0	256,3	211,7	167,0	122,4	77,7	33,0
Процент изменения ЧДД	80,2	53,5	26,8	0,0	-26,7	-53,5	-80,2
ИД	2,5	2,2	1,8	1,4	1,0	0,7	0,2

Продолжение таблицы Б.3

Процент изменения ИД	80,1	53,9	27,0	0,0	-27,0	-53,2	-85,8
ВНД	33,5	31,0	29,0	26,4	24,0	21,0	19,0
Процент изменения ВНД	26,9	17,4	9,8	0,0	-9,1	-20,5	-28,0
РР	7,1	7,6	8,3	9,2	10,2	11,5	14,2
Процент изменения РР	-22,8	-17,4	-9,8	0,0	10,9	25,0	54,3
Анализ чувствительности ЧДД при изменении курса доллара							
Изменение величины	30,0	20,0	10,0	0,0	-10,0	-20,0	-30,0
Курс, руб/долл	93,5	86,3	79,1	71,9	64,7	57,6	50,4
ЧДД, млрд.руб.	246,5	220,0	193,4	167,0	140,3	114,2	87,6
Процент изменения ЧДД	47,6	31,7	15,8	0,0	-16,0	-31,6	-47,5
ИД	1,9	1,7	1,6	1,4	1,2	1,0	0,8
Процент изменения ИД	34,0	23,4	12,1	0,0	-12,8	-26,2	-41,8
ВНД	29,0	28,5	27,8	26,4	26,2	24,8	23,6
Процент изменения ВНД	9,8	8,0	5,3	0,0	-0,8	-6,1	-10,6
РР	8,5	8,6	8,9	9,2	9,5	9,8	10,4
Процент изменения РР	-7,6	-6,5	-3,3	0,0	3,3	6,5	13,0
Анализ чувствительности ЧДД при изменении объема добычи нефти							
Изменение величины	30,0	20,0	10,0	0,0	-10,0	-20,0	-30,0
Объем добычи, млн. т.	162,5	150,0	137,5	125,0	112,5	100,0	87,5
ЧДД, млрд.руб.	303,7	258,1	212,5	167,0	121,5	76,1	33,6

Окончание таблицы Б.3

Процент изменения ЧДД	81,9	54,6	27,2	0,0	-27,2	-54,4	-79,9
ИД	2,6	2,2	1,8	1,4	1,0	0,6	0,3
Процент изменения ИД	82,3	54,6	27,7	0,0	-27,0	-54,6	-81,6
ВНД	33,6	31,0	29,0	26,4	24,0	21,5	18,8
Процент изменения ВНД	27,3	17,4	9,8	0,0	-9,1	-18,6	-28,8
РР	7,1	7,6	8,3	9,2	10,2	11,5	14,3
Процент изменения РР	-22,8	-17,4	-9,8	0,0	10,9	25,0	55,4
Анализ чувствительности ЧДД при изменении капитальных затрат							
Изменение величины	30,0	20,0	10,0	0,0	-10,0	-20,0	-30,0
Капитальные затраты, млн. руб	625146,6	577058,4	528970,2	480882,0	432793,8	384705,6	336617,4
ЧДД, млрд.руб.	90,0	115,7	141,4	167,0	192,7	218,3	244,0
Процент изменения ЧДД	-46,1	-30,7	-15,3	0,0	15,4	30,7	46,1
ИД	0,6	0,8	1,1	1,4	1,8	2,3	3,0
Процент изменения ИД	-58,2	-41,8	-22,7	0,0	28,4	63,8	109,2
ВНД	21,0	22,6	24,8	26,4	29,0	32,0	35,6
Процент изменения ВНД	-20,5	-14,4	-6,1	0,0	9,8	21,2	34,8
РР	11,7	10,8	10,0	9,2	8,4	7,5	6,6
Процент изменения РР	27,2	17,4	8,7	0,0	-8,7	-18,5	-28,3

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Дорожная карта внедрения технологии ИМ для разработки запасов нефти

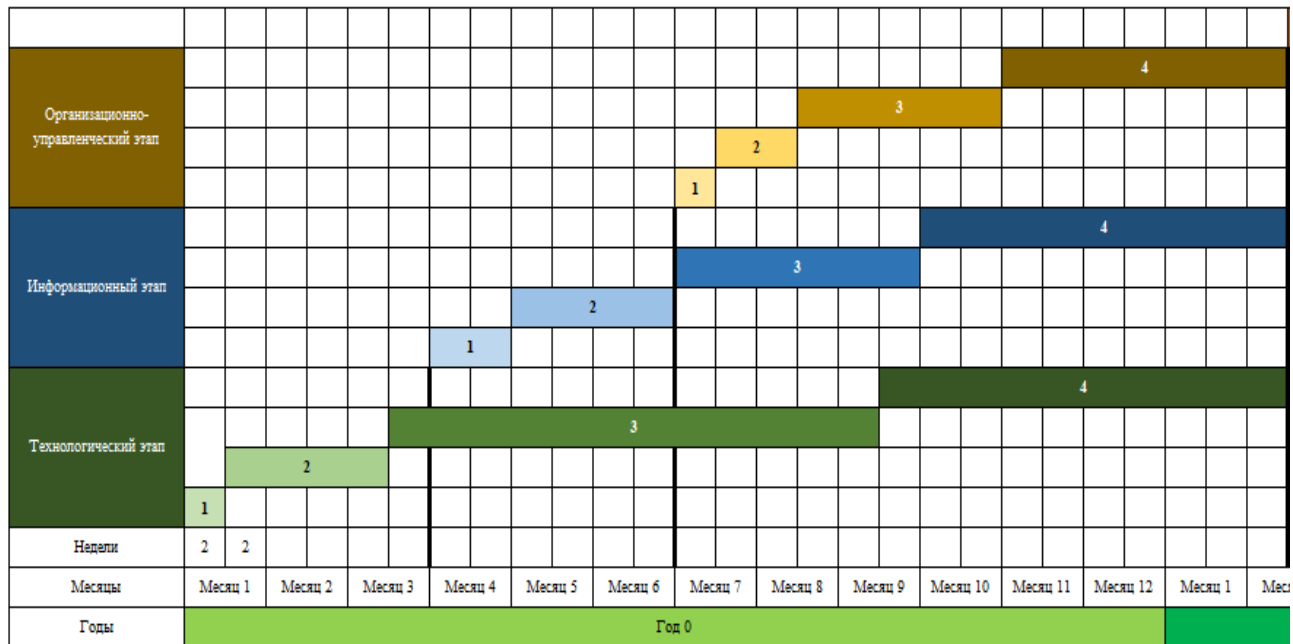


Рисунок В.1 – Фрагмент диаграммы Ганта

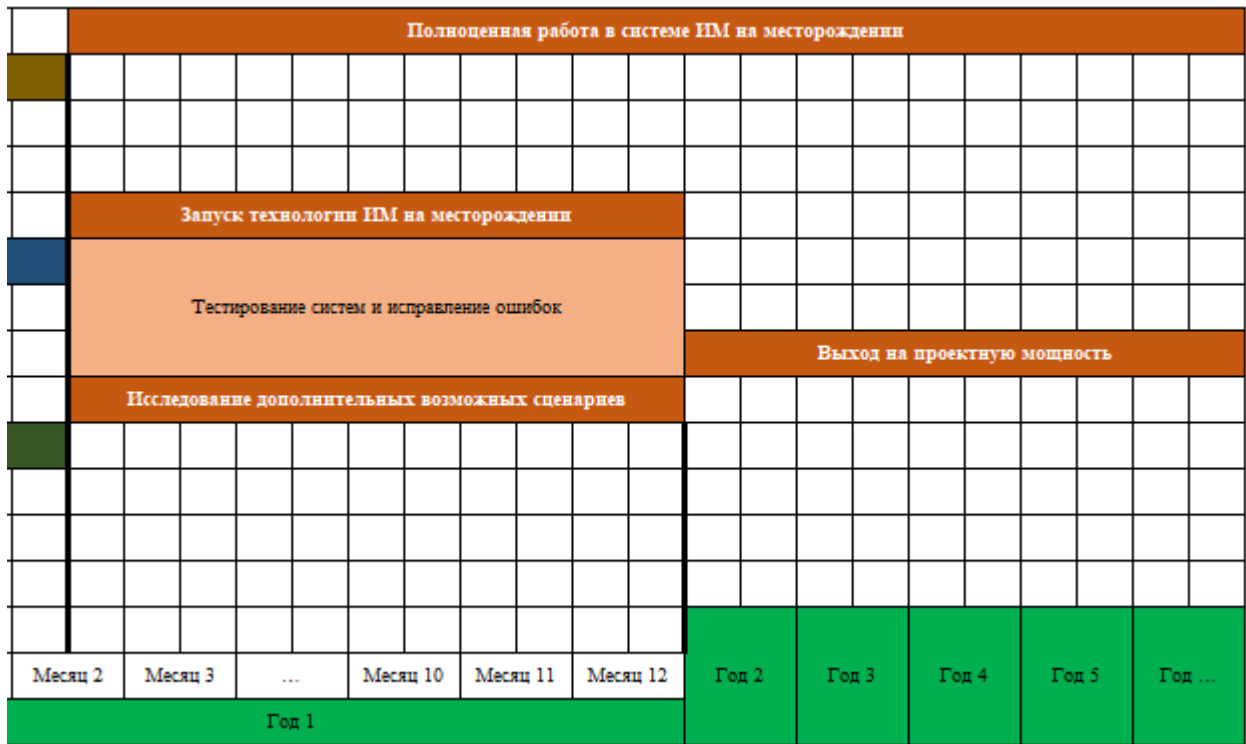


Рисунок В.1 – Фрагмент диаграммы Ганта

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

Таблица В.1 – План мероприятий по внедрению технологии ИМ на объекте нефтедобычи

Этап	Фазы	Мероприятия	Временные рамки	Значимые контрольные результаты	Итоговый результат
Технологический	Сбор данных	<ul style="list-style-type: none"> - сбор геолого-промысловой информации с месторождения; - анализ проблем разработки запасов; - определение целей проекта. 	2 недели	Выявление проблем, решением которых будет внедрение ИМ.	Успешное проведение технологического оснащения объекта нефтедобычи
	Анализ и моделирование	<ul style="list-style-type: none"> - анализ и подбор интеллектуальных технологий для решения поставленных проблем; - организация сотрудничества с НИИ и консалтинговыми агентствами. 	2 месяца	Формирование технических решений по применению выбранных интеллектуальных технологий	
	Разработка проекта	<ul style="list-style-type: none"> - разработка проекта внедрения технологии ИМ на основе выбранных технологий; - проведение технико-экономической оценки разработанного проекта 	6 месяцев	Формирование технических условий и операций, спрогнозированы риски и сформулированы меры по предотвращению	

Продолжение таблицы В.1

	Реализация проекта	<ul style="list-style-type: none"> - поставка оборудования и технологий; - установка оборудования; - тестирование системы на отсутствие багов. 	5 месяцев	Установлена и протестирована работа КИП, контроллеров, налажены каналы связи	
Информационный	Сбор данных	<ul style="list-style-type: none"> - поиск ПО и программных продуктов для управления добычей; - оценка количества информации для внесения в интегрированную систему 	1 месяц	Формирование списка необходимого ПО и программных продуктов для переноса информации в единую систему	Создание интегрированной модели управления интеллектуальным объектом нефтедобычи
	Анализ и моделирование	<ul style="list-style-type: none"> - подбор программных пакетов для сведения их в единую систему; - организация сотрудничества с экспертами, подрядными организациями (аудиторскими). - определение граничных значений параметров для автоматического управления 	2 месяца	Занесение информации в базы данных, создание архивов	
	Разработка проекта	<ul style="list-style-type: none"> - окончательная установка ПО; - установка новых серверов и новых мощностей; - разработка и описание единой интегрированной системы. 	3 месяца	Ускорение взаимодействий между отделами компании и сотрудниками	

Окончание таблицы В.1

	Реализация проекта	<ul style="list-style-type: none"> - тестирование и устранение неточностей; - создание аналитической базы данных; - внедрение системы в оборудование промысла 	4,5 месяца	Разработка систем для анализа данных и прогнозирования с возможностью принятия решения	
Организационно-управленческий	Сбор данных	<ul style="list-style-type: none"> - сбор информации о сотрудниках. 	2 недели	Формирование списка опытных специалистов	<p>Разработка организационной структуры, позволяющая эффективно работать в условиях внедрения интеллектуальных технологий</p>
	Анализ и моделирование	<ul style="list-style-type: none"> - анализ действующей организационной структуры; - выявление квалификации сотрудников; - оценка скорости принятия решения. 	1 месяц	План новой организационной структуры	
	Разработка проекта	<ul style="list-style-type: none"> - план сокращения персонала; - план повышения мотивации у оставшихся сотрудников 	2,5 месяца	Заключение договоров на образовательные курсы, курсы повышения квалификации и семинары	
	Реализация проекта	<ul style="list-style-type: none"> - обучение персонала нововведениям в производстве; - проведение мастер-классов, тренингов, направленных на повышение вовлеченности сотрудников к деятельности компании 	3,5 месяца	Повышение квалификации персонала для возможности работы с технологией ИМ	