

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

ИШКОВА Екатерина Владимировна

**СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЕМ ЭФФЕКТИВНОСТИ
РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ**

Специальность 08.00.05 – Экономика и управление народным
хозяйством (экономика,
организация и управление
предприятиями, отраслями,
комплексами - промышленность)

**Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата экономических наук**

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ
доктор экономических наук,
профессор **А.Е. Череповицын**

Санкт-Петербург - 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ, ПРОБЛЕМ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ В ОБЛАСТИ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ.....	13
1.1 Современное состояние нефтяного комплекса России.....	13
1.2 Современное состояние нефтяного комплекса Республики Татарстан и его роль в развитии экономики России.....	20
1.3 Проблемы реализации проектов освоения месторождений сверхвязкой нефти, перспективы их освоения на территории России.....	30
1.4 Разработка системы ключевых показателей эффективности проектов освоения месторождений сверхвязкой нефти	47
Выводы по главе 1.....	55
ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОЕКТНОГО И ПРОЦЕССНОГО ПОДХОДОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЯНЫХ ПРОЕКТОВ.....	58
2.1 Методология проектного подхода.....	59
2.2 Анализ российского и зарубежного опыта применения проектного подхода при реализации нефтяных проектов.....	63
2.3 Методология процессного подхода.....	71
2.4 Анализ российского и зарубежного опыта применения процессного подхода при реализации нефтяных проектов.....	76
2.5 Обоснование применения процессного подхода в проектах освоения месторождений сверхвязкой нефти	82
Выводы по главе 2.....	90
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПРИМЕНЕНИЯ ПРОЦЕССНОГО УПРАВЛЕНИЯ В ПРОЕКТАХ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ.....	92

3.1 Разработка системы процессов фазы реализации проектов освоения месторождений сверхвязкой нефти	92
3.2 Ранжирование процессов фазы реализации проектов освоения месторождений сверхвязкой нефти	100
3.3 Определение ключевых показателей эффективности процессов фазы реализации проектов освоения месторождений сверхвязкой нефти.....	109
3.4 Предлагаемый алгоритм управления бизнес-процессами проектов освоения месторождений сверхвязкой нефти	114
3.5 Алгоритм применения процессного управления в проектах освоения месторождений сверхвязкой нефти	117
Выводы по главе 3.....	121
ГЛАВА 4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ С УЧЕТОМ ПРЕДЛОЖЕННОЙ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ ПРОЦЕССНОГО УПРАВЛЕНИЯ.....	123
4.1 Формирование организационной структуры управления проектом освоения месторождений сверхвязкой нефти	123
4.2 Оценка управленческого и экономического эффекта организационной структуры управления проектом освоения месторождений сверхвязкой нефти	129
4.3 Оценка экономической эффективности проекта освоения Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти до и после применения процессного управления в проекте.....	136
Выводы по главе 4.....	148
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	150
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	152
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	164

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертационного исследования. В современных условиях развития нефтяной промышленности России проекты освоения месторождений трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) углеводородов, к которым относятся залежи сверхвязкой нефти (СВН), приобретают особую актуальность в мировой экономике. Доказано, что общемировые ресурсы тяжелых битуминозных нефтей значительно превышают запасы традиционных легких нефтей и, по данным Института мировых ресурсов, достигают 750 млрд. т. Согласно данным Министерства природных ресурсов РФ на 01.01.2016г., в России в структуре ТРИЗ, составляющих две трети извлекаемых запасов нефти, тяжелая нефть по своему удельному весу (более 16 %) занимает второе место.

Для предприятий нефтяной промышленности России реализация проектов освоения месторождений СВН представляется сложнейшей задачей из-за недостаточного опыта работы с данными залежами и развития технологической базы, высокой потребности значительного количества инвестиций, непрерывного использования дорогостоящего оборудования, новейших методов увеличения нефтеотдачи пластов, а также отсутствия инфраструктуры переработки и транспортировки. В связи с чем, повышение эффективности реализации проектов освоения месторождений СВН, является в настоящее время одним из самых актуальных направлений, интересующих широкий круг ученых нефтегазовой промышленности различных специальностей: геологов, специалистов по разработке, переработке и транспортировке данного нефтяного сырья, а также экономистов и менеджеров.

Основу повышения эффективности реализации данных проектов должны составлять более совершенные организационные, технологические, управленческие методические подходы и организационные решения, объединенные между собой в единую систему.

Применение методологии проектного подхода в сочетании с процессным управлением даст компаниям возможность на каждом этапе освоения месторождения СВН предопределять основные процессы, эффективно контролировать и управлять каждым из них, быстро реагировать на образующиеся проблемы, интегрировать и координировать все действия, а в конечном итоге повысить эффективность проекта в целом.

Степень научной разработанности проблемы. Проблемы повышения эффективности нефтегазовых проектов, в том числе освоения месторождений ТРИЗ, широко рассмотрены в трудах Е.В. Мусатовой, А.Е. Череповицына, И.В. Бурениной, Ч.С. Закировой, Е.В. Мехеева, Л.Г. Гараевой, Д.В. Котова, Л.П. Гужновского, Д.К. Гусейнова, В.Ю. Зайченко, Д.И. Кондратова, Ю.Н. Забродина, В.Л. Коликов, С.С. Бобровских, А.М. Саруханова, В.В. Данникова, С.С. Дюсенбаева, Г.Н. Дугалова, А.А. Сенько, В.Н. Фунтова и других. Поиску, разработке и обоснованию применения различных моделей и методов управления для повышения эффективности реализации нефтяных проектов, в том числе, на основе применения проектного подхода посвящены труды Л.А. Авдеевой, М.В. Герасимова, А.С. Ким, А.А. Вазима, В.Ю. Керимова, А.Б. Толстова, Р.Н. Мустаева, из зарубежных - А.В. Vadigu, S.O. Osisanya, R. Nava, T. Rivolta и других.

Методам и принципам процессного управления, вопросам моделирования бизнес-процессов, их реинжиниринга, управления качеством на основе процессного подхода и операционными рисками процессов, расчета стоимости бизнес-процессов и оценке их эффективности посвящены, в первую очередь, известные труды основоположников данного подхода М. Хаммера и Дж. Чампи, Ф. Тейлора, а также работы Б. Андерсена, М. Портера, Э. Деминга, П. Друкера, А.В. Шеер, Р. Купера, Р. Каплана, Д. Нортон, А.А. Томпсона, С. Джорджа, А. Ваймерскирх, Э. Нили и других, труды российских ученых В.Г. Елиферова, В.В. Репина, А.В. Резниченко, Ю.И. Полоцкого, Л.И. Егоровой, С.В. Корнеева, М.В. Ульянова, А.В. Виноградова, Е.Г. Ойхмана, Э.В. Попова, А.А. Козлова, А.О. Хмелева,

В.А. Лapidус и других. Более того, проблемы процессного подхода к управлению периодически дискутируются на всероссийских, зарубежных форумах, научно-практических конференциях и семинарах. Основные положения процессного подхода, построения систем менеджмента качества, моделирования и реинжиниринга бизнес-процессов также зафиксированы в международных стандартах.

Вышеперечисленные исследователи, ученые и специалисты внесли значительный вклад в разработку теоретических и практических проблем внедрения, использования проектного и процессного управления в различных аспектах деятельности предприятия. Вместе с тем проблемы экономической оценки применения данных инструментов менеджмента, а также их совместное использование при реализации сложных и уникальных нефтяных проектов по разработке и освоению месторождений ТРИЗ требуют дополнительного комплексного исследования как теоретико-методологических, так и практических аспектов проблемы. Все это объясняет выбор, актуальность и научную обоснованность тематики данного исследования.

Цель исследования заключается в разработке методического подхода и организационных решений повышения управленческой и экономической эффективности реализации проектов освоения месторождений СВН.

Основная научная идея исследовательской работы заключается в том, что повышение эффективности реализации проектов освоения месторождений СВН должно осуществляться с применением проектного подхода в сочетании с процессным и предполагать организационные изменения в структуре управления проектом.

Основные задачи диссертационной работы:

– проанализировать состояние, проблемы и основные перспективы развития нефтяной промышленности России в области освоения месторождений СВН;

– проанализировать отечественный и зарубежный опыт и обосновать необходимость и возможность совместного использования процессного и проектного подходов к управлению реализацией крупных и уникальных нефтяных проектов;

– определить основные бизнес-процессы освоения месторождений СВН, на основе которых разработать процессную модель освоения месторождений СВН;

– разработать систему ключевых показателей эффективности проектов освоения месторождений СВН;

– разработать алгоритм применения процессного управления при реализации проектов освоения месторождений СВН;

– сформировать и оценить эффективность организационной структуры управления проектом освоения месторождений СВН;

– оценить экономическую эффективность проекта освоения месторождения СВН.

Предметом исследования выступает совокупность экономических и управленческих отношений, возникающих в процессе реализации проектов освоения месторождений СВН.

Объект исследования - проекты освоения месторождений СВН.

Методология исследования. Исследование осуществлялось на основе изучения теоретических аспектов процессного и проектного подходов к управлению, а также практического опыта их использования в управлении крупными и уникальными нефтяными проектами российских и зарубежных компаний, в том числе в проектах по освоению, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений СВН: ПАО «Татнефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Роснефть», Total Canada, Connacher Oil&Gas, Conoco Phillips, Suncor, Devon Canada Corporation, Wintershall AG British Petroleum, Exxon Mobil Corporation, Royal Dutch Shell, Chevron Corporation.

В основе методологии исследования лежат такие эмпирические и теоретические методы, как сравнительный анализ, управленческий анализ, метод классификации и группировки, экспертный опрос, анализ документов, метод прямого счета для оценки потерь и затрат в добыче СВН при принятии управленческих решений, системный подход.

Защищаемые научные положения:

1. Недостаточная эффективность проектов освоения месторождений сверхвязкой нефти объясняется наличием проблем организационно-управленческого, экономического, геологического, технологического и экологического характера при комплексном решении которых необходимо использовать систему ключевых показателей, включающую в себя такие специфические индикаторы, как паронефтяное отношение, время задержки поставки материалов и комплектующих, оказывающих существенное влияние на блок экономических параметров проекта.

2. Повышение эффективности реализации проектов освоения месторождений сверхвязкой нефти целесообразно осуществлять с использованием проектного и процессного подходов к управлению на основе предложенного алгоритма, конкретизирующего набор управленческих решений на различных этапах проекта.

3. Организационная структура управления проектами освоения месторождений сверхвязкой нефти должна включать единый центр управления, что позволит снизить простои и текущие затраты, повысить эффективность реализации проекта в целом за счет перераспределения функциональных обязанностей и, как следствие, повышения оперативности принятия и согласования управленческих решений.

Научная новизна диссертационного исследования заключается в следующем:

– уточнены и систематизированы основные проблемы, препятствующие успешной реализации проектов освоения месторождений СВН, на основе анализа отечественного и зарубежного опыта, в результате

чего выделены 5 видов проблем: геологические, технологические, экономические, организационно-управленческие, экологические;

– обобщены и систематизированы теоретические и практические аспекты использования проектного и процессного подходов к управлению реализацией нефтяных проектов, позволяющие доказать взаимодополняющий эффект их совместного использования;

– разработана система ключевых показателей эффективности проектов освоения месторождений СВН, включающая в себя пять блоков показателей: целевые, в том числе оценки экономической эффективности проекта, производственные, налоговые, ценовые и показатели функционирования поставщиков;

– разработан алгоритм использования процессного управления при реализации проектов освоения месторождений СВН, детально описывающий последовательность шагов, необходимых для методически грамотного применения данного инструмента менеджмента на каждом этапе жизненного цикла данных проектов;

– сформирована организационная структура управления проектом освоения месторождений СВН путем реорганизации традиционной организационной структуры управления нефтяным проектом и создания специального подразделения «Центра управления добычей СВН», а также перераспределения информационно-документационных потоков и конкретизации функции подразделений, участвующих в проекте на каждом уровне управления.

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности ВАК 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством (экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами - промышленность)»: п. 1.1.13 «Инструменты и методы менеджмента промышленных предприятий, отраслей, комплексов», п. 1.1.19 «Методологические и методические подходы к решению проблем в области экономики, организации управления отраслями, и предприятиями

топливно-энергетического комплекса»; п. 1.1.22 «Методология развития бизнес-процессов и бизнес-планирования в электроэнергетике, нефтегазовой, угольной, металлургической, машиностроительной и других отраслях промышленности».

Достоверность и обоснованность научных положений, выводов и рекомендаций, содержащихся в диссертационной работе, обеспечивается применением комплекса современных методов исследования, сбора и подготовки собранной информации, анализа значительного числа научно-исследовательских трудов, научной и методической литературы, корпоративных документов и отчетов публичных нефтяных компаний относительно исследуемой проблемы, подтверждается публикациями в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией (ВАК) при Министерстве образования и науки Российской Федерации.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

– разработана система бизнес-процессов фазы реализации проектов освоения месторождения СВН, каждый процесс которой имеет ранг, ключевые показатели эффективности и ответственного (Владельца);

– разработаны методические рекомендации определения приоритетных бизнес-процессов фазы реализации проектов освоения месторождения СВН путем ранжирования на основе двух критериев: стоимости последствия рискового события, выраженной в виде потери времени, нефти и денежных средств, и вероятности возникновения рискового события, определенной на основе экспертного опроса ведущих специалистов, задействованных в реализации проекта освоения месторождения СВН;

– определены показатели экономической эффективности реализации проектов освоения месторождения СВН.

Апробация результатов работы. Основные положения и результаты выполненных в работе исследований были представлены на международных, всероссийских и межрегиональных конференциях в период 2014-2017 гг.:

межрегиональная научно-техническая конференция «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (г. Ухта, УГТУ), Международная конференция молодых ученых и специалистов «День горняка и металлурга» (г. Фрайберг, Германия, ТУ «Фрайбергская горная академия»), Международная научно-практическая конференция, посвященная 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, АГНИ), 71-я международная молодежная научная конференция «Нефть и газ - 2017» (г. Москва, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина). Материалы диссертации также обсуждались со специалистами во время научно-практических стажировок на базе ПАО «Татнефть».

Личный вклад автора заключается в постановке и обосновании цели, формулировке задач, выборе объекта исследования, методологии и методов исследования; в разработке методического подхода и организационных решений по повышению эффективности реализации проектов освоения месторождений СВН; в проведении теоретических и практических исследований; в оценке экономической эффективности проекта освоения месторождения СВН, в том числе с учетом эффектов, полученных от проведения предлагаемых мероприятий повышения эффективности реализации проектов освоения месторождений СВН.

Реализация результатов работы:

– разработанные методический подход и организационные решения по повышению эффективности реализации проектов освоения месторождений СВН на основе применения процессного управления совместно с проектным могут быть использованы при разработке комплексной методики управления реализацией нефтегазовых проектов нефтедобывающих предприятий и войти в основу корпоративной программы повышения эффективности их производства;

– научные и практические результаты работы могут быть использованы в учебном процессе Санкт-Петербургского горного университета при проведении занятий по дисциплинам: «Экономика и управление нефтегазовым производством», «Технико-экономическое проектирование объектов нефтегазодобычи», «Стратегический менеджмент в минерально-сырьевом комплексе», «Основы менеджмента».

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 7 научных трудов, в том числе 3 статьи в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы, включающего 110 источников, 10 приложений. Полный объем диссертации составляет 179 страниц машинописного текста, содержащего 27 таблиц и 42 рисунка.

Автор благодарен профессору А.Е. Череповицыну за руководство научной работой, всему коллективу кафедры организации и управления СПГУ за ценные научные консультации, а также коллективу руководителей и специалистов ПАО «Татнефть» за предоставленные для исследования данные и возможность прохождения научно-практических стажировок на базе Ашальчинского месторождения СВН.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ, ПРОБЛЕМ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ В ОБЛАСТИ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

1.1 Современное состояние нефтяной промышленности России

Российская Федерация является крупнейшей мировой нефтегазодобывающей державой. Нефтяная промышленность, в частности, составляет основу топливно-энергетического комплекса России, тесно связанную со всеми отраслями народного хозяйства, а эффект, получаемый от данной отрасли, делает ее стратегически важным звеном в экономике страны, состояние, развитие и успешное функционирование которой оказывает значительное влияние, в том числе, на энергетическую и политическую безопасность.

По состоянию на 2016 год доля нефтяной промышленности в объеме ВВП составляет более 14%, обеспечивает 50% доходов федерального бюджета (вместе с газом) и 65-68% валютных поступлений от экспорта (нефть, газ и продукты переработки) [1].

Состояние сырьевой базы нефтяной промышленности. По данным Международной энергетической статистике по состоянию на 2016 год, Россия занимает 8 место в мире по доказанным запасам нефти.

По официальным данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ, извлекаемые запасы нефти по категориям А+В+С1 составляют 18,3 млрд. т. Согласно экспертным оценкам, указанные запасы при текущем уровне добычи (538 млн. т.) смогут обеспечить Россию в течение 28-30 лет.

В 2015 году в России было открыто 44 месторождения углеводородов, из которых 38-нефтяные. Прирост запасов нефти, согласно данным Госкомиссии по запасам полезных ископаемых, в 2015 году составил 730 млн. т., в 2016 году – выше 550 млн. т., в 2017 году ожидается снижение прироста

запасов нефти в связи с уменьшением объемов финансирования в геологоразведочные работы.

Вся сырьевая база представлена более 2200 нефтяными, нефтегазовыми и нефтегазоконденсатными месторождениями, большая часть которых сосредоточена в восточных и северных районах страны, а также на шельфах арктических и дальневосточных морей. Степень разведанности месторождений характеризуется как высокая и в разных районах достигает 90,8% [2].

В «Энергетической стратегии России на период до 2022 года» отмечается ухудшение ресурсной базы страны, рост доли ТРИЗ – более 60% и отставание темпов прироста запасов от темпов текущей добычи. Основными причинами и событиями, оказавшими негативное влияние на ухудшение состояния сырьевой базы, а также состоянии и развитии нефтяной промышленности за период 2014-2015 годы и всего экономического сектора России являются:

- естественное истощение недр;
- снижение качества запасов нефти;
- резкое сокращение объемов инвестиций – с 9% до 25%;
- падение цен на нефть в 2015 году в 46% в среднегодовом выражении;
- антироссийские экономические санкции, связанные с запретом на экспорт технологий, используемых в добывающей промышленности, и отказом в долгосрочном финансировании;
- высокая волатильность цен на нефть;
- внутренние причины.

Согласно прогнозу экономического развития России от 2 ноября 2015 г., выполненного корпорацией «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)» [3], к внутренним причинам относят недостаточную либеральность законодательства в решении вопросов самостоятельного ведения поисков месторождений и принятия решения по разработке данных месторождений или их продажи.

Нефтяная промышленность России состоит из трех основных отраслей: добыча, транспортировка и переработка нефти.

Добыча и экспорт нефти. По добыче и экспорту нефти Россия занимает прочные позиции в рейтинге стран-лидеров вместе с Саудовской Аравией и США. При этом доля России в мировой добыче нефти с каждым годом возрастает – в 2015 году увеличилась на 0,6% по сравнению с 2014 годом и составила около 18,3% [4, 5].

На рисунке 1.1 приведена динамика добычи и экспорта нефти в России за 10 лет в период 2006-2016 годы.

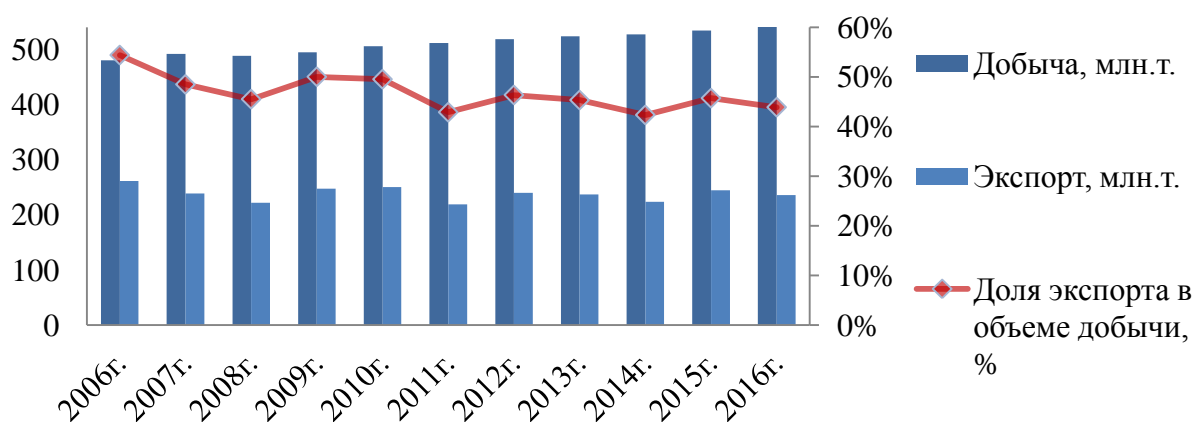


Рисунок 1.1 - Динамика добычи и экспорта нефти в России в период 2006-2015 гг., млн.т., %

Источник: разработано автором на основании данных Федеральной службы государственной статистики РФ, Федеральной таможенной службы РФ [4, 5]

Из рисунка 1.1 видно, что добыча нефти в России с каждым годом стабильно растет, небольшое снижение прослеживалось только в 2008 году. С 2010 года по 2015 год, российские нефтедобывающие компании в совокупности добывали более 500 млн. т./год. Согласно данным ежегодного статистического обзора мировой энергетики 2016, а также данных Минэнерго США, по итогам 2016года Россия занимает первое место в мире по добыче нефти. Более того, согласно оперативной сводке государственной компании «ЦДУ ТЭК», по итогам 2016 года Россия установила новый рекорд в добыче – 547, 499 млн. т. нефти (включая газовый конденсат), что на 2,5%

больше, чем в 2015 году. При этом среднесуточный объем нефтедобычи также увеличился и стал рекордным, составив более 10,965 млн. баррелей.

В настоящее время развитие нефтедобычи все больше смещается в сторону регионов ТРИЗ. Сейчас доля ТРИЗ и шельфовой добычи составляет 8% в общей структуре добычи нефти страны, но к 2020 году планируется ее увеличение до 12%, а к 2035 году – до 31%[6].

В отличие от добычи нефти, динамика экспорта российской нефти не имеет однозначной тенденции. В 2016 году объем экспорта вырос на 7,0% по сравнению с 2015 годом и составил 235,813 млн. т., что было обусловлено в первую очередь снижением объемов нефтепереработки внутри страны - на 2,7% меньше предыдущего периода.

Несмотря на рост объемов добычи и экспорта нефти, доходы России от продажи данных энергоносителей значительно уменьшились, что объясняется снижением мировых цен на нефть.

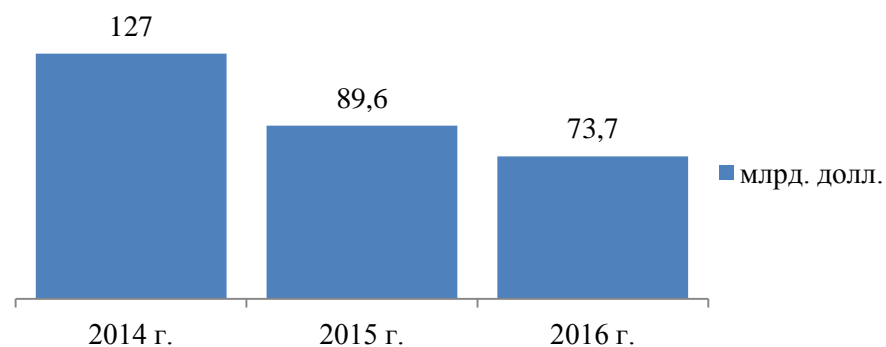


Рисунок 1.2 – Доходы от экспорта нефти из России за период 2014-2016 гг., млрд. долл. США

Источник: разработано автором на основании данных Федеральной таможенной службы РФ [5]

Согласно данным ФТС, доход от экспорта нефти из России снизился в 2016 году по сравнению с предыдущим годом на 17,7% и составил 73,7 млрд. долл. При этом планируемое значение добычи нефти в России в 2016 году удалось достичь (добыто около 536-540 млн. т.), а до планируемого значения экспорта (около 254-255 млн. т.) не хватило 18 млн.т. Планируемый

стоимостной объем импорта в 2016 году (порядка 140 млрд. долл. США) также был не достигнут.

По итогам 2016 года, поступления от нефтегазовой промышленности составили 4832 млрд. руб. или 30,4 % всех доходов Федерального бюджета, что на 11% или 1,031 млрд. руб. меньше показателя 2015 года [7].

Около 90% всей добычи нефти в России приходится на восемь крупнейших вертикально-интегрированных компаний, объемы добычи которых в общей сумме за 2016 год представлены на рисунке 1.3.

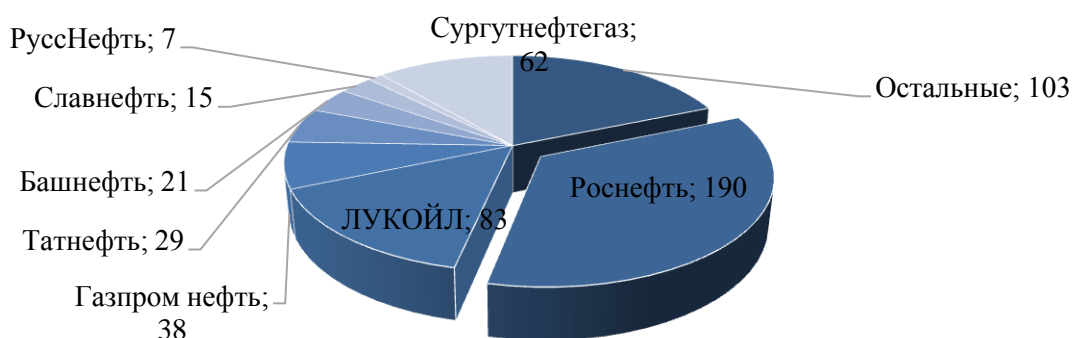


Рисунок 1.3 – Структура добычи нефти в России по компаниям за 2016 г., млн.т.

Источник: разработано автором на основании данных ФГБУ Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса «ЦДУ ТЭК» [8]

Как видно из данных рисунка 1.3, лидирующие позиции в добыче нефти в России занимают ПАО «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Сургутнефтегаз» с суммарной добычей по итогам 2016 года 335 млн. т. нефти. Объем добычи средних компаний (ПАО «Татнефть», ПАО «Башнефть», ПАО «Славнефть», ПАО «РуссНефть») в общем объеме добычи составила 72 млн. т. Около 103 млн. т. нефти в 2016 году было добыто малыми нефтяными компаниями, а также компаниями с иностранными инвестициями и операторами соглашений о разделе продукции.

Транспортировка нефти. Как уже отмечалось выше, в 2016 году 44% добытой нефти было отправлено на экспорт – 94% в дальнее зарубежье и оставшиеся 6% - в страны СНГ. При этом почти 60% экспортировано морским видом транспорта, почти 40% - трубопроводным и 0,4% - по

железной дороге и меньше 1% нефти перевозится составом автотранспортных средств и автомобильным транспортом (Рисунок 1.4).

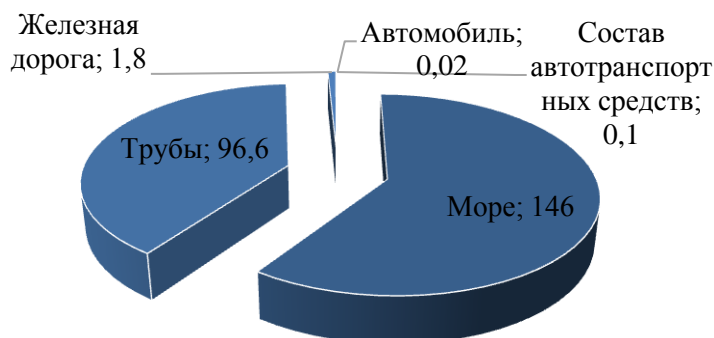


Рисунок 1.4 - Транспортировка нефти за 2016 г. по видам транспорта, млн. т.

Источник: разработано автором на основании данных Федеральной таможенной службы РФ [5]

Переработка нефти. По объемам переработки нефти Россия занимает третье место в мире. В России действуют 50 нефтеперерабатывающих заводов, из которых 23 крупных входят в структуру ВИНК, 8 являются независимыми с объемом переработки более 1 млн. т. в год и 15 заводов с объемом переработки менее 1 млн. т. в год.

На рисунке 1.5 представлена динамика объемов и глубины переработки нефти в России за период 2006-2016 годы.

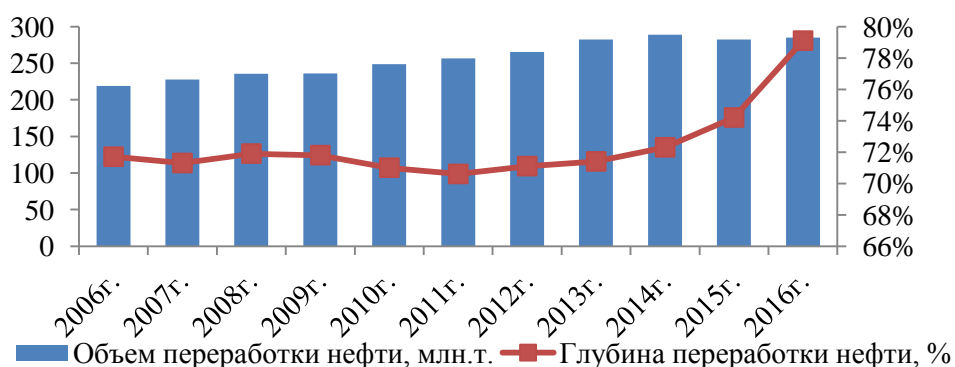


Рисунок 1.5 - Динамика объемов и глубины переработки нефти в России, 2006-2016 гг., млн.т., %

Источник: разработано автором на основании данных Министерства энергетики РФ

Как показывает рисунок 1.5, объем переработки нефти в России в основном имеет положительную динамику, а в 2013 году после ввода новых нефтеперерабатывающих мощностей начал достигать исторического

максимума и к 2014 году достиг 288,9 млн. т. По результатам 2014 года произошло снижение объемов переработки нефти на отечественных НПЗ по сравнению с 2014 годом, которое составило 6,5 млн. т. (или 2,3%). Динамика глубины переработки нефти за период до 2015 года несущественно изменялась, т.к. основные усилия были направлены на облагораживание топлив. С 2015 года с вводом крупных установок в рамках программы модернизации производственных мощностей, повысился выход качественных дизельных, бензиновых фракций и глубина переработки увеличилась до 74,2%, а в 2016 году глубина переработки нефти составила рекордное значение, превысив 79%. При этом объем первичной переработки нефти в 2016 году снизился на 1% по сравнению с предыдущим годом и составил 285 млн т. По данным Росстата [4], данный спад вызван снижением спроса на экспортируемые темные нефтепродукты и увеличением глубины переработки, о которой говорилось ранее.

Нефтеперерабатывающие предприятия России распределены по 24 регионам, наибольшее количество находится на территории Приволжского ФО. Почти 64% от общего объема переработки нефти в России приходится на компании: ПАО «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Башнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть».

Перспективы развития нефтяной промышленности. С учетом международных тенденций, а также согласно новому Проекту Энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года [9], разработанному Министерством энергетики РФ, по всем сценариям развития в долгосрочном периоде ожидается снижение добычи нефти – на 1,2% в наилучшем варианте и на 46% – в наихудшем, рост прогнозируется только краткосрочный - до 2020 года. Планируется целенаправленное снижение зависимости бюджета от нефтегазовой отрасли до 45%. Так, с 1 января 2015 года уже введены новые меры по налогообложению нефтяной промышленности: снижение в течение трех последующих лет в 1,7 раз

экспортной пошлины, в 1,7-5 раз - акцизов на нефтепродукты и увеличение НДС в 1,7 раз.

В связи с действием антироссийских санкций, Минэнерго России совместно с Минпромторг России разработали программу поэтапного перехода (в три периода) к замещению импортных нефтяных технологий, оборудования, программных средств на отечественные, также планируется большой объем работ для организации импортозамещения оборудования для разработки шельфовых месторождений [10].

1.2 Современное состояние нефтяной промышленности Республики Татарстан и ее роль в развитии экономики России

Республика Татарстан является одним из крупнейших нефтегазохимических комплексов России, устойчиво занимая второе место среди субъектов страны по уровню добычи углеводородного сырья. Топливо-энергетический комплекс региона в течение длительного времени развивается, опираясь на собственную сырьевую базу, связанную с Волго-Уральской нефтегазоносной провинцией. Добыча нефти в Татарстане ведется с 1949 года, и с начала разработки месторождений добыто уже более 3 млрд. т. нефти. Пик добычи пришелся на 70-е годы прошлого столетия, в то время ежегодный объем добычи нефти составлял более 100 млн. т. нефти. Затем начался резкий спад, что обусловлено переходом 90% разрабатываемых промышленных запасов на средних и крупных месторождениях на завершающую стадию разработки, что отражается на снижении дебитов скважин и повышении обводненности нефти. Особенно ярко это проявилось в переходный период 90-х годов, когда добыча нефти снизилась на 33% с 34,5 млн. т. до 23,6 млн. т. в год. Обводненность ряда месторождений достигла 85%, а среднесуточный дебит по нефти не превышал 4,2 т./сут. Фонд бездействующих скважин составил 17%. Все это не только ухудшило финансовые показатели нефтедобывающих предприятий Республики, но и

негативно отразилось на республиканском бюджете, так как его доходы на 60% обеспечиваются поступлениями от добычи нефти.

Основными факторами такого положения явились естественное истощение недр, ухудшение структуры остаточных запасов многих месторождений с преобладанием трудноизвлекаемых запасов, разработка которых требует привлечения затратных технологий добычи. Также существенным фактором стало ухудшение общих экономических условий в России, не стимулирующих развитие производства.

В таких условиях для стабилизации достигнутого уровня добычи, а в дальнейшем и увеличения ежегодной добычи нефти в Республике Татарстан были приняты меры по:

- усилению поисков и разведки новых месторождений;
- вовлечению в разработку низкопродуктивных запасов и ТРИЗ;
- увеличению объемов добычи нефти и повышению коэффициента извлечения нефти за счет применения новых методов и технологий;
- налоговому стимулированию добычи нефти.

За счет принятых мер в период 1995-2000 годы было добыто 33,2 млн.т. За последние 15 лет за счет проведения большого объема геолого-технических мероприятий, внедрения технологий одновременно-раздельной эксплуатации, одновременно-раздельной закачки, гидроразрыва пласта и многих других технологий позволили увеличить добычу нефти и повысить коэффициент извлечения нефти с 0,441 до 0,531 долей единиц. Также стоит отметить, что ежегодная добыча нефти в Республике Татарстан увеличилась до 32,5 млн.т. Каждая добытая тонна нефти приобрела особое значение, особенно в условиях, когда месторождения республики находятся на поздней стадии разработки и преодолевать естественные природные процессы, снижающие добычные возможности нефтяных скважин, становится с каждым годом труднее.

Значительную роль в стабилизации добычи нефти сыграло налоговое стимулирование добычи нефти в виде государственной поддержки добычи

нефти из выработанных месторождений, а также месторождений тяжелых и битуминозных нефтей.

На рисунке 1.6 приведена динамика добычи нефти в Республике Татарстан за 1992-2016 годы.

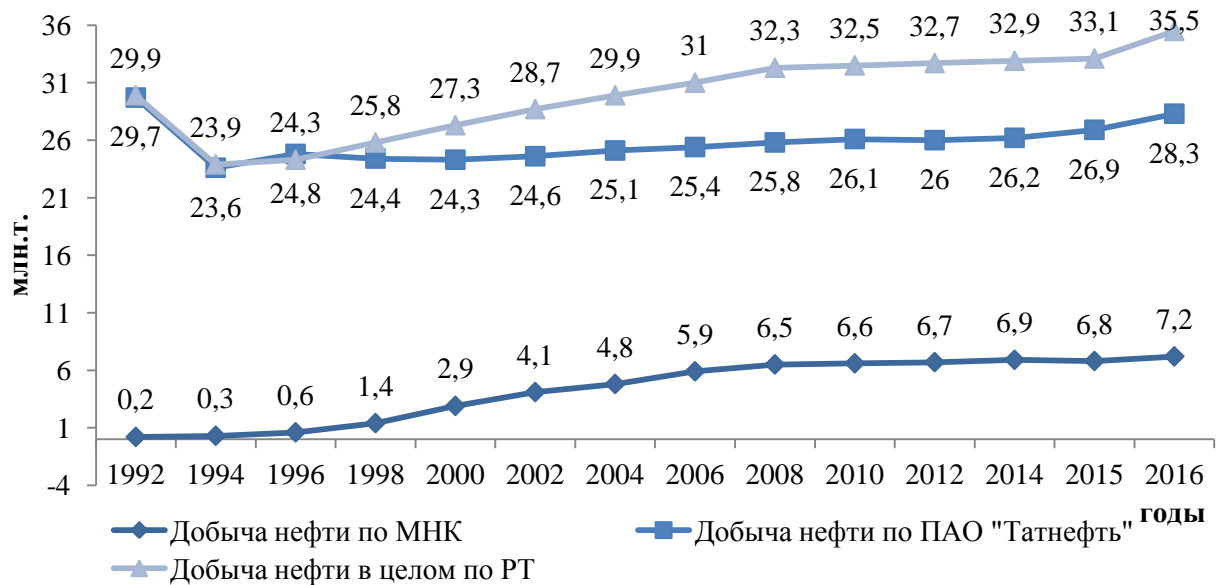


Рисунок 1.6 - Динамика добычи нефти в Республике Татарстан за период 1992-2016 гг., млн. т./год

Источник: разработано автором на основании [11]

Как видно из рисунка 1.6, после резкого падения производства, нефтяникам Татарстана удалось увеличить добычу нефти и стабилизировать ее на уровне 30-33 млн. т./год. Основной объем добычи нефти в Татарстане (более 80%) обеспечивается за счет ПАО «Татнефть», собственный объем добычи которой составляет не менее 26 млн. т./год. Это объясняется тем, что компания «Татнефть» владеет большей частью лицензий на разведку и добычу нефти на территории республики, а также активно осваивает месторождения на других территориях России и зарубежья. Остальная доля добычи (около 6,2 млн. т./год) на территории республики приходится на 33 независимые нефтяные компании (ННК), на лицензионных участках которых сосредоточено 22,5% разведанных остаточных извлекаемых запасов нефти.

ПАО «Татнефть» разрабатывает нефтяные месторождения в регионе Урало-Поволжья уже более 60 лет. Согласно данным независимой международной консалтинговой фирмы «Miller&Lents», на начало 2015 года

доказанные разрабатываемые, неразрабатываемые и неразбуренные запасы ПАО «Татнефть» составили 851,5 млн. т. нефти. По своим геолого-технологическим, финансово-экономическим показателям, а также показателям инновационной деятельности, ПАО «Татнефть» входит в число ведущих нефтегазовых компаний России. По объему добычи нефти компания занимает 32-е место в мировом нефтяном бизнесе и 5-е место среди российских нефтяных компаний (по итогам 2014 года), по объему подтвержденных запасов - 21-е место в мире. По данным рейтинга мировых инноваторов, опубликованным компанией «Thomson Reuters», по итогам 2014 года ПАО «Татнефть» стала мировым лидером по инновациям в геологоразведке.

Из 152 нефтяных месторождений республики шесть крупнейших месторождений находится в разработке ПАО «Татнефть»: Ромашкинское, Ново-Елховское, Бавлинское, Бондюжское, Первомайское, Сабанчинское. При этом более 50% общего объема добываемой нефти приходится на уникальное Ромашкинское месторождение. Нефть разрабатываемых месторождений характеризуется как средняя, тяжелая – по плотности и сернистая, высокосернистая, высоковязкая – по качеству. Для большинства месторождений характерна завершающая стадия разработки (Рисунок 1.7).

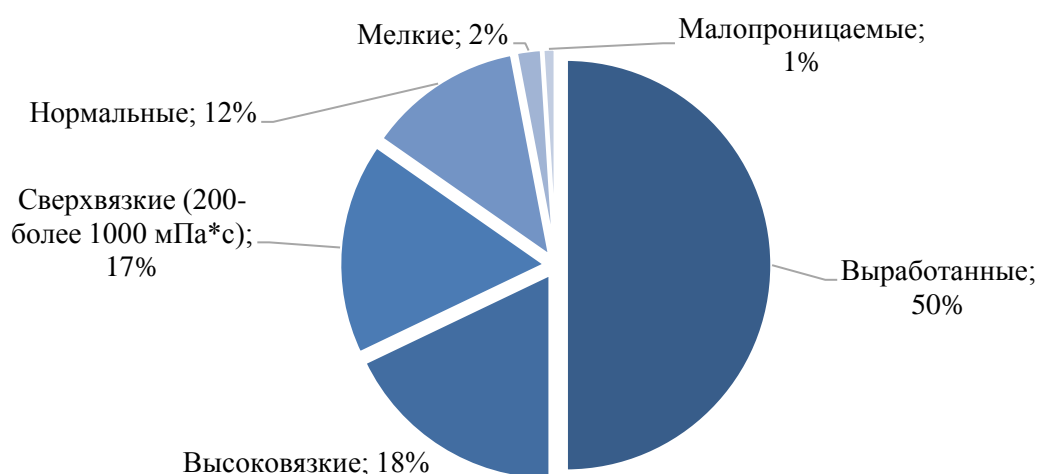


Рисунок 1.7 - Распределение текущих извлекаемых запасов нефти категорий А+В+С1+С2 ПАО «Татнефть» на 01.01.2014 г., %

Источник: разработано автором на основании [12]

Наибольший объем годовой добычи ПАО «Татнефть» обеспечивается за счет выработанных месторождений, занимающих наибольший удельный вес в структуре текущих извлекаемых запасов нефти. Запасы нетрадиционных углеводородов, таких как битум и тяжелая нефть с общей долей запасов 16,8% постепенно начали вовлекаться в разработку. Запасы малопроницаемых коллекторов практически не разрабатываются.

Сегодня перспективы стабилизации и дальнейшего увеличения темпов добычи нефти в Республике Татарстан в первую очередь связаны с вовлечением в разработку именно трудноизвлекаемых запасов, в том числе ресурсов сверхвязких битуминозных нефтей [13].

Принимая во внимание выявленные объективные и субъективные неблагоприятные факторы развития нефтяной отрасли страны, нефтегазовые операторы для стабилизации и дальнейшего увеличения темпов добычи нефти, восполнения ресурсной базы обращаются к нетрадиционным видам углеводородного топлива, так называемым нетрадиционным залежам нефти¹.

К таким нетрадиционным углеводородам относится тяжелая нефть, СВН или битуминозные пески. Битумы, тяжелая нефть, СВН различаются по параметрам вязкости и плотности. Существует несколько классификаций нефти по этим параметрам. В 1987 году на XII Нефтяном мировом конгрессе была рекомендована общая схема классификации, учитывающая вязкость и плотность нефти (Таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Классификация нефти и природных битумов по значению вязкости и плотности

Значение плотности, кг/м ³	Значение вязкости, мПа×с	Наименование углеводородного сырья
$870,3 \leq \rho \leq 920,0$	-	Легкие нефти
$920 < \rho \leq 1000$	-	Средние нефти
$\rho > 1000$	$\mu < 10000$	Тяжелые нефти
	$\mu > 10000$	Природные битумы

¹ Под нетрадиционной залежью понимается такая залежь, которую невозможно рентабельно разрабатывать без обширного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), методов воздействия на пласт и специальных технологий добычи.

В России разработана классификация, приведенная в таблице 1.2, которая дифференцирует нефть по параметру вязкости в пластовых условиях. Таблица 1.2 – Классификация нефти по значению вязкости в пластовых условиях

Значение вязкости, мПа×с	Наименование углеводородного сырья	Регламентирующий документ
$\mu \leq 5$ $5 < \mu \leq 10$ $10 < \mu \leq 30$ $\mu > 30$	Нефть с незначительной вязкостью Нефть маловязкая Нефть с повышенной вязкостью Нефть высоковязкая	Рекомендуемые показатели в проекте «Методических рекомендаций по применению Классификаций запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов»
$\mu > 30$	Нефть высоковязкая	«Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации. Нефть»
$\mu > 200$	СВН	НК РФ

Как показывают данные таблицы 1.2, в России, согласно НК РФ, к СВН относится нефть со значением вязкости в пластовых условиях более 200 мПа×с.

Доказано, что мировые ресурсы тяжелых и битуминозных нефтей значительно превышают ресурсы традиционной легкодоступной нефти и по максимальным оценкам экспертов составляют около 6 трлн. баррелей (822 млрд. т.), из которых 2 трлн. баррелей относят к категории извлекаемых. Наиболее крупные запасы сосредоточены в Канаде (около 386 млрд.т.), где добыча из нефтеносных песков составляет более половины общей добычи страны. Второе место по запасам тяжелой нефти занимает Венесуэла (около 335 млрд.т.) [14,15].

На рисунке 1.8 наглядно представлено распределение мировых запасов тяжелой и битуминозной нефти по странам в процентном соотношении.

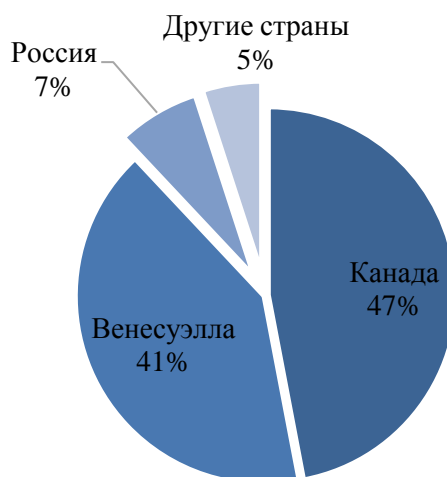


Рисунок 1.8 – Распределение мировых ресурсов тяжелой и битуминозной нефти по странам, %

Источник: разработано автором на основании [14,15]

Как показывает рисунок 1.8, имеющийся объем запасов и ресурсов СВН и ПБ (от 50-75 млрд. т. по данным МИРЭС) ставит Россию на третье место в мире после Канады и Венесуэлы.

Сегодня же месторождения СВН России характеризуются низкой разведанностью, причем накопленная добыча и промышленные запасы сосредоточены только на территории Татарстана, где свои усилия по разработке месторождений СВН сосредоточило ПАО «Татнефть». Общие ресурсы и запасы СВН в Республике Татарстан оцениваются в объеме около 7,2 млрд. т. (около 40% ресурсов России), из которых 1,4-1,7 млрд. т. (12%) - подготовленные к добыче.

Освоение и разработка месторождений СВН в России требует комплексного решения проблем, начиная с вопросов геологии, технологии разработки данных месторождений и заканчивая переработкой для использования этого сырья. Объяснением этого являются отличительные черты геологической структуры залежей: условия их формирования, дальнейшего разрушения и переформирования.

С целью изучения тяжелой нефти в Республике Татарстан в 1970 году были начаты первые опытно-промышленные работы. К настоящему моменту времени в Татарстане уже проведена большая часть поисково-разведочных,

опытно-промышленных и научно-исследовательских работ, выявлено более 450 нефтяных залежей, исследовано 163 поднятий и месторождений с запасами категорий C_1 и C_2 , а также нефтескоплений с ресурсами категории C_3 СВН. В их состав входят 255 залежей. При этом выявлено еще около 200 нефтепроявлений, которые еще не изучены и не оконтурены.

С 2006 года специалистами ПАО «Татнефть» были начаты научно-исследовательские и опытно-промышленные работы на Ашальчинском месторождении СВН. В процессе опытно-промышленных работ были апробированы все существующие способы разработки залежей тяжелых нефтей, кроме рудничных: карьерный, шахтный, внутрислоистовый глубинный.

В настоящий момент на данном месторождении ведется промышленная добыча СВН с помощью новых технологий и техники, основанных на тепловых методах добычи (SAGD). При выборе месторождения нефтяники руководствовались наилучшей изученностью уфимского битуминозного комплекса по сравнению с другими битуминозными комплексами Республики Татарстан, а также наиболее рентабельными технико-экономическими показателями разработки.

Согласно последним данным компании, с начала опытно-промышленных работ на месторождении добыча СВН составила более 560 тыс. т.

На рисунке 1.9 представлена динамика изменения объемов добычи СВН на Ашальчинском месторождении с начала опытно-промышленной разработки.

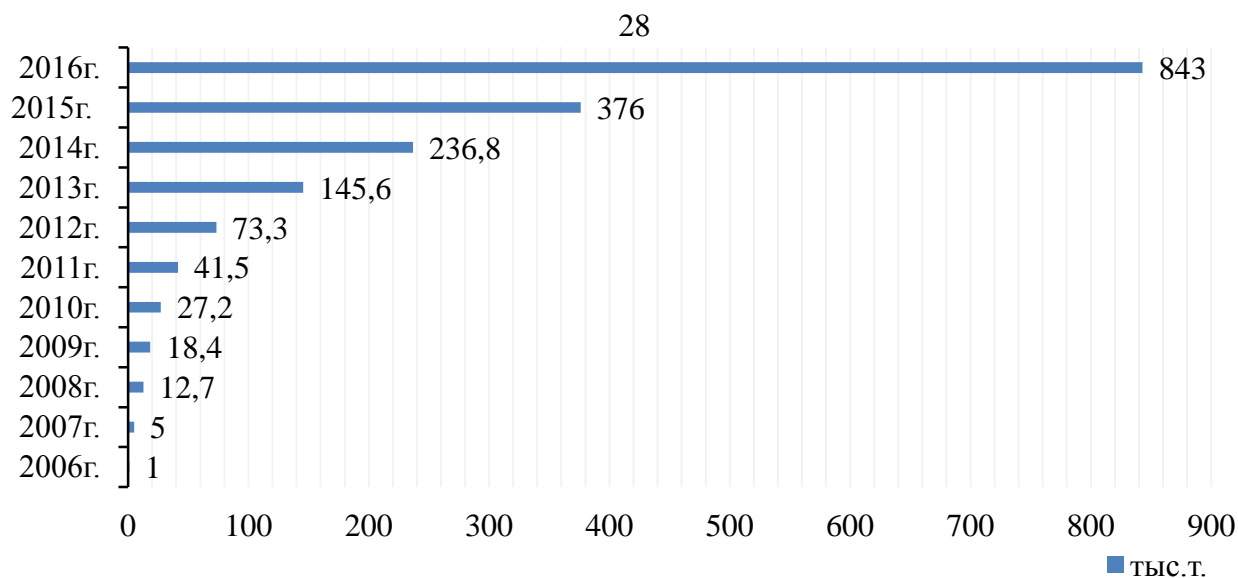


Рисунок 1.9 - Объем добычи СВН на Ашальчинском месторождении с начала опытно-промышленной разработки по 2016 г., тыс. т.

Источник: разработано автором на основе данных СМИ и ПАО «Татнефть»

Данные рисунка 1.9 показывают позитивную динамику объемов добычи СВН за период 2006–2015 гг.: если в 2014 году добыли 236,8 тыс. т. битума, то в 2015 году данный показатель увеличился в 1,6 раз и составил 376 тыс. т., а в 2016 году при среднесуточном дебите 15 т./сут. было добыто в 2,2 раза или на 467 тыс. т. СВН больше по сравнению с 2015 годом. В целом, сообщает пресс-службой ПАО «Татнефть», за период 2006-2036 гг. из недр Ашальчинского месторождения планируется извлечь более 3,74млн. т. СВН.

Республика Татарстан, являясь надежной сырьевой базой нефтедобывающей промышленности России, динамикой и уровнем развития своего нефтегазового комплекса играет большую роль в экономике не только самого региона, но и страны в целом. Это объясняется многими причинами. Так, по объему налоговых поступлений Татарстан занимает первое место в Приволжском федеральном округе и шестое место по России. Наибольшая часть поступлений бюджетной системы республики (более 60%) приходится на добывающие отрасли, так как самыми доходными статьями экспорта являются нефть и нефтехимическая продукция. Нарращивание добычи, ввод новых месторождений в эксплуатацию обеспечивает социальную стабильность в нефтяных моногородах региона и страны в целом, создаются новые рабочие места.

Создание ПАО «Татнефть» комплекса разведки, бурения скважин, технологии разработки, добычи и переработки СВН на территории Республики Татарстан позволит обеспечить устойчивое развитие экономического потенциала как самого нефтедобывающего региона, так России. Также необходимо отметить, что согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года (редакция от 21.09.2016) [9], разработка и освоение месторождений СВН является одним из ключевых направлений инновационного развития нефтедобычи. Насчитывается уже более 100 патентов, полученных в России, Канаде, Иране на инновационные технологии разработки ТРИЗ нефти и месторождений СВН.

Таким образом, освоение месторождений СВН несет в себе мультипликативный эффект (Рисунок 1.10).

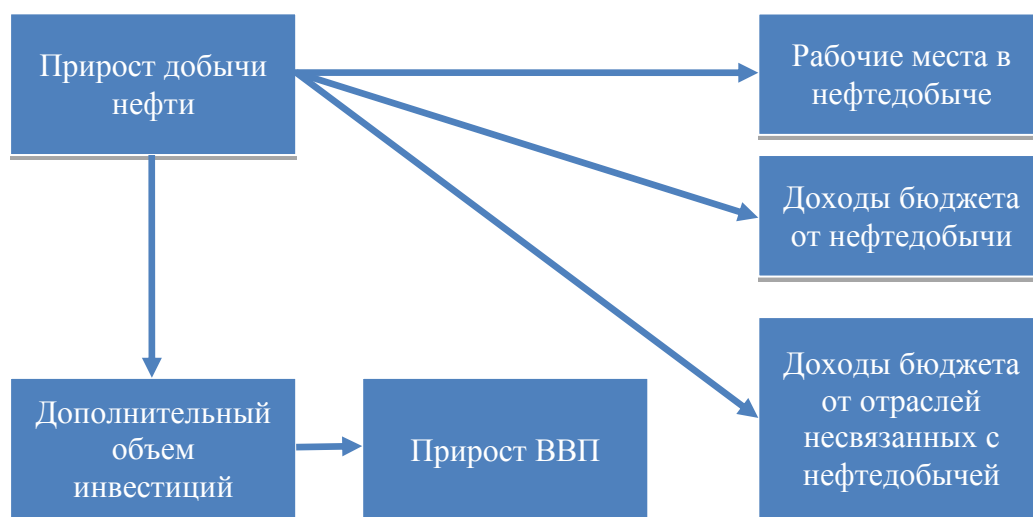


Рисунок 1.10 - Эффект от освоения СВН [16]

Как показывает рисунок 1.10, реализация проекта по разработке и освоению Ашальчинского месторождения даст значительный прирост добычи нефти, что создаст дополнительные рабочие места в нефтедобыче, а также обеспечит рост ВВП в смежных отраслях промышленности.

Ашальчинское месторождение по праву можно считать международным полигоном по обмену опытом разработки и добычи СВН, благодаря своей открытости в посещении и ознакомления для всех российских и зарубежных компаний. Во всем этом заключается обеспечение дальнейшего роста инновационного и экономического потенциала России.

1.3 Проблемы и перспективы реализации проектов по разработке и освоению месторождений сверхвязкой нефти на территории России

На сегодняшний день в России помимо ПАО «Татнефть» проекты по освоению месторождений тяжелой нефти имеет компания ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Удмуртнефть», ПАО «Роснефть» (Таблица 1.3). Представленные в таблице проекты отличаются друг от друга, в первую очередь, свойствами разрабатываемых углеводородов и, как следствие, технологиями разработки продуктивных слоев нефти.

На основе данных пресс-служб вышеперечисленных компаний, а также научных трудов исследователей [14, 15, 16, 17] была составлена общая краткая характеристика российских проектов освоения месторождений тяжелой нефти (Таблица 1.3), находящихся как на стадиях опытно-промышленных работ, так и на этапе полной промышленной эксплуатации.

Разработка Ярегского месторождения ПАО «ЛУКОЙЛ» началась еще в 1935 году. Традиционный скважинный способ добычи нефти в силу уникальных характеристик нефти оказался невозможным и компания начала разработку шахтным способом. На сегодняшний день ЛУКОЙЛ осуществляет промышленную добычу ярегской нефти термошахтным способом. С 2013 года по настоящее время ведутся опытно-промышленные испытания нового для данного месторождения метода – парогравитационный дренаж (SAGD).

Усинское месторождение в настоящее время является участком опытно-промышленных работ. На данный момент прорабатываются методы теплового воздействия на пласт с применением горизонтальных скважин, а также начаты эксперименты по испытанию технологии перпендикулярного термогравитационного дренирования пласта, в том числе комбинированные - с закачкой химических реагентов [18].

Проект по разработке Ашальчинского месторождения более подробно будет рассмотрен далее по тексту, а также в пункте 2.5.

Таблица 1.3 – Общая краткая характеристика российских проектов освоения тяжелой нефти

Компания	Месторождение	Нефтегазоносная провинция	Данные о ресурсах, запасах и характеристике нефти	Методы извлечения
1	2	3	4	6
ПАО «ЛУКОЙЛ»	Ярегское	Тимано-Печорская	Извлекаемые ресурсы - 31 млн.т., запасы - 131,8 млн. т., тяжелая нефть и ПБ (плотность 0,91- 0,94 г/см ³ , вязкость – до 16000 мПа×с, температура в пласте – 6-8 °С, пластовое давление –1,3 МПа)	Тепловые (термошахтный)
	Усинское		Запасы – 60,7 млн. т., тяжелая нефть и ПБ (вязкость в пластовых условиях 1,04 Па×с, плотность 0,0071 г/см ³ , пластовое давление -14,3МПа)	Комбинированные (тепловые и химические)
ПАО «Татнефть»	Ашальчинское	Волго-Уральская	Ресурсы – 1,5 - 7 млрд.т., нефть сверхвязкая высокосернистая, парафинистая, высокосмолистая (плотность 0,933 – 1,0008 г/см ³ , средняя вязкость в пластовых условиях 27350 мПа×с, температура в пласте 8 – 10 °С)	Тепловые (парогравитационный дренаж, циклическая паростимуляция)
	Мордово-Кармальское		Нефть тяжелая, битуминозная, высокосернистая высокосмолистая	
ПАО «Роснефть»	Гремихинское		Извлекаемые запасы – 65,44 млн.т., нефть битуминозная высоковязкая (плотность нефти при 15 °С – 0,907г/см ³ , вязкость -150 мПа×с., пластовое давление - 14,3 МПа)	Тепловые (импульсно-дозированное тепловое, теплоциклическое и импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой)
	Мишкинское	Извлекаемые запасы - 79, 90млн. т., нефть тяжелая, высоковязкая (плотность нефти при 15°С - 0,895-0,923 г/см ³ , вязкость нефти - 16,9-63,72мПа×с.)		

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	6
ПАО «Роснефть»	Лиственское	Волго- Уральская	Начальные геологические запасы – более 30 млн.т., нефть высоковязкая (плотность нефти в поверхностных условиях – 0,905 т/м ³ , вязкость нефти в пластовых условиях – 35,7 мПа×с., пластовое давление -14,2 МПа)	Тепловые (импульсно-дозированное тепловое, теплоциклическое и импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой)
	Зыбза-Глубокий Яр	Северо- Кавказско- Мангышлакская	Остаточные извлекаемые запасы высоковязкой нефти 180,8 тыс. т. (2016г.), нефть тяжелая, высоковязкая, высокосмолистая (плотность -0,975 г/см ³), вязкость 2 Па×с	Тепловые (парогазожидкостный циклический)

Высоковязкие нефти месторождений ПАО «Роснефть» характеризуются сложным строением залежей, в связи с чем компания разработала для их освоения специальные тепловые методы: импульсно-дозированное тепловое (ИДТВ), теплоциклическое (ТВПТВ) и импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой (ИДТВ(П)) [19].

Как уже отмечалось выше, залежи высоковязкой нефти и СВН в России могут стать дополнительной базой укрепления нефтяной отрасли страны и важнейшей ресурсной базой уже в недалеком будущем. Однако для успешной реализации проектов разработки и освоения таких месторождений необходимо решить ряд проблем геологического, технологического, экономического, организационно-управленческого и экологического характера.

В первую очередь глубокое изучение требуют проблемы совершенствования геологических и технологических подходов к освоению и разработке залежей СВН. Это объясняется тем, что СВН отличается от нормальной нефти как по своим свойствам и составу, так и по геологическому строению залежей, которые она формирует. Залежи СВН находятся на незначительных глубинах, однако принадлежат к ТРИЗ из-за своей сложной геологической структуры и высокой аномальной вязкости и, как следствие этого, малой физической активности в пластовых условиях [20]. Соответственно все это требует совершенно новых подходов к методам поисково-разведочных работ, подсчета запасов и разработки этих месторождений, существенно отличным от классических залежей тяжелых нефтей.

Существует ряд трудностей, связанных с подготовкой скоплений данного вида сырья к разработке. Необходимым являются бурение большого числа скважин, обеспечение высокого выхода керна, углубление лабораторных исследований качества и свойств сырья. К тому же, особенности переработки, обусловленные большим содержанием металлов и серы для получения большей добавленной стоимости, требуют совершенно новых технологий.

В настоящее время, с целью преодоления трудностей этой группы проблем, активно проводятся работы по геологическому и

гидродинамическому моделированию, которые позволяют совершенствовать технологические процессы и создавать новые технические средства добычи СВН не только в России, но и в Канаде, Венесуэле, США[20].

Следующим необходимым условием успешного освоения месторождений СВН Татарстана, согласно опыту разработки, является организация отдельной системы воздействия на нефтяной пласт путем бурения дополнительных скважин, массового применения современных методов увеличения нефтеотдачи и разработки новых технологий повышения нефтеизвлечения.

Одним из существенных параметров, влияющих на выбор технологии разработки нефтяных месторождений, является вязкость нефти.

Величина вязкости нефти в пластовых условиях напрямую оказывает влияние на коэффициент извлечения нефти (КИН). Так, в рамках решения актуальной проблемы по стимулированию недропользователей в целях увеличения КИН месторождений Татарстана, ПАО «Татнефть» было определено, что при вязкости нефти в пластовых условиях до 10 мПа×с значения КИН достигают 0,3-0,55, при вязкости более 150 мПа×с – не превышают 0,2-0,3.

На данный момент в ряде стран, таких как Канада, Венесуэла и США, ведутся интенсивные работы по созданию новых технических средств и совершенствованию технологических процессов добычи тяжелых углеводородов. Испытание и применение в последние годы новых технологий и методов извлечения и переработки СВН, внедрение теплоэнергетического, термостойкого внутрискважинного и устьевого оборудования, а также систем контроля и регулирования процессов разработки позволило зарубежным странам значительно нарастить объемы добычи СВН. Практика нефтедобычи выделяет такие технологии и способы разработки тяжелых нефтей и природных битумов, как карьерный и шахтный способы разработки, «холодные» способы добычи, а также тепловые методы добычи.

Возможность применения какой-либо технологии разработки залежей тяжелых углеводородов обуславливается многочисленными условиями,

непосредственно: геологической структурой и критериями залегания пластов, физико-химическими свойствами пластового флюида, климатографическими критериями, состоянием и количеством резервов углеводородного сырья, и т.п.

Принимая во внимание перечисленные выше условия, в России, а в частности в Республике Татарстан более обширное использование получили тепловые методы добычи тяжелых нефтей. Так, в настоящий период в рамках проекта по разработке и освоению Ашальчинского месторождения используется пароциклический метод или же его точное название циклическая паростимуляция(CSS)[21]. Технология данного метода, используемая ПАО «Татнефть», подразумевает бурение одной скважины, в которую сначала в течение 90 дней закачивается пар температурой 205-240°С для разогрева пласта и понижения вязкости нефти, и только потом реализация добычи. Цикл (нагнетание пара, выдержка, добыча) повторяется неоднократно в течение всего этапа разработки месторождения.

Нефтяниками Татарстана, несмотря на накопленный опыт в области тепловых методов воздействия на пласт, отмечается, что российская нефтяная промышленность крайне нуждается в поиске и создании новых более совершенных технологий разработки залежей СВН. Объяснение тому, в первую очередь сложная структура «нетрадиционных» запасов нефти, а также потребностью в наиболее полной выработке запасов при довольно высокой эффективности их извлечения.

С целью разработки месторождений СВН и достижения приемлемых значений КИН требуются новейшие тепловые методы, производительнее уже имеющихся технологий паротеплового воздействия.

Одним из таких высокоэффективных методов добычи СВН считается SAGD. Данный метод уже прошел испытания в Татарстане в рамках опытно-промышленной разработки. Более того, в настоящее время уже осуществляется промышленная разработка Ашальчинского месторождения с использованием данного метода воздействия на пласты. Эффективность парогравитационного дренажа, применяемого ПАО «Татнефть» при добыче СВН Ашальчинского

месторождения, заключается в его технологии, согласно которой бурятся две горизонтальные скважины (расположенных параллельно одна над другой) в насыщенных нефтью толщинах возле подошвы пласта. Через верхнюю скважину в пласт нагнетается пар и, таким образом, создается высокотемпературная паровая камера. Первая стадия парогравитационного воздействия – это предварительный прогрев, в течение которой (2-3 месяца) производится циркуляция пара в обеих скважинах. Непрерывное нахождение нефти в контакте с высокотемпературной паровой камерой практически не дает теплу утрачиваться, что делает этот способ разработки эффективным как с технологической, так и с экономической стороны [22].

С применением вышеописанных методов разработки залежей СВН, среднесуточная добыча на Ашальчинском месторождении за 2016 год составила более 1300 т. нефти, накопленная добыча – более 1500 тыс. т., накопленное паронефтяное отношение равно 3,9. Всего ПАО «Татнефть» на 01.06.2016г. пробурено 879 оценочных скважины при проектном значении 781, 190 эксплуатационных скважин при проектном значении 171. Действующий фонд добывающих скважин составил 227 скважин, из которых 37 пароциклических и 190 парных скважин. В перспективе с целью повышения продуктивности скважин компанией планируется использовать комбинации пара и реагентов различного состава [16, 23].

Таким образом, в отличие от технологии добычи легкой нефти, для запуска скважин СВН в работу необходимо обеспечить подачу в них пара. Это требует постройки множества объектов – котельных, объектов водоподготовки, магистральных и подводящих трубопроводов и т.д. Строительство большого количества объектов инфраструктуры делает проекты по разработке и освоению месторождений СВН крупномасштабными, требующими больших вложений. Так, в начале изучения месторождений СВН Республики Татарстан основным источником финансирования были собственные средства ПАО «Татнефть» или средства внебюджетных фондов (Таблица 1.4).

Таблица 1.4 – Источники финансирования проектов разработки и освоения природных битумов Татарстана в период 1986-2017 гг.[16]

Источники финансирования	Период финансирования	Сумма, млн.долл.	%
Собственные средства ПАО «Татнефть»	2014-2018	1662	100
Собственные средства ПАО «Татнефть», в том числе возврат из фонда ВМСБ	1986-2005	51,9	36,0
	2006-2011	61,4	42,6
Фонд нефтеотдачи пластов МНТК «Нефтеотдача»	1986-1990	18,0	12,5
Фонд ВЗМР РТ	1998-2001	8,4	5,8
Фонд стабилизации	1991	3,9	2,7
Фонд НИОКР	1986-1987	0,5	0,4
Всего	1986-2017	1806,1	-

Разработка СВН является одним из стратегических направлений развития ПАО «Татнефть», поэтому, несмотря на высокую стоимость и рискованность таких проектов (ориентировочная стоимость проекта «СВН-2000» составляет около 65 млрд. руб.) финансирование сокращать не планируется.

Наряду с решением ряда технологических проблем встает проблема высокой стоимости производства СВН, подробно освещенная автором в [24].

В структуре затрат на добычу СВН наибольший удельный вес занимают эксплуатационные затраты (в 4 раза выше, чем при добыче традиционной нефти), а именно тепловая энергия на технологические цели (36 %) (Рисунок 1.11).

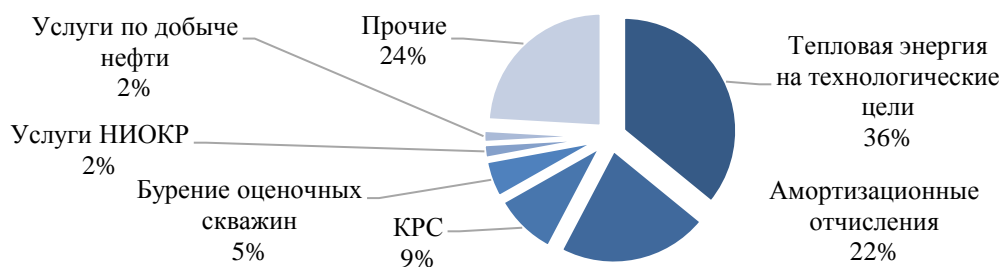


Рисунок 1.11 - Структура эксплуатационных затрат скважин, добывающих СВН на Ашальчинском месторождении за январь-декабрь 2013г., %

Источник: разработано автором на основе данных НГДУ ПАО «Татнефть»

Опыт добычи СВН на Ашальчинском месторождении показывает, что для добычи 1 т. СВН необходимо закачать в пласт приблизительно 3,6 т. очищенного и подогретого пара, каждая тонна которого оценивается около

1000 руб., что в 30 раз дороже воды. Необходимости бурения парных скважин для добычи СВН с дорогостоящей конструкцией, затраты на бурение в сравнении с добычей традиционной нефти становятся выше в 3 раза. В итоге себестоимость добычи СВН достигает 11 тыс. руб./т., при невысокой цене ее реализации.

Аналогичная ситуация наблюдается и в реализованных проектах по добыче СВН за рубежом. Стоимость бурения пары скважин по технологии SAGD составляет 5 млн. долл. Себестоимость добычи 1 тонны нефти составляет около 30 долл./барр. Проект считается инвестиционно привлекательным при среднесуточном дебите с одной пары скважин 140 т./сут. При этом срок окупаемости не превысит 5 лет [25]. К сожалению, в Татарстане подобные дебиты скважин нереальны, так как нефтенасыщенные толщины пластов значительно меньше чем за рубежом. Однако при отработке новых технологий, выходе на промышленное освоение месторождений СВН с учетом мер государственной поддержки достичь экономически-рентабельных показателей будет легче.

Следующими важными проблемами, требующими незамедлительного решения, являются транспортировка и переработка СВН. Как показывает опытно-промышленная практика, высокая концентрация ароматических углеводородов, смолисто-асфальтеновых элементов, металлов и сернистых соединений с большими значениями плотности, вязкости и повышенной коксуемостью являются причиной того, что СВН становится трудно транспортируемой по существующим нефтепроводам и нерентабельной, по классическим схемам, нефтепереработки.

СВН – это комплексное сырье. Помимо углеводородов в нем сосредоточено большое количество (часто в промышленных концентрациях), таких ценных компонентов, как сера, ванадий, никель, редкоземельные элементы. Переработка данного сырья позволит получать множество полезных нефтехимических продуктов высокого качества.

Большинство российских нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) не рассчитаны на переработку тяжелых высоковязких нефтей и СВН. Некоторые тяжёлые СВН могут быть переработаны на НПЗ в смеси с обычными нефтями по традиционным технологиям. Другие такие нефти могут перерабатываться только на специализированных предприятиях, выпускающих ограниченный ассортимент нефтепродуктов. Решение вопроса рациональной переработки тяжёлых битуминозных нефтей затрудняется в том числе тем, что данные по их свойствам и составу весьма неполны, разноречивы и не носят целостного системного характера. Отсутствие информации затрудняет привлечение новых инвесторов к решению вопроса переработки новых для них видов сырья[15].

В Республике Татарстан, согласно информации пресс-службы ПАО «Татнефть», идет изучение вопроса о переработке СВН. В частности, с Академией наук РФ обсуждается внедрение проекта переработки с применением метода гидроконверсии. Опытно-промышленную установку мощностью 50 тыс. тонн в год предполагается разместить на площадке НПЗ «ТАНЕКО». На установке предполагается перерабатывать тяжелые остатки АО «ТАНЕКО» [26].

Еще одной группой проблем, оказывающих не менее значительное влияние на эффективность реализации любого нефтяного проекта, являются организационно-управленческие проблемы, связанные с эффективностью использования ресурсов проекта, скоростью принятия решений, эффективностью взаимодействия между участниками проекта, организационной структурой и т.д. Практика реализации нефтяных проектов, в том числе по освоению и разработке ТРИЗ, показывает, что по сравнению с другими проблемами, степень влияния данной группы проблем на ход реализации проекта в целом недооценивается, в связи с чем их чаще всего оставляют без должного внимания.

В проектах освоения нефтяных ресурсов организационно-управленческие проблемы усиливаются крупномасштабностью, большим количеством и высокой степенью рисков, возникновение и решение которых, в отличие от

проектов других отраслей промышленности связано с факторами природной среды, а именно: зависимость объемов добычи нефти от природных условий и уровня использования запасов углеводородов; невозпроизводимость природных ресурсов; динамичный характер природных ресурсов; стадийность эксплуатации месторождений; неопределенность исходной информации; сильная зависимость показателей разработки месторождения от природных факторов и т.д. Анализ реестра рисков проекта освоения и добычи СВН на Ашальчинском месторождении показал, что в данных проектах количество рисков увеличивается также из-за уникальности и технологических особенностей освоения и разработки данных залежей (Таблица 1.5).

Помимо вышеперечисленных проблем, разработка и освоение тяжелой нефти осложнена решением ряда экологических проблем, а именно: токсические выбросы в атмосферу, содержащие серу и соединения металлов, значительный забор воды из водоемов с её дальнейшим очищением, необходимость обезвреживания и утилизации нефтешламов и т.д. [27].

Представленная выше информация является обобщением опыта по разработке и освоению месторождений СВН преимущественно компанией ПАО «Татнефть» в Республике Татарстан, а также данных компаний ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Роснефть». Итогом изучения вышеописанных проблем, препятствующих эффективной реализации проектов разработки и освоения СВН и ПБ является их обобщение и систематизация в единую классификацию, в которой все проблемы разделены на 5 групп (Рисунок 1.12).

Таблица 1.5 – Ряд специфических рисков проектов освоения и разработки месторождений СВН, связанных с уникальностью и технологическими особенностями разработки данных залежей

№	Рисковое событие	Причина	Последствия	Степень воздействия*	Вероятность возникновения**	Ранг риска
1	2	3	4	5	6	7
Бурение						
1	Привлечение буровых подрядчиков, не имеющих опыт строительства битумных скважин	Отсутствие в стране ранее реализованных проектов по освоению и разработке залежей СВН	Несоблюдение и нарушение технологии строительства скважин, невыполнение графика бурения, срыв сроков реализации проекта	0,4	0,1	0,04
Газообеспечение						
2	Отказ в получении необходимого объема газа от ПАО «Газпром»	Отсутствие ресурсов газа и технической возможности ПАО «Газпром»	Недостижение плановых годовых объемов добычи СВН	0,4	0,5	0,1
Геология						
3	Недостижение планируемых добычных возможностей	Отсутствие опыта разработки залежей СВН, переоценка используемой технологии добычи	Недостижение плановых годовых объемов добычи СВН	0,4	0,5	0,2
Проектирование						
4	Некомпетентность проектной организации	Уникальность проекта, отсутствие опыта проектирования подобных проектов, отсутствие разрешительной документации для начала работ	Срыв сроков проектно-изыскательных работ	0,1	0,3	0,03
Строительство						
6	Увеличение сроков строительства	Задержка поставки оборудования длительного изготовления	Увеличение сроков строительства	0,2	0,7	0,14

Продолжение таблицы 1.5

1	2	3	4	5	6	7
7	Задержка в процессе обработки паром на пароциклическом этапе работ	Отсутствие подтвержденных данных о требуемом объеме количества пара, ошибка подбора мощности котельных	Недостижение плановых годовых объемов добычи СВН, увеличение затрат на реконструкцию котельных, увеличение окупаемости проекта	0,2	0,7	0,14
8	Дефицит комплектующих материалов и оборудования	Задержка проведения тендеров	Задержка выполнения строительно-монтажных работ	0,2	0,5	0,1
Управление проектом						
9	Недостаточное количество компетентных специалистов в области проведения анализа работы скважин с целью выдачи оперативных решений по изменению режимов работы скважин	Отсутствие опыта реализации подобных проектов	Некачественный анализ данных, принятие неверных решений	0,2	0,5	0,1
Финансово-экономические риски						
10	Увеличение эксплуатационных затрат на добычу и реализацию СВН	Повышение тарифов и нормативов удельных затрат, некачественное выполнение проектных работ	Неокупаемость проекта	0,2	0,3	0,06
Реализация СВН						
11	Ограничение по сдаче объемов СВН в ПАО «АК» Транснефть»	Превышение технологических условий по количеству и вязкости нефти, сдаваемой через системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН) в систему транспортной компании	Снижение объемов добычи СВН, недостижение плановых годовых объемов добычи СВН	0,4	0,5	0,2

Продолжение таблицы 1.5

1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатация						
12	Выброс пара при проведении ремонтных работ	Геолого-технологические условия проведения ремонтных работ	Причинение вреда рабочим, проводящим ремонтные работы	0,4	0,3	0,12
13	Застывание перекачиваемой жидкости скважин	При остановке перекачки и нагрева продукции при ликвидации прорыва битумопроводов, по причине аварийного отключения электроэнергии	Закупорка битумопроводов	0,4	0,3	0,12
14	Отсутствие в стране насосов, работающих с высокотемпературной жидкостью, для увеличения дебитов скважин путем увеличения объемов закачки пара	Отсутствие насосов достаточной надежности	Увеличение стоимости проекта	0,2	0,5	0,1
15	Недостаточно высокая надежность средств контроля параметров скважин при работе в условиях высокой температуры	Технологические факторы	Отсутствие информации для принятия решений	0,2	0,5	0,1
16	Сложность прогрева и эксплуатации скважин с длинной горизонтальной частью	Строение скважины	Увеличение времени и себестоимости добычи СВН	0,4	0,5	0,2
17	Низкий дебит и длительные сроки освоения паробитумных скважин	Особенности технологии	Увеличение себестоимости добычи СВН	0,2	0,5	0,1

*0,1–слабая, 0,2-0,3–средняя, 0,4-0,7–сильная, 0,8-1–очень сильная

**0,1-0,2–очень малая, 0,3-0,4–малая, 0,5-0,6–средняя, 0,7-0,8– высокая, 0,9-1– очень высокая

ПРОБЛЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВН

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ	ЭКОНОМИЧЕСКИЕ	ОРГАНИЗАЦИОННО-УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ	ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ
<p>- плотность и реологические свойства нефти – в пластовых условиях;</p> <p>- сложное геологическое строение залежей (обширные водонефтяные зоны, наличие палео- и современного водонефтяных контактов, наличие нецементированных нефтенасыщенных песчаников, нефтяных песков);</p> <p>- трудность в подготовке залежей к разработке (бурение большого числа скважин, высокий выход керна, углубление лабораторных исследований качества и свойств сырья);</p> <p>- совершенно новые подходы к методам поисково-разведочных работ, подсчета запасов.</p>	<p>- отсутствие специализированных НПЗ для переработки;</p> <p>- организация отдельной системы воздействия на пласты (бурение дополнительных скважин, массовое применение МУН и разработка новых технологий повышения нефтеотдачи (подача в пласты тепловой энергии));</p> <p>- новые технические средства и технологии добычи;</p> <p>- низкое значение КИН;</p> <p>- строительство большого количества объектов инфраструктуры (котельные, объекты водоподготовки и т.д.);</p> <p>- строительство новых систем транспортировки (специальные трубопроводы с подогревом).</p>	<p>- высокий уровень потребления инвестиций;</p> <p>- высокий уровень капиталоемкости;</p> <p>- долгий период окупаемости;</p> <p>- недостаток и трудность поиска источников финансирования;</p> <p>- высокая стоимость добычи (эксплуатационные затраты при добыче СВН в 4 раза больше, чем при добыче традиционной нефти: затраты на бурение скважин СВН в 4 раза превышают затраты бурения скважин для добычи традиционной нефти);</p> <p>- низкая цена реализации.</p>	<p>- крупномасштабность и сложность реализации проектов (более 10 тысяч проектных задач, более 50 подрядных организаций, более 200 работников более чем из 30 отделов заняты управлением);</p> <p>- большое количество и высокая степень рисков;</p> <p>- сложность в своевременности принятия управленческих решений;</p> <p>- отсутствие четкой последовательности выполнения проектных задач;</p> <p>- отсутствие понятного всем участникам механизма коммуникации между проектными группами и специалистами проекта;</p> <p>- более совершенные подходы в управлении реализацией проекта.</p>	<p>- выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух;</p> <p>- значительный забор воды из поверхностных водных объектов;</p> <p>- сброс сточных вод;</p> <p>- необходимость обезвреживания и утилизации нефтешламов.</p>

Рисунок 1.12 – Классификация проблем реализации проектов разработки и освоению месторождений СВН

Источник: разработано автором на основании анализа проектной документации ПАО «Гатнефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Роснефть»

Перспективы разработки месторождений СВН на территории России. На сегодняшний день наиболее подготовленным регионом России к освоению запасов СВН является Республика Татарстан. В качестве первоочередного объекта промышленного освоения в Татарстане выделен шешминский горизонт уфимского яруса Черемшано-Бастрыкской зоны (ЧБЗ) на основании следующих признаков:

- месторождения и залежи СВН уфимского комплекса являются наиболее изученными и подготовленными к промышленному освоению;
- геологические условия комплекса наиболее благоприятные в сравнении с другими комплексами;
- ресурсная база высокоперспективных территорий уфимского комплекса позволяет обеспечить, как планируемые «Стратегией развития ТЭК Республики Татарстан до 2020 года» объемы добычи СВН (1,4 млн. т. к 2020 г.), так и расширенное воспроизводство этого вида углеводородного сырья.

ЧБЗ включает в себя 50 залежей и месторождений СВН с геологическими ресурсами 199 млн. т., из которых 58 млн. т. являются извлекаемыми.

ПАО «Татнефть» разработала Программу геологоразведочных работ по подготовке объектов ЧБЗ к освоению, которой предусматривается проведение комплекса работ с целью приращения промышленных запасов к 2021 году на 120 млн. т.

Разработка залежей СВН предусматривается паротепловым воздействием на продуктивные пласты с бурением сети горизонтальных и горизонтально-вертикальных стволов различной архитектуры.

С развитием достижений науки, техники и перечня применяемых технологий стратегией развития добычи СВН в Республике Татарстан предусматривается дальнейшее наращивание объемов добычи СВН. Прогнозируется увеличение уровней добычи СВН на Ашальчинском месторождении с применением отработанных к настоящему времени технологий при текущем состоянии геологической изученности (Рисунок 1.13).

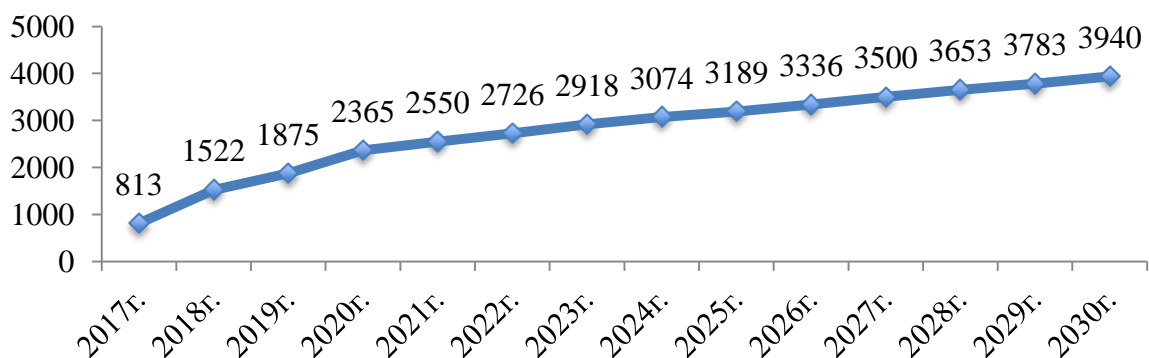


Рисунок 1.13- Фрагмент прогнозного варианта развития проекта освоения залежей СВН ПАО «Татнефть» на Ашалчинском месторождении в период 2017-2030 гг., тыс. т.

Источник: разработано автором на основании данных [28]

По Татарстану прогнозируется, что с 2030 года годовой уровень добычи СВН стабилизируется на 1,8 млн. т., а суммарный объем добычи к 2036 году составит 23,1 млн. т. Также отмечается, что обеспечение прироста объёмов добычи и их дальнейшая стабилизация будет обеспечиваться в том числе, за счет ввода в разработку других выявленных после доразведки и уточнения запасов залежей СВН.

Добыча и подготовка СВН на месторождениях ЧБЗ планируется осуществлять по трем группам (северной, центральной и южной) с построенной в каждой группе отдельной установки предварительного сброса воды (УПСВН). С помощью трех таких установок обводненность добытой СВН планируется снижать с 90% до 5% и далее нефть облагораживать на опытно-промышленной установке, расположенной в районе УПСВН «Чумачка» до первой группы качества, вырабатывать облагороженную нефть и дорожные битумы. Далее облагороженная нефть будет перекачиваться по системе трубопроводов на НПЗ для ее дальнейшей переработки или смешиваться с товарной карбоновой нефтью и сдаваться в систему АК «Транснефть».

Как отмечалось выше, в Канаде битуминозная нефть перерабатывается с получением «синтетической нефти» с помощью специальной установки. Подобная опытная установка разработана по заказу ПАО «Татнефть» Институтом нефтехимпереработки Республики Башкортостан (ГУП ИНХП РБ) и имеет мощность 300 тыс. т. Использование опытно-промышленной установки

облагораживания нефти в дальнейшем для получения сырья позволит производить глубокое обезвоживание, обессоливание нефти, с ее последующей атмосферной перегонкой до получения атмосферного дистиллята и мазута. Далее мазут будут разделять на деасфальтизат и асфальт, а из атмосферного дистиллята и деасфальтизата получать облагороженную нефть, которая по сравнению с исходной СВН, будет иметь более низкое значение плотности, вязкости, коксуетности и массовой доли серы, смол, металлов, отсутствием асфальтенов и будет являться привлекательным сырьем для НПЗ. Из асфальта будут получать дорожные битумы, характеризующиеся высокими качественными показателями, отгружать их в виде готовой продукции со складов потребителям. Также необходимо отметить, что, улучшая качество добытой СВН, нефтяники Татарстана смогут увеличить объемы сдачи этой нефти в трубопроводную систему АК «Транснефть», т.е. смогут экспортировать СВН в еще больших объемах.

Было определено, что при выходе на уровень стабилизации добычи СВН 1,8 млн.т. в год и в результате облагораживания СВН на установке мощностью 300 тыс. т., будет вырабатываться 756 тыс. т./год высококачественных дорожных битумов и 735 тыс. т./год облагороженной нефти, которая в дальнейшем будет поступать на НПЗ для дальнейшей переработки [16].

Рассматривая перспективы дальнейшего использования добытого сырья, также необходимо найти применение ценным свойствам попутных вод месторождений СВН, которые богаты полезными для здоровья сероводородом и органическими соединениями.

1.4 Разработка системы ключевых показателей эффективности проектов освоения месторождений сверхвязкой нефти

Анализ проблем, препятствующих успешной реализации существующих на сегодняшний день проектов освоения месторождений СВН, их специфических особенностей, а также расчет экономической эффективности одного из таких проектов позволили автору работы идентифицировать

основные показатели, влияющие на эффективность реализации данных проектов, которые можно представить в виде единой системы ключевых показателей эффективности (КПЭ) проектов освоения месторождений СВН (Рисунок 1.14).

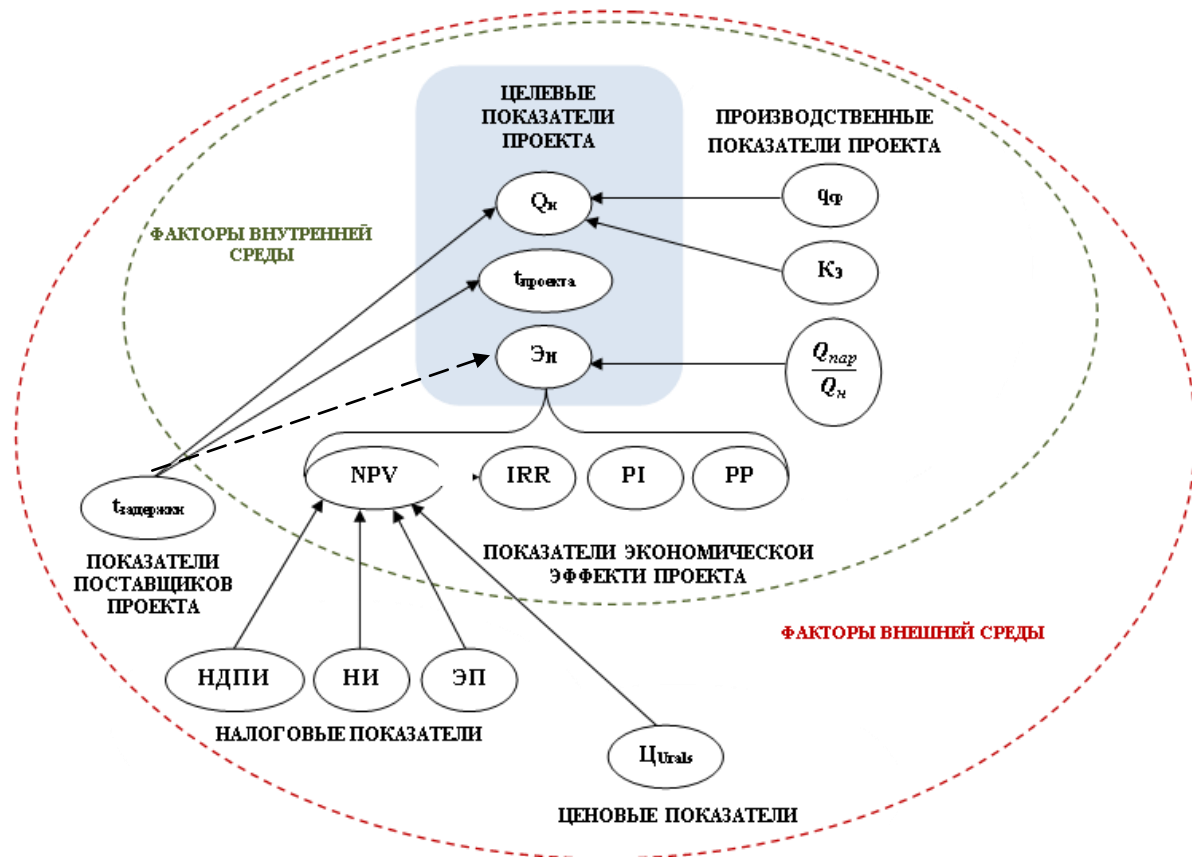


Рисунок 1.14 - Система ключевых показателей эффективности проектов освоения месторождений СВН: Q_n - объем добычи нефти; $t_{\text{проекта}}$ - срок реализации проекта; $\mathcal{E}_и$ - экономическая эффективность проекта; NPV - чистый дисконтированный доход, IRR - внутренняя норма доходности, PI - индекс доходности дисконтированных инвестиций, PP - дисконтированный срок окупаемости; $q_{\text{ср}}$ - необходимый объем среднесуточного дебита СВН по всему месторождению; $K_з$ - коэффициент эксплуатации скважин; $Q_{\text{пар}}/Q_n$ - паронефтяное отношение (ПНО); НИ – затраты на уплату налога на имущество; НДСП – затраты на уплату налога на добычу полезных ископаемых; ЭП - затраты на уплату экспортной таможенной пошлины; $t_{\text{задержки}}$ - время задержки производства или поставки оборудования и комплектующих для обустройства месторождений СВН (в частности скважин СВН); C_{Urals} - цена российского сорта нефти, экспортируемой за границу.

Источник: разработано автором

Обычно под системой КПЭ понимается система сбалансированных показателей (ССП) эффективности или сбалансированные карты

управленческого учёта. Обе системы содержат много общего, но сами по себе различны. И то и другое объединяет наличие в них понятий «система» и «КПЭ».

Согласно одному из наиболее известных и распространенных определений, принадлежащему крупнейшему отечественному специалисту в области методологии системных исследований В.Н. Садовскому: «Система (от греч. *systema* – целое, составленное из частей; соединение) – множество элементов, находящихся в отношениях и связях друг с другом, которое образует определенную целостность, единство» [29].

Ключевые показатели эффективности (КПЭ) – это количественные или качественные параметры измерения результатов деятельности.

Под ССП в методологии *Balanced Scorecard*, разработанной в начале 1990-х годов профессором Гарвардской школы бизнеса (HBR) Р. Капланом и президентом консалтинговой фирмы *Renaissance Solutions* Д. Нортон, подразумевается управленческая и стратегически-измерительная система, которая переводит миссию и общую стратегию развития компании в сбалансированный комплекс четко поставленных целей и задач, а также интегрированных ключевых показателей эффективности, определяющих степень достижения данных установок в рамках четырех основных направлений: финансов, маркетинга, внутренних бизнесов-процессов, обучения и роста. Все КПЭ в данной системе взаимосвязаны, взаимозависимы и сбалансированы и являются целевыми результатами в виде численных значений важнейших задач, необходимых для достижения стратегической цели (целевого результата). Это достигается путем декомпозирования стратегической цели компании на задачи, на основе определения причинно-следственных связей между ними [30, 31, 32]. Таким образом, изменение одного показателя (результата деятельности) в данной системе повлечет за собой изменение всех других показателей данной системы.

Понятие «система КПЭ» несмотря на многообразие написанных на данную тематику трудов ученых, исследователей, менеджеров различных

компаний, точного определения, которое бы явно отражало отличие данной системы от ССП не имеет.

В отличие от ССП под системой КПЭ подразумевается локальная технология, как некая система координат, целью которой является оценка результата конкретного вида деятельности предприятия, например, отдельного проекта. Все показатели данной системы также взаимосвязаны направленностью на достижение одной цели, и четко формулируют требования к конкретной позиции, но между собой они не находятся в полной взаимозависимости и сбалансированности как в ССП. То есть изменение в системе КПЭ одного показателя не повлечет за собой изменения всех других показателей данной системы.

В данном случае под КПЭ проектов освоения месторождения СВН понимаются совокупность ключевых индикаторов их эффективной реализации, которые подразделяются на целевые КПЭ, связанные с конкретными целями и задачами проекта и показывающие насколько эффективно выполняется проект в целом, а также КПЭ внутренней и внешней среды, в зависимости от своей подверженности к изменениям под влиянием предприятия, но которые также необходимо учитывать в достижении эффективной реализации проекта.

В проектах освоения месторождения СВН целевыми показателями выступают, как правило, три: определенный объем добычи нефти (Q_n), выраженный в натуральных единицах измерения (тонны, баррели), время за которое данный объем нефти необходимо добыть, оно же является сроком реализации проекта ($t_{\text{проекта}}$) и условие рентабельной добычи, определяемое как экономическая эффективность проекта (\mathcal{E}_n), выраженная основными показателями экономической эффективности инвестиционного проекта – чистый дисконтированный доход (NPV), внутренняя норма доходности (IRR), индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI) и дисконтированный срок окупаемости (PP).

Внутри каждой среды данной системы все КПЭ были сгруппированы в шесть блоков. Так, КПЭ внутренней среды системы КПЭ проектов освоения

месторождения СВН кроме целевых КПЭ включает в себя группу производственных КПЭ, в состав которых были отнесены: необходимый объем среднесуточного дебита СВН по всему месторождению (q_{cp}), коэффициент эксплуатации скважин ($K_э$) и специфический показатель, встречаемый только в проектах данного вида – паронефтяное отношение (ПНО или $Q_{пар}/Q_H^2$).

ПНО показывает какое количество закачиваемого в пласт пара в тоннах приходится на добычу 1 тонны СВН. Для стабильной добычи СВН, согласно принятой технологии, важно достижение и поддержание оптимального значения ПНО.

Взаимосвязь и влияние производственных КПЭ на целевые проектные КПЭ подтверждаются следующими формулами и функциями:

1. Влияние q_{cp} и $K_э$ на Q_H :

$$Q_H = q_{cp} \times K_э \times D, \quad (1.1)$$

где D - среднее число дней работы всех добывающих скважин в год, дни.

Таким образом, объем добычи нефти на месторождении находится в прямой зависимости от среднесуточного дебита СВН по всему месторождению и коэффициента эксплуатации скважин.

2. Влияние ПНО ($Q_{пар}/Q_H$) на $\mathcal{E}_И$:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{P_t - Z_t}{(1 + E)^t}, \quad (1.2)$$

где T - горизонт расчета, дни, месяцы, годы;

t - шаг расчета, день, месяц, год;

E – заданная в проекте норма дисконта, д. ед.;

P_t - результаты (притоки) на шаге t , руб.

Z_t - затраты (оттоки) на шаге t , руб.

Притоками при расчете экономической эффективности проекта освоения месторождения СВН являются все доходы, получаемые на каждом шаге реализации проекта. В данном случае притоком является выручка от реализации СВН:

²В данном случае является символьным обозначением, а не формулой.

$$P_t = \sum_{t=0}^T Q_n \times C_{Urals}, \quad (1.3)$$

Оттоками при расчете экономической эффективности проекта освоения месторождения СВН являются все затраты проекта на каждом шаге его реализации, а именно:

$$Z_t = \sum_{t=0}^T (Z_{\text{эксплуатац.}} + \text{НДПИ} + \text{НИ} + \text{ЭП} + \text{НП}), \quad (1.4)$$

где $Z_{\text{эксплуатац.}}$ – эксплуатационные затраты, возникающие на каждом шаге реализации проекта освоения месторождения СВН, руб.;

НИ – затраты на уплату налога на имущество, руб.;

НДПИ – затраты на уплату налога на добычу полезных ископаемых, руб.;

ЭП – затраты на уплату экспортной таможенной пошлины (т.к. СВН реализуется за границу), руб.;

НП – затраты на уплату налога на прибыль, руб.

Таким образом, подставив формулы (1.3) и (1.4) в формулу (1.2) получится:

$$NPV(\text{ЧДД}) = \sum_{t=0}^T \frac{Q_n \times C_{Urals} - (Z_{\text{эксплуатац.}} + \text{НДПИ} + \text{ЭП} + \text{НИ} + \text{НП})}{(1 + E)^t}, \quad (1.5)$$

При этом, как уже отмечалось ранее в пункте 1.3 работы, наибольший удельный вес эксплуатационных затрат (38%) занимают затраты на производство и закачку пара ($Z_{\text{пар}}$), которые рассчитываются через ПНО:

$$Z_{\text{пар}} = Q_n \times \text{ПНО} \times C_{\text{пар}}, \quad (1.6)$$

где $C_{\text{пар}}$ – цена 1 тонны пара, руб./т.

Таким образом, при превышении оптимального значения ПНО добыча СВН становится нерентабельной, что объясняется значительными затратами на производство и закачку пара (смотри пункт 1.3). Определяется оптимальное значение ПНО на основе созданной термогидродинамической модели прогнозирования паротеплового воздействия путем регулирования объемов закачки пара с учетом профилей притока и приемистости нагнетательных скважин, а также песчанности пласта.

КПЭ внешней среды системы КПЭ проектов освоения месторождений СВН включают в себя показатели поставщиков, налоговые и ценовые показатели.

КПЭ поставщиков проекта является время задержки производства или поставки оборудования и комплектующих для обустройства месторождений СВН, в частности скважин СВН ($t_{\text{задержки}}$).

Задержка производства или поставки оборудования и комплектующих для обустройства скважин СВН увеличивает плановый срок реализации проекта. Например, в проекте «СВН-2000» плановый срок реализации проекта составляет 1 год, т.е. за период с 1 января 2017 года по 31 декабря 2018 года необходимо добыть 2 млн.т. СВН. Задержка комплектующих для обустройства скважины СВН приведет к отставанию ввода данной скважины, согласно плановому графику, в эксплуатацию и она начнет добычу позже запланированного срока. Необходимо отметить, что на практике ввод из обустройства осуществляется не одной скважины, а куста скважин, состоящего, в среднем, примерно из 6-8 скважин. Таким образом, из-за простоя скважин, в связи с ожиданием комплектующих для их обустройства, за обозначенный срок реализации проекта предприятие рискует не добыть нужное количество тонн СВН и завершить проект позже запланированного срока.

Взаимосвязь $t_{\text{задержки}}$, Q_N и $t_{\text{проекта}}$ можно выразить следующим образом:

$$Q_{N_{\text{факт}}} = Q_N - q'_{\text{ср}} \times n_{\text{скв}} \times t_{\text{задержки}}, \quad (1.7)$$

где $Q_{N_{\text{факт}}}$ - объем добычи СВН за год всех скважин месторождения СВН с учетом задержки поставки оборудования и комплектующих, т./год.

$n_{\text{скв}}$ - количество скважин СВН, простаивающих по причине задержки поставки оборудования и комплектующих, шт.;

$q'_{\text{ср}}$ - среднесуточный дебит одной скважины СВН, т./сут.

Срок реализации проекта с учетом задержки производства или поставки оборудования и комплектующих выражается следующей зависимостью:

$$t_{\text{проекта}} \rightarrow t_{\text{проекта}} + t_{\text{задержки}}, \quad (1.8)$$

Налоговыми КПЭ системы КПЭ проектов освоения месторождений СВН являются: налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), налог на имущество предприятия (НИ) и экспортная таможенная пошлина (ЭП).

Зависимость между Δ_i , НДПИ, НИ и ЭП раскрывается формулой (1.5) формулой ЧДД (1.5), в которой видно, что все обозначенные налоговые КПЭ является частью Z_t и, таким образом, оказывают прямое влияние на экономическую эффективность проекта в целом.

Как известно, в себестоимости добычи нефти НДПИ является наибольшей статьей затрат, занимая до 60% её удельного веса, тем самым оказывая наибольшее влияние на экономическую эффективность реализации проектов освоения нефтяных месторождений по сравнению с другими обязательными налогами и платежами проекта.

Результаты экономической оценки экспертов, а также выполненная автором оценка экономической эффективности проекта освоения месторождения СВН в 4 главе данной диссертационной работы показывают, что выполнение условия экономической рентабельности данных проектов невозможно даже при полном освобождении добычи СВН от уплаты НДПИ. В связи с чем необходимы дополнительные меры в виде освобождения данных проектов от налога на имущество, а также применения пониженной ставки экспортной таможенной пошлины при реализации СВН [33].

Таким образом, для проектов освоения месторождений СВН целевыми значениями таких КПЭ, как НДПИ и НИ является ноль, а ЭП – уменьшенное значение, согласно льготному федеральному налоговому режиму «10-10-10», подробно рассмотренном в пункте 2.5.

Среди ценовых показателей системы КПЭ проектов освоения месторождений СВН ключевым является цена российского сорта нефти, экспортируемой за границу – Urals (C_{Urals}), т.к. на сегодняшний день вся добытая СВН в России реализуется за рубеж. Данный КПЭ оказывает влияние как на притоки - выручку проекта (смотри формулу 1.3), так и на оттоки проекта освоения месторождения СВН через размер НДПИ:

$$НДПИ = Q_n \times НС \times K_u - D_m, \quad (1.9)$$

где $НС$ – налоговая ставка, руб./т.;

K_u – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, долл./барр.;

D_m – показатель, характеризующий особенности добычи нефти, д. ед.

При этом КПЭ C_{Urals} содержится в формуле расчета K_u :

$$K_u = (C_{Urals} - 15) \times \frac{P}{261}, \quad (1.10)$$

Таким образом, на основании представленных формул и зависимостей, можно сделать вывод о взаимосвязанности идентифицированных и систематизированных показателей КПЭ проекта освоения месторождений СВН. В зависимости от целевых значений показателей Q_n , $t_{\text{проекта}}$ и \mathcal{E}_n , в КПЭ каждой группе внутренней и внешней среды присваивается свое целевое значение.

Применение данной системы КПЭ позволит нефтедобывающим компаниям, оценивающим возможность реализации проектов освоения месторождений СВН, понять на какие показатели его внутреннего и внешнего окружения необходимо направлять наибольшее внимание в достижении целевых проектных показателей.

Выводы по главе 1

1. Основными тенденциями современного состояния и развития нефтяной промышленности России являются:

- ухудшение сырьевой базы отрасли с преобладанием высокой доли ТРИЗ, высоковязких нефтей;
- высокая степень выработанности месторождений, вовлекаемых в промышленное освоение (более чем на 80%);
- высокий уровень обводненности добываемой нефти (80-98%);

- сокращение прироста разведанных запасов углеводородов;
- неудовлетворительный темп геологоразведочных работ вследствие недостаточного финансирования;
- антироссийские экономические санкции, связанные с запретом на экспорт технологий, используемых в добывающей промышленности, и отказом в долгосрочном финансировании;
- высокая волатильность цен на нефть.

2. В условиях уменьшения активных запасов нефти проблема освоения альтернативных топливно-энергетических ресурсов, к которым относятся, в том числе СВН, является весьма актуальной, а их промышленная разработка является крайне важным стратегическим направлением дальнейшего развития и поддержания устойчивой деятельности нефтяной отрасли России.

3. Нефтяная промышленность Республики Татарстан, как одного из крупнейших и старинных нефтегазохимических комплексов России, на сегодняшний день является лидером промышленного освоения тяжелых нефтей, обладая при этом их наибольшим ресурсным потенциалом, который оценивается, по разным источникам, в пределах от 1,4 до 7 млрд. тонн.

4. Главной задачей в освоении СВН является быстрее вводимая в эксплуатацию разведанных и подготовленных к разработке битумных объектов. К первоочередным объектам освоения относятся запасы 23 базовых месторождений, разработка которых начата с 2006 года. Таким образом, при условии ввода в разработку битумных объектов общая добыча нефти может быть увеличена и решена главная задача развития топливно-энергетического комплекса - поддержание достигнутого уровня добычи нефти и воспроизводство запасов углеводородного сырья в Республике Татарстан.

3. Анализ отечественного и зарубежного опыта освоения месторождений СВН показывает, что успешная реализация данных проектов сдерживается из-за недостаточного развития технологической базы, высокой потребности значительного количества инвестиций, высокой стоимости затрат на их

извлечение, а также отсутствия инфраструктуры переработки и транспортировки добываемого сырья.

4. Практика показывает, что при реализации нефтяных проектов компании наибольшие усилия направляют на решение проблем геологического, технологического, экономического и экологического характера, оставляя при этом без должного внимания организационно-управленческие проблемы, решение которых оказывает существенное влияние на эффективность реализации проекта в целом.

5. Реализация проектов по освоению месторождений СВН вследствие своей взаимосвязи со всеми отраслями российской экономики несет в себе мультипликативный эффект выражающийся в приросте добычи нефти, создании дополнительных рабочих мест в нефтедобыче, увеличении доходной части бюджета страны, обеспечении роста ВВП в смежных отраслях промышленности.

6. Оценка эффективности реализации проекта освоения месторождения СВН должна применяться, с использованием системы КПЭ, разработанной исходя из целевых показателей и с учетом особенностей данных проектов, включающей в себя 5 групп КПЭ отнесенных к внутренним и внешним средам организации: целевые, производственные, показатели поставщиков, налоговые и ценовые показатели.

2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОЕКТНОГО И ПРОЦЕССНОГО ПОДХОДОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЯНЫХ ПРОЕКТОВ

В виду ранее рассмотренных особенностей и проблем, свойственных нефтяным проектам, их реализацию и управление невозможно осуществлять без применения эффективных организационных, технологических и управленческих механизмов и подходов.

В последние 10-15 лет особую актуальность среди современных инструментов менеджмента, позволяющих повысить эффективность управления деятельностью компании, получили проектное и процессное управление.

Вопросам изучения методологии проектного и процессного подходов к управлению посвящено значительное количество научно-исследовательских трудов, что говорит об их основательной изученности как с теоретической, так и с практической стороны, а также сформированности общего мнения относительно их отличительных особенностей и характеристик. Несмотря на это, многочисленные производственные задачи и проблемы, возникающие в деятельности современных компаний, а также специфические особенности объектов управления не позволяют предположить, применение инструментов проектного или процессного управления окажется наиболее результативным. Каждый из них в частности является целостной системой знаний, методов и инструментов.

В данной главе представлены основные выводы, полученные при изучении проектного и процессного подходов методом сравнительного анализа с целью раскрытия их отличительных характеристик, преимуществ и недостатков, а также возможности совмещения в административной деятельности компаний. Наибольшее внимание при изучении было уделено теоретическим аспектам данных подходов, а также практическому опыту их использования в управлении деятельностью отечественных и зарубежных

нефтяных предприятий.

2.1 Методология проектного подхода

Согласно истории возникновения проектного управления, как самостоятельной области знаний, управление проектами впервые появилось в середине XIX столетия, но есть мнение, что методы и принципы проектного управления в обществе начали использоваться значительно раньше, еще во времена существования древних цивилизаций, например, в таких масштабных проектах, как строительство знаменитых египетских пирамид, Вавилонской башни, а также возведении Великой Китайской стены [34].

В России появление проектного управления связано с советским индустриальным периодом середины XX века, когда государством был принят к реализации план выполнения масштабных проектов, а именно: построение первой крупнейшей ГЭС - Днепровская, общероссийской системы электрификации, освоение угольных и железорудных месторождений и т.п. [35].

На сегодняшний день управление проектами - это уже признанная во всем мире методология решения организационно-технических проблем [36]. Сама же методология управления проектами представляется как подход к формированию набора методов и инструментов структурирования системы управления проектами.

В теории и практике, говоря о методологии проектного управления, принято акцентировать внимание на двух определениях методологии управления проектами: «базовая» и «корпоративная».

«Базовая» или типовая методология понимается как разработанная и опубликованная типовая или стандартная методология, использование которой в определенной организации требует дальнейшего приспособления под ее конкретные специфические нужды.

В определении методологии управления проектами «корпоративная» подчеркивается уникальность, приспособленность под условия, нужды и

требования определенной организации «базовой» или типовой методологии. Таким образом, данная методология в отличие от «базовой» учитывает специфические особенности деятельности определенного предприятия.

С целью выработки единого подхода и консолидации основных требований к управлению проектами, публикуемых в «базовой» методологии, в мире разработаны и используется около 25 стандартов по управлению проектами, которые классифицированы как международные, национальные стандарты, профессиональные международные и национальные квалификационные стандарты, а также корпоративные стандарты и нормы. При этом основными из них и самыми распространенными являются 7 стандартов, краткая характеристика которых представлена в таблице Приложения А. Каждый стандарт содержит теоретические основы, а также рекомендации в части реализации проекта и является добровольным в использовании.

В основе понимания проектного подхода к управлению деятельностью лежит понятие проекта. Так, в 5-м издании одного из наиболее известного стандарта PMBOK (США, PMI) [37], под проектом подразумевается временное предприятие, направленное на создание уникального продукта, услуги или результата.

В России наравне с PMBOK при разработке и внедрении компаниями собственной проектной методики, популярностью пользуется российский национальный стандарт ГОСТ Р 54869-2011 [38], который, определяя понятие «проект», помимо направленности его деятельности на создание уникального продукта подчеркивает его временные и ресурсные ограничения.

Наиболее исчерпывающая трактовка понятия проекта, по мнению автора, дана в стандарте ГОСТ ISO 9000-2011 [39]: «проект (project) - уникальный процесс, состоящий из совокупности скоординированных и управляемых видов деятельности с начальной и конечной датами, предпринятый для достижения цели, соответствующей конкретным требованиям, включающий ограничения по срокам, стоимости и ресурсам».

Анализируя данные определения, а также те, что приведены в многочисленных работах исследователей по данной тематике, можно сделать вывод, что главными характеристиками проекта является уникальность его результатов, временные, стоимостные и ресурсные ограничения для его реализации (Рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 - Проект и его составляющие

Источник: разработано автором

Сущность проектного управления заключается в управлении проектом как целостной системой, состоящей из различных областей знаний и совокупности процессов: инициация, планирование, организация исполнения, контроль и завершения (Рисунок 2.2).

Фазы жизненного цикла проекта (5 групп процессов):



9 областей знаний:

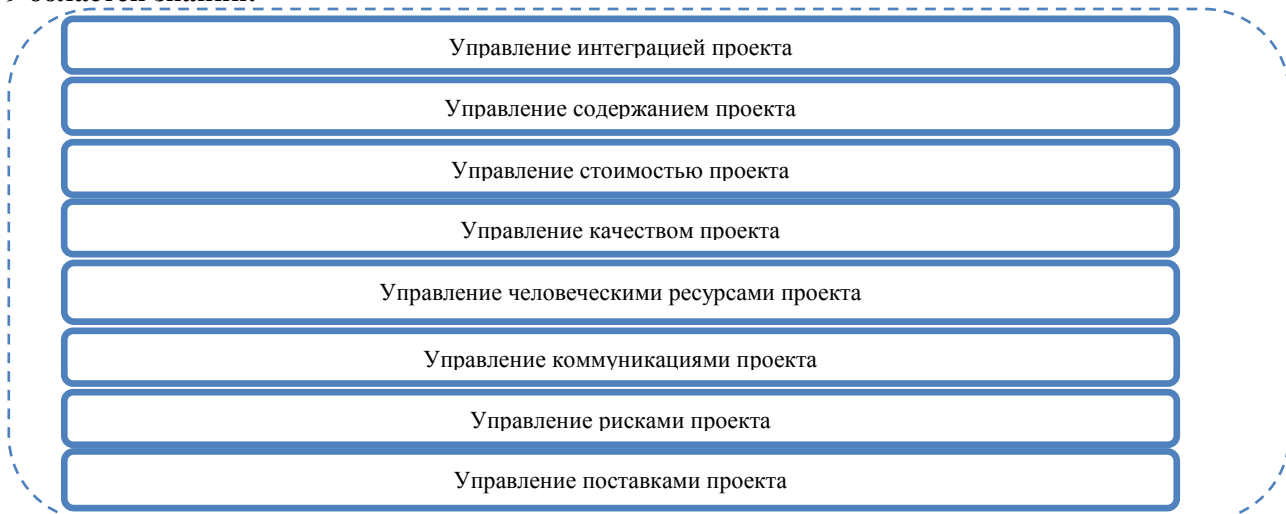


Рисунок 2.2 – Процессы и области знаний в проектном управлении

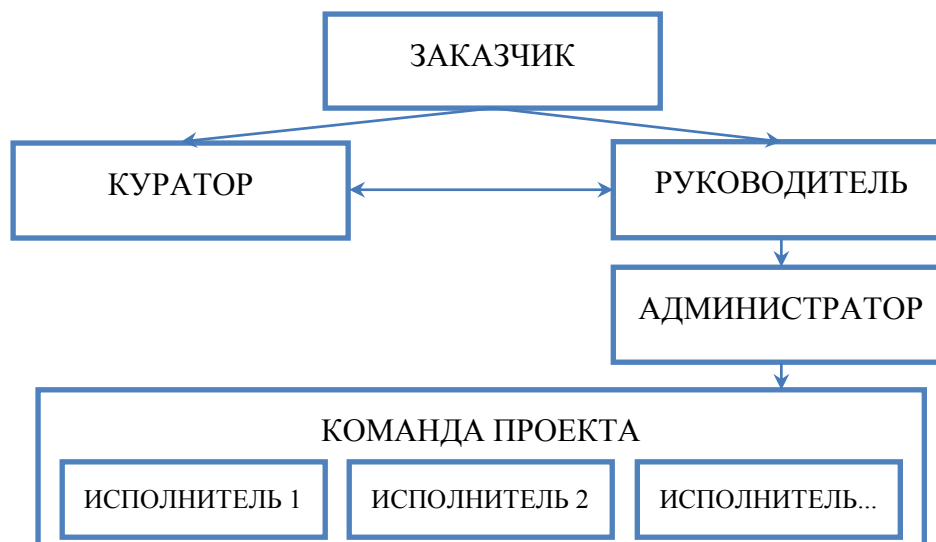


Рисунок 2.3– Распределение ролей между участниками проекта

Источник: разработано автором

Заказчик – это физическое лицо или организация, заинтересованное в результате проекта.

Руководитель проекта (менеджер проекта, управляющий) – лицо, отвечающее перед заказчиками проекта за выполнение результатов.

Куратор проекта – лицо, обладающее необходимыми полномочиями по обеспечению проекта всеми необходимыми ресурсами, решению конфликтов, возникающих в рамках проекта, проведению обсуждений с высшим руководством о ходе реализации проекта.

Администратор проекта – должностное лицо, обязанности которого включают составление и обеспечение необходимыми документами проектную работу, а также проведение совещаний проектных групп.

Команда проекта состоит из исполнителей проекта, которые в зависимости от масштабов и сложности проекта могут включать в себя несколько десятков, сотен, а иногда и тысяч человек.

Задача в управлении проектом состоит в том, чтобы в условиях временных, стоимостных и ресурсных ограничений выполнить переход из одного состояния в другое желательное состояние согласно выбранному к реализации наиболее оптимальному к реализации проекта варианту.

Зарубежные и отечественные компании, руководствуясь собственным опытом, пришли к выводу, что последовательное методически-грамотное внедрение и использование проектного подхода дает возможность повысить эффективность управления проектами, сделать его более прозрачным для руководства, способным оперативно и гибко реагировать на быстро меняющиеся условия окружающей среды, кроме того получить и применить систему показателей, позволяющих эффективнее оценить результаты управления проектом на каждом этапе.

Для того, чтобы убедиться в правоте вышесказанного суждения далее был рассмотрен опыт реализации крупных и уникальных проектов в сфере нефтедобычи с использованием проектного подхода. В первую очередь проектов разработки и освоения новых месторождений, а именно месторождений, содержащих СВН, карбонатные коллектора, а также месторождений арктического шельфа и других регионов, где реализация проекта, в том числе осложнена полным отсутствием инфраструктуры для осуществления всего цикла работ разработки и освоения месторождений.

2.2 Анализ российского и зарубежного опыта применения проектного подхода при реализации проектов разработки и освоения нефтяных месторождений

В практике применения проектного подхода при реализации проектов разработки и освоения нефтяных месторождений отмечается, что само по себе управление проектами для нефтяной отрасли является инновационной деятельностью, а проекты данной сферы, усложняются особенностями, присущими отрасли, во многом связанными с природными факторами [40,41]. Также существует мнение, что большинство современных идеи относительно того, как управлять нефтяными проектами выросли из опыта, приобретенного в конце 1980-х годов, когда нефтяная отрасль нуждалась в повышении эффективности добычи в свете низких цен на сырье и увеличивающихся

расходов на разработку и освоение месторождений. Предусмотрительные компании придерживались стратегий, разработанных в конце 80-х, использовали информационные технологии для обеспечения внутренних коммуникаций и реорганизовали функциональные единицы, которые являлись препятствием для улучшения результатов всей компании.

В нефтедобывающей промышленности под проектом понимается комплекс взаимосвязанных мероприятий (подпроектов), предназначенных для достижения в течение заданного периода времени и при установленном бюджете, поставленных задач с четко определенными целями по разработке залежей нефти на определенный объем годовой добычи.

Мировой опыт управления проектами содержит примеры с разными результатами применения проектного управления при реализации нефтяных проектов, но немногие компании смогли успешно реализовать его на практике.

Масштабы применения проектного подхода, как в России, так и за рубежом все время меняются. Так, например, история развития управления проектами в западных нефтяных компаниях начинается с 1980-х годов с первых попыток создать команды по реализации отдельных проектов и передачи при этом финансовых полномочий одному ответственному лицу – менеджеру проекта. С тех пор, пройдя еще четыре этапа в своем развитии с 1995-2000 гг., 2000-2005 гг., 2003-2008 гг., 2008 – настоящее время, в западном управлении нефтяными проектами выработался системный подход, сформировалась значительная база знаний, компании научились обмениваться опытом, но, что более важно, использовать его на практике, а также тиражировать при реализации других проектов [42, 43].

Зарубежный опыт реализации нефтяных проектов связан с такими компаниями, как Total Canada, Connacher Oil&Gas, Conoco Phillips, Suncor, Devon Canada Corporation, Wintershall AG British Petroleum, Exxon Mobil Corporation, Royal Dutch Shell, Chevron Corporation. К примеру, Shell и BP применяют поэтапный подход к решению проектных задач, известный также в международной практике как Stage Gate (Рисунок 2.4, 2.5).

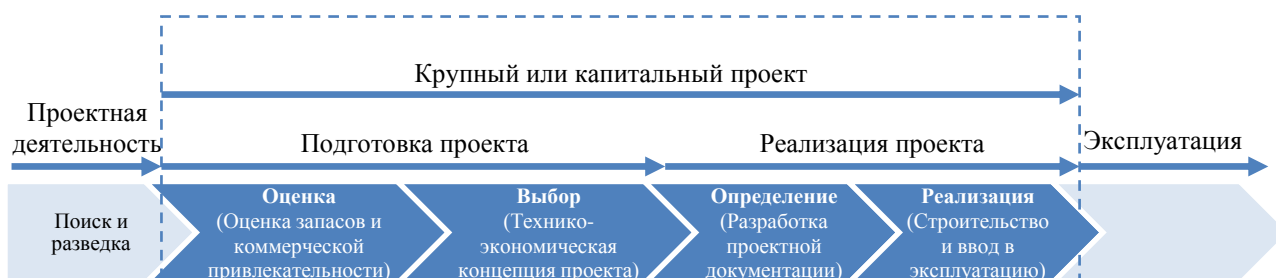


Рисунок 2.4 – Поэтапный подход к управлению крупным проектом

Источник: материалы АО «Университет Управления проектами» (ГК ПМСОФТ)

Как показывает рисунок 2.4, в основе методологии поэтапного подхода к управлению крупным проектом лежит его деление на более мелкие этапы, каждый из которых детально прорабатывается со стороны технологических, технических, экономических вопросов и рисков.

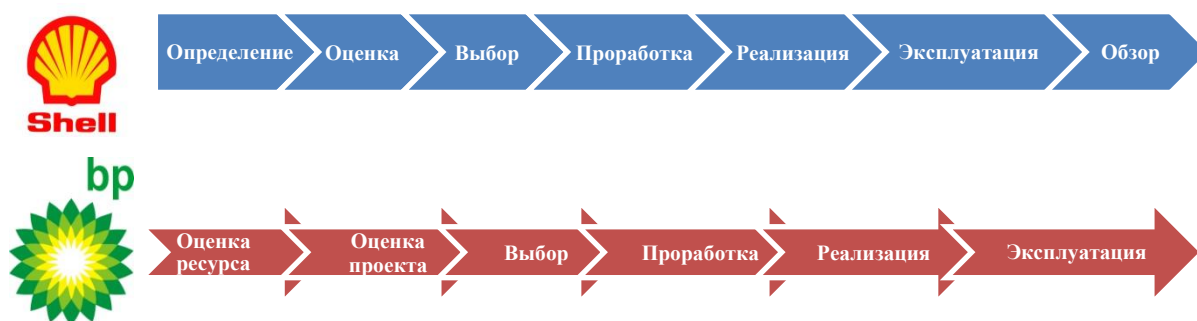


Рисунок 2.5 – Поэтапный подход в зарубежных нефтяных компаниях British Petroleum и Royal Dutch Shell

Источник: материалы АО «Университет Управления проектами» (ГК ПМСОФТ)

Как показывает рисунок 2.5, поэтапный подход разный в каждой компании, по-разному происходит деление проекта на этапы, которым присваиваются разные наименования, но логика одна. Согласно опыту зарубежных нефтяных компаний, планирование, осуществляемое при данном подходе на ранних этапах, позволяет сэкономить в проектах до 12% стоимости, а его регулярное применение – сократить жизненный цикл проекта на 15% за счет сокращения этапа «реализация». Ранее планирование позволяет постепенно снимать неопределенность с каждого последующего этапа, уточнять и оптимизировать стоимостные, технологические параметры и т.д.

В Exxon Mobil проектный подход основан на сильной функциональной модели организационной структуры. В функциональной модели интеграции всех участников проекта выделяется не только руководитель проекта, но и единое ответственное лицо. Четкость иерархии принятия решений достигается за счет использования управляющих и инвестиционных комитетов.

В одной из статей известного журнала в отрасли энергетики «Energy Digital» представлены результаты анализа проектной деятельности известной нефтегазодобывающей компании Focus Energy Ltd. Директор по проектам данной компании в своем интервью сообщил, что «сегодня нефтяные и нефтегазовые компании, а также их акционеры все чаще обращаются к управлению проектами для повышения эффективности работ в сфере геологоразведки, бурения и добычи». Он связал это с тем, что «эффективность разработки месторождений напрямую влияет на результаты всего бизнеса» и в доказательство сказанного привел цифры, которые показывают, что только работы по бурению скважин могут достигать до 75% всех затрат на разработку и освоение нефтяного месторождения. Это означает, что 1 дол. США бурения скважин стоит компании 6-10 дол. США выручки[44].

Не так давно начали создавать собственные проектные методики и российские нефтяные компании. Первые попытки применения управления проектами российскими нефтедобывающими компаниями связаны с периодом 1993-1994 гг. Тогда управление проектам не было принято, как корпоративная методология, и попытки применения данного подхода были связаны с энтузиазмом отдельных специалистов, но не компании в целом [45, 46].

К периоду 1996 года отмечается активная деятельность компаний по внедрению методологии управления проектами, но начавшийся кризис 1998 года на время приостановил этот процесс. В кризисный период, характеризующийся низкими ценами на нефтяное сырье, компаниям с целью сбережения своих доходов было недостаточно открытия и ввода новых месторождений. Так, например, в нефтяных бассейнах Северного моря, Мексиканского залива, была поставлена задача по максимально возможному

извлечению ресурсов, в том числе из небольших месторождений, путем соединения их в единую систему коммуникаций. Но данные проекты не оправдались, т.к. их финансовая составляющая оказалась особенно чувствительной к высоким капитальным затратам и несоблюдению проектных сроков [43].

Современным примером успешной реализации крупных и уникальных проектов с применением инструментов проектного управления являются проекты по разработке нефтяных месторождений ПАО «Газпром нефть». В компании создана дирекция по крупным проектам, выбран и зафиксирован понятийный аппарат, разработаны и утверждены основные проектные документы, процессы, а также критерии оценки результатов каждой вехи. Методология проектного управления Газпром нефти выглядит следующим образом: проект разработки месторождения делится на фазы в зависимости от готовности запасов, каждая фаза представляется как отдельный проект, включающий в себя строго последовательные стадии оценки, выбора, определения, реализации и эксплуатации. Ключевые вехи каждой стадии эквивалентны принятию важного решения относительно дальнейшего развития проекта. Структура жизненного цикла проекта совпадает с существующими бизнес-процессами компании и функционалом основных дирекций блока разведки и добычи. Основной фокус такой методологии компании сделан на подробном описании результата и контроле его качества, а не на подробном описании бизнес-процессов, последовательных шагов и процедур. Для перехода с этапа на этап разработаны критерии. Также к работе привлекаются внешние эксперты [47]. Ярким примером эффективности применения собственной разработанной методологии проектного управления ПАО «Газпром» является реализация совместно с ТНК-ВР проекта разработки Мессояхской группы месторождений тяжелой нефти на севере ЯНАО. Проект по разработке Новопортовского месторождения специалисты компании также разбивали на независимые фазы реализации.

Значительные успехи в управлении проектами достигнуты и в компании ПАО «Роснефть». В настоящее время компания реализует проект по разработке Ванкорского месторождения, но, необходимо отметить, что для достижения целей и успешного выполнения задач проекта, «Роснефть» большое внимание уделяет изучению опыта зарубежных компаний и для эффективного управления проектом пригласила зарубежных специалистов этой области. Специалисты данной компании отмечают, что российские предприятия стремятся, как и зарубежные компании активно применять управление проектами, но на сегодняшний день данные механизмы используются не в полной мере [48].

Ключом к успеху подобных проектов явилась интеграция использования технологий, навыков персонала, а также методов управления проектами. Но и в этом случае компании сталкивались с проблемами. Так, на одном из семинаров, посвященных управлению проектами в нефтяной компании, специалисты компании Focus Energy Ltd поделились опытом и проблемами проектного управления в сфере геологоразведки и добычи. В компании отсутствовала последовательность в управлении технической и коммерческой сторонами проектов. Тогда, внутри компании был проведен анализ проектной деятельности, который показал, что основная причина неэффективного управления проектами – некорректное ведение документации, отсутствие прозрачности процессов для функциональных единиц в организации. Также было сделано заключение, что 70% внеплановых действий были результатом неправильного установления сущности проекта или же неверного планирования [44].

В деятельности ПАО «Татнефть» также применяется проектное управление, но в ведении созданного проектного офиса крупные проекты по разработке и освоению месторождений находятся не полностью, его работа направлена на решение частных проблем, возникающих в таких проектах. Примером может являться создание корпоративной системы регистрации проблем, возникающих в ходе реализации проекта «СВН-2000».

Таким образом, на основе изученной информации об опыте реализации крупных и уникальных проектов в сфере нефтедобычи, можно сделать вывод, что последовательное методически-грамотное внедрение и использование проектного подхода действительно способно повысить вероятность успеха таких проектов, а зачастую имеет в этом решающее значение. Но практика также показывает, что степень успешного внедрения проектного подхода в нефтедобывающих компаниях остается низкой и не всегда применение в проекте принципов проектного управления на основе собственных стандартов компании и с учетом опыта, полученного при реализации других крупных проектов, позволяет достичь проектных целей в срок. Подтверждением этому является первый в России проект по добыче арктической нефти - «Приразломное» компании ПАО «Газпром нефть». Значительными усилиями компания выстраивала единую систему управления проектом, разрабатывала схему управления генподрядчиками, внедряла инструменты календарно-сетевое планирование, организовывала мониторинг реализации капитальных и организационных проектов для ускорения ввода проекта в эксплуатацию согласно планам. Но ключевым результатом отладки проектного управления стало внедрение операционного планирования на основе системы ключевых показателей эффективности, как принципиально нового направления для компании, ранее известного только за рубежом [49].

Значительное количество организационно-управленческих проблем при реализации нефтяных проектов на основе проектного подхода было описано в отчетных документах отечественных и зарубежных компаний [50-60], а также оговорено в интервью, опубликованных в открытых периодических изданиях по итогам конференций и семинаров на тему управления проектами нефтегазовой отрасли в России и зарубежных странах. Они были изучены и обобщены в единый список, представленный рисунком 2.6.

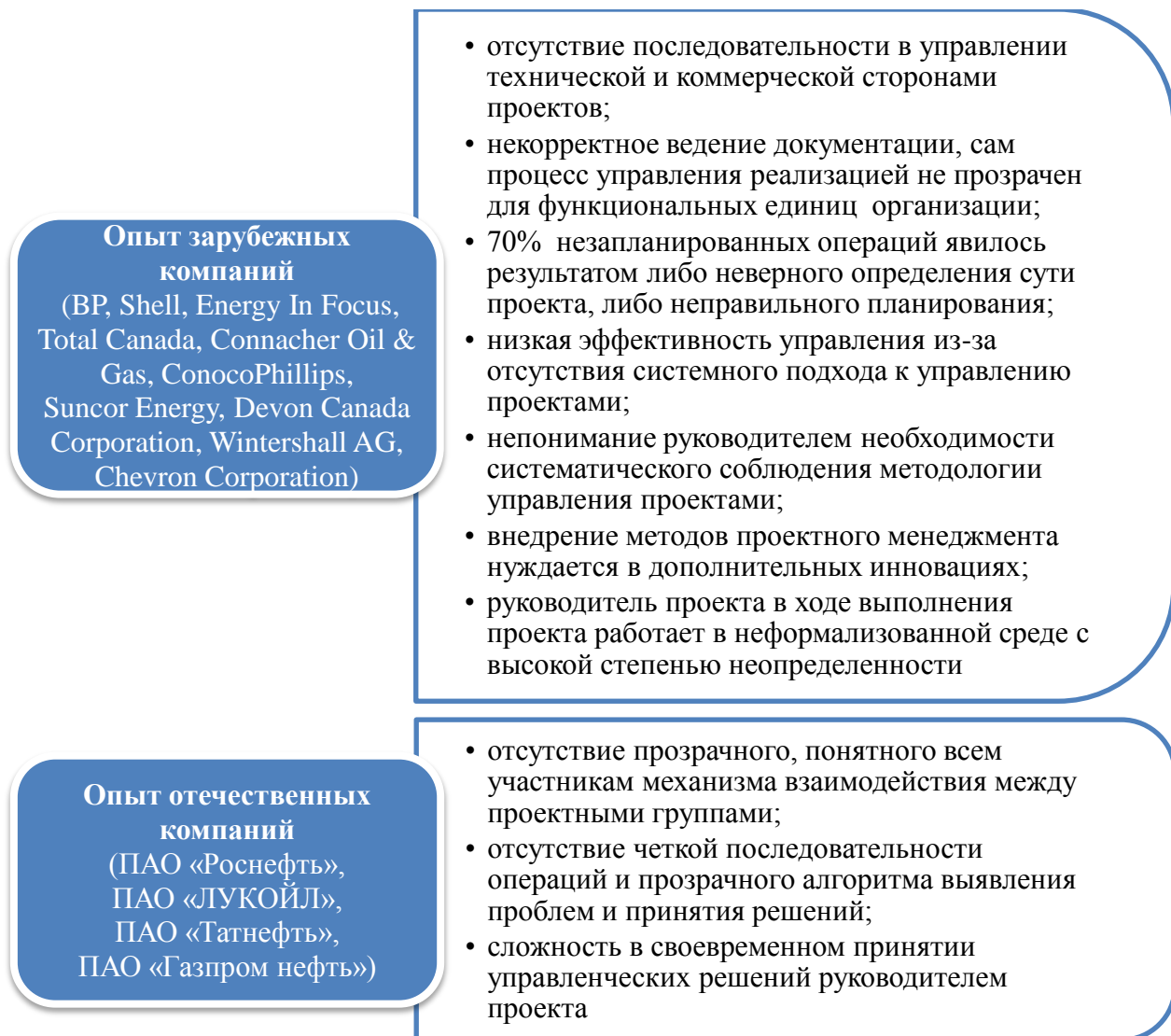


Рисунок 2.6– Список организационно-управленческих проблем реализации нефтяных проектов отечественными и зарубежными компаниями на основе проектного подхода
Источник: разработано автором на основе отчетных документов компаний, данных из интервью и докладов, опубликованных в открытых периодических изданиях по итогам конференций и семинаров на тему управления проектами нефтегазовой отрасли России и зарубежных стран [50-60]

Рассматривая проектное управление без опоры на конкретную отраслевую специфику деятельности предприятий, следует отметить, что из числа факторов невысокой эффективности управления проектами руководители компаний отмечают: непонимание руководством потребности регулярного соблюдения методологии, недостаток профессиональных специалистов данной области со значительным опытом работы, низкий уровень подготовки проектных групп, недостаточная мотивация, дорогостоящее внедрение

необходимых элементов проектного менеджмента, особенно нежелательное в кризисные периоды.

2.3 Методология процессного подхода

Концепция процессного подхода к управлению деятельностью известна в науке менеджмента более полувека, но наибольшую популярность данный подход начал набирать последние десятилетия в связи с увеличением динамичности внешней среды и ростом конкуренции. С тех пор проблемам процессного управления, его методам и принципам было посвящено значительное количество зарубежных и отечественных работ.

Понятие процессного подхода и его принципы хорошо описаны в стандартах серии ISO 9000, как одного из принципов менеджмента качества, в которых применение в организации системы процессов, наряду с их идентификацией и взаимодействием, а также менеджмент процессов, направленный на получение желаемого результата, могут быть определены как «процессный подход» [61]. Другими словами, суть процессного подхода к управлению деятельностью заключается в том, что деятельность предприятия рассматривается как непрерывное выполнение комплекса определенных взаимосвязанных видов деятельности в виде процессов.

Под процессом (бизнес-процессом) подразумевается устойчивая целенаправленная совокупность взаимосвязанных видов деятельности, которая по определенной технологии преобразует входы и выходы, представляющие ценность для потребителя (Рисунок 2.7) [62].

Как показано на рисунке 2.7, процесс имеет вход и выход. Вход процесса – ресурсы, преобразующиеся в ходе процесса в выход процесса. Входом к процессу обычно являются выходы других процессов. Для выполнения процесса используются ресурсы (персонал, оборудование, инфраструктура, среда и пр.).

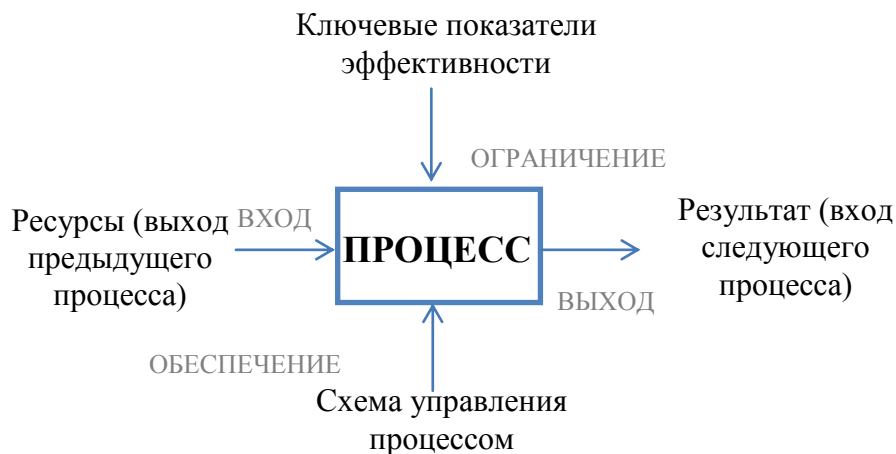


Рисунок 2.7 - Процесс и его составляющие

Источник: разработано автором

Руководство деятельностью компании через процессы повышает эффективность и качество выполняемых работ за счет: формализации процесса, измерения процесса, обратной связи, контроля, усовершенствования, оптимизации. Ход реализации управления процессом с использованием данных методов и инструментов процессного управления деятельностью дает возможность подразделениям и сотрудникам, задействованным в рамках одного процесса, самостоятельно заниматься координацией работ и принятием решений.

Что касается подходов к внедрению процессного управления, то в настоящее время не имеется стандартного подхода к его внедрению на предприятии. В связи с этим, руководители промышленных предприятий вынуждены разрабатывать собственный подход и концепцию внедрения процессного управления, включающую план проекта внедрения, а также методики и инструменты. Так, часть компаний видит свое развитие в построении и внедрении методики сбалансированных показателей управления (BSC), другие – активно занимаются формированием «процессной модели предприятия» на основе программных платформ ARIS, Business Studio, 1С и т.д., оптимизацией всех существующих процессов, остальная часть компаний призывает начинать улучшения с внедрения метода непрерывного повышения качества всех организационных процессов, известного как TQM и т.д.[63].

К примеру, в ПАО «Татнефть» с целью совершенствования системы управления, повышения производительности труда и эффективности деятельности группы компаний «Татнефть» разработан стандарт корпоративного управления «Управление процессами в ПАО «Татнефть» [64]. В данном стандарте представлены цели и задачи процессного управления в рамках компании, определены термины, используемые в процессном управлении, сформулированы единые правила по применению процессного управления, а также описан единый подход по внедрению процессного управления в группе компаний «Татнефть». Согласно принятому стандарту корпоративного управления, в группе компаний ПАО «Татнефть» внедрение системы процессного управления заключается в последовательном выполнении следующих 8 этапов:

- создание процессного комитета;
- разработка плана работ по внедрению процессного управления;
- разработка системы целей;
- разработка системы процессов организации;
- разработка системы показателей;
- составление реестра бизнес-процессов организации;
- осуществление мониторинга показателей;
- запуск цикла PDCA.

Процесный комитет разрабатывает план работ по внедрению процессного управления, определяет цель, которую необходимо достичь в результате внедрения процессного управления, с последовательным разъяснением каждого этапа, а также сроки и ответственных за выполнение.

Разработка и построение системы процессов организации предполагает упорядочение её деятельности в виде процессов.

Разработка системы показателей заключается в установлении числовых значений показателей, направленных на достижение производственных и экономических целей организации.

Реестр бизнес-процессов организации содержит весь перечень процессов, заведенных в организации.

Мониторинг каждого показателя осуществляется с установленной периодичностью для определения степени соответствия фактических показателей плановым.

Запуск цикла PDCA или цикл Шухарта-Деминга подразумевает установление плановых показателей процесса, контроль их достижения, а также анализ процесса и его улучшение (Рисунок 2.8).

Цикл PDCA – это алгоритм действий Владельца процесса по управлению процессом и достижению его целей и состоит он из 4 этапов:

- Plan – планирование, разработка корректирующих действий;
- Do – выполнение, т.е. внедрение корректирующих мероприятий;
- Check – проверка результативности (эффективности) корректирующих мероприятий;
- Act – проведение анализа неудачного устранения причины отклонения и принятия решения о разработке (отсутствия) новых корректирующих мероприятий.

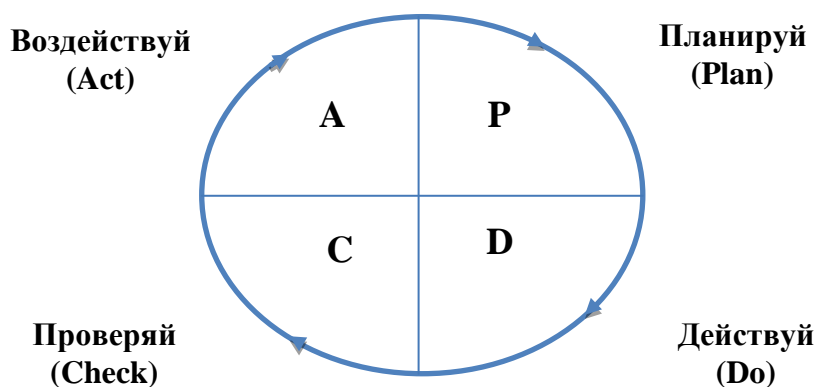


Рисунок 2.8 – Цикл PDCA

Источник: [64]

Неотъемлемым элементом процессного управления являются участники процесса. В рамках каждого процесса выделяются следующие основные роли участников:

1. Владелец процесса.

2. Потребитель процесса.
3. Исполнитель контроля.
4. Участники эскалации.

Владелец процесса – это участник процесса, который имеет в собственных директивах все без исключения действия, необходимые для выполнения процесса, а также ресурсами, информацией о своем бизнес-процессе, управляет ходом его реализации и полностью несет ответственность за результативность и эффективность процесса.

Для каждого процесса на заводе определен один Владелец.

Потребитель процесса – участник процесса, являющийся потребителем результата на выходе процесса и заинтересованным лицом в части его результативности, а также отправной точкой при целеполагании и внесении корректировок в ключевые показатели эффективности процесса.

Для каждого процесса рекомендуется определять Потребителей процесса в количестве не более трех.

Исполнитель контроля – участник процесса, владеющий данными по фактическому значению показателя процесса на дату проведения мониторинга.

Участник эскалации – участник процесса, оценивающий действия Владельца процесса по достижению результативности.

Участником эскалации может являться Владелец процесса.

Таким образом, общетеоретическое исследование существующих литературных источников показал, что на сегодняшний день сформировалась устойчивая точка зрения в отношении сущности процессного подхода, решаемых им вопросов и задач, практической реализации и потенциала развития. Более того, методы и инструменты процессного управления стремительно развиваются, модернизируются, появляются новые, позволяющие более эффективно проводить описание бизнес-процессов, их регламентацию и реинжиниринг под конкретные цели и задачи компании.

2.4 Анализ российского и зарубежного опыта применения процессного подхода при реализации проектов разработки и освоения нефтяных месторождений

Современный опыт практического внедрения и использования процессного управления в компаниях зарекомендовала данный подход как один из эффективных инструментов в повышении производительности труда, конкурентоспособности, снижения издержек производства, разработки системы мотивации персонала и не только. Использование процессного управления в той или иной сфере зависит от целей, стоящих перед компанией на конкретном этапе ее деятельности [65, 66].

Примером эффективного использования процессного подхода в нефтяной промышленности России является ОАО «Сургутнефтегаз», которая активно применяет методологию формализации и постановки бизнес-задач к IT-решениям. Эффектом реализации данных проектов компании является увеличению производительности труда и эффективности процесса в целом. Ответственным за реализацию данных бизнес-задач и обеспечение поддержки всех методологических групп проекта является Процессный офис. В основные задачи методологических групп входит:

- определение портфелей IT-проектов в рамках проектных направлений, таких как бурение, добыча, переработка, транспорт, энергоснабжение, капитальное строительство и т.д.;
- участие в проектных работах;
- обеспечение координации разработки и внедрения IT-решений.

Кроме того, неотъемлемым элементом применяемой методологии компании стала разработка системы мониторинга эффективности процессов, основанной на контроле временных показателей, например, времени строительства скважины, стоимостных- стоимость метра проходки, а также объемных и количественных [67].

В ПАО «Татнефть» процессный подход уже зарекомендовал себя как инструмент повышения эффективности производственной деятельности, производительности труда, оптимизации затрат, снижения себестоимости. Методология процессного управления в компании используется с 2012 года. Согласно плану по внедрению процессного управления на предприятиях производственной группы «Татнефть», данный подход был внедрен на 26 предприятиях в рамках 12 направлений, в основном применительно к неэффективным, проблемным процессам [68]. Сегодня формализованные процессы автоматизируются в системе 1С. С помощью «1С: Управление эффективностью компании» автоматизируется мониторинг ключевых показателей эффективности, а «1С: Документооборот» позволяет автоматизировать поток работ (workflow).

ВООО «ТаграС–РемСервис» для устранения таких факторов, как: большое количество процессов, протекающих в производстве компании; сложность в управлении и контроле сразу за всеми производственными процессами (ограниченные возможности человека); сложность выявления не результативных процессов, требующих оперативного вмешательства; недостаточный уровень персональной ответственности за отдельные процессы была организована система процессного управления и создан Центр Процессного Управления (ЦПУ). В результате, только на данном этапе реализации было заведено более 250 процессов, многие из которых выведены на стабильную результативность [69, 70].

Примерами успешного внедрения процессного управления в добывающей промышленности являются крупнейшие международные вертикально интегрированные нефтегазовые компании ПАО «ГМК «Норильский никель», ПАО «ЛУКОЙЛ», а также лидер российской нефтяной отрасли и крупнейшая публичная нефтегазовая компания мира ОАО «НК «Роснефть».

В ПАО «ГМК «Норильский никель» в течение трех лет готовился проект по внедрению процессного управления, который был окончательно внедрен за 9 месяцев в 2007 году. В ходе реализации проекта были расписаны и процессы,

и действия подразделений, согласованы, смоделированы, спланированы все детали перехода и организации. Результатом внедрения процессного управления в компании стал рекорд по прибыльности [71].

Процессная система управления компанией была построена в дочернем предприятии ПАО «ЛУКОЙЛ» - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Основными причинами построения данной системы стали недостаточно высокая эффективность работы и высокая стоимость выполнения процессов. В итоге реализация системы управления, основанной на платформе ARIS, стала инструментом повышения эффективности процессов [72].

Нефтяная компания «Роснефть» в течение десяти последних лет применяет стратегию оптимизации затрат, внедряет новейшие технологии, развивает и диверсифицирует сырьевую базу и т.д. Повышение эффективности работы компании также основано на процессно-ориентированном подходе с использованием методологии ARIS. В рамках данного подхода с помощью консультантов компании IBM и IDS Sheer в ПАО «НК «Роснефть» была разработана классификация бизнес-процессов направления «Добыча», реализован проект по описанию действующих бизнес-процессов в области «Добыча» ПАО «Юганскнефтегаз» и Центрального аппарата НК Роснефть, распределена ответственность по управлению бизнес-процессами, проведен аудит модели бизнес-процессов, а также сформирован Центр компетентности, отвечающий за внедрение цикла непрерывного совершенствования бизнес-процессов (PDCA) [73].

Среди зарубежных предприятий данный подход активно применяется в западной энергетической корпорации Calpine Canada Energy Corporation. За годы внедрения в корпорации нарабатаны не только положительный опыт управления процессами, но и знания в области результативного использования инновационных технологий и подходов к увеличению производительности процессов, снижению административных расходов и систематизации информации [74].

В нефтедобыче за рубежом процессное управление активно применяется в американской корпорации Chevron, которая эффективно реализовала формализацию, описание, управление и контроль за процессами с применением IT-инструментов для совершенствования бизнес-процессов подразделений [60].

Практика применения процессного подхода и его методов показывает, показывает, что переход к процессному управлению деятельностью предприятия в основном является трудным и сталкивается с разного рода проблемами.

Все возникающие проблемы в области применения процессного управления в деятельности предприятий как зарубежных, так и отечественных представлены в виде таблицы 2.1.

Таблица 2.1 – Проблемы, возникшие в области применения процессного управления в деятельности зарубежных и отечественных предприятий [75-80]

Проблема	Характеристика
1. Нежелание работников предприятия уделять большое количество времени для внедрения процессного управления	Возникновение данной проблемы связано с тем, что сотрудники рассматривают любые действия, связанные с реализацией процессно-ориентированного управления как «дополнительные», добавленные к основной деятельности
2. Трудность в разработке плана по внедрению процессного управления	Отсутствие модели процесса «как есть», анализ которой позволил бы быстрее и качественнее разработать модель процесса «как надо»
3. Неправильное описание процессов	Данная проблема связана с отсутствием на предприятии опытных сотрудников, осуществляющих построение процессов и их корректировку
4. Отсутствие достоверного описания сотрудниками своих процессов	Сотрудники, ответственные за эффективность процесса бояться показать неэффективность собственной деятельности при этом искажая информацию при описании своих процессов и предоставлении данных о выполнении КПЭ
5. Попытка охватить все процессы сразу, слишком подробное описание процессов	При внедрении процессного управления работники начинают подробно описывать все имеющиеся процессы в компании, из-за чего появляется сложность в управлении масштабным процессом

Несмотря на сопротивление некоторых сотрудников и руководителей компаний, которые часто не понимают комплексность возможностей процессной системы управления, а иногда и вовсе не хотят что-то менять в своей работе, можно однозначно сказать, что за процессным подходом к управлению деятельностью стоит решение многих проблем, возникающих в

реализации как частной задачи, проекта, так и всего предприятия. А для этого перехода необходимо, чтобы каждый сотрудник четко понимал и грамотно описывал свою деятельность. Важно также желание работников уделять достаточное количество времени для участия в процессе перехода к новой системе управления.

*Анализ проектного и процессного подходов к организации и управлению
деятельностью предприятия*

Сегодня, в условиях стремительных изменений в экономике, предприятиям необходимо быстро и гибко адаптироваться к новым условиям, оперативно принимать оптимальные управленческие решения, грамотно сочетать различные методы и подходы, т.е. системно подходить к решению задач и системно использовать существующие возможности [81].

Некоторые предприятия сегодня пытаются использовать проектный и процессный подходы совместно в единой комплексной системе, но для многих областей деятельности это представляется достаточно трудной задачей [82].

Для понимания отличительных особенностей, а также возможностей сочетания проектного и процессного подходов к управлению деятельностью предприятия был проведен их анализ, результаты которого представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Анализ проектного и процессного подходов к организации и управлению деятельностью предприятия

Критерии сравнения	Проектный подход	Процессный подход
1	2	3
Ключевые элементы и признаки	Проект, устав проекта, программа проекта, фазы, контрольные точки (вехи) уникальный результат, ограниченные сроки и ресурсы	Процесс, вход, выход, систематичность и повторяемость действий, паспорт процесса, ключевые показатели эффективности, контрольная карта
Участники	Менеджер проекта, куратор проекта, заказчик проекта, администратор проекта, исполнители проекта (проектная группа)	Владелец процесса, исполнитель процесса, потребитель процесса, группа аудита, группа эскалации, исполнитель контроля
Цель использования	Решение конкретной задачи при ограничениях по времени, стоимости, ресурсам и качеству	Постоянное улучшение результативности и эффективности операционной деятельности
Характер показателей эффективности	Интегральные показатели	Одиночные и интегральные показатели в количественном и качественном выражении
Инструменты и методы	Сетевые и календарные диаграммы, график Ганта, модель стоимости жизненного цикла, матрица ответственности, метод освоенного объема, программные средства и модули (MS Project, (Primavera), и т.д.	Организационная схема, диаграмма процессов, реинжиниринг, матрица ответственности, цикл Шухарта-Деминга (цикл PDCA), диаграмма Исикавы, метод пяти "Почему?", Диаграмма Парето, имитационное моделирование, программные средства и модули (ARIS, IC, Business Studio), и т.д.
Преимущества	Нацеленность на результат, постоянное взаимодействие с заказчиками и клиентами, инновационность, измеримость реализации конкретной задачи	Позволяет решать частные проблемы предприятия, регулирование и координация деятельности работников в пределах отдельных операций и структур, высокая степень оперативности принятия и исполнения решений, снижении операционных издержек, сокращении временных затрат на выполнение процедур и повышении точности их исполнения, повышении скорости реакции на изменения, повышение чувства ответственности сотрудников, сравнительно невысокая стоимость внедрения

Продолжение таблица 2.2

1	2	3
Проблемы внедрения и недостатки	Высокая стоимость внедрения, необходимость повышения квалификации сотрудников, нежелание работников предприятия уделять большое количество времени внедрению, двойное подчинение функциональных специалистов	Нежелание работников предприятия уделять большое количество времени внедрению, необходимость повышения квалификации сотрудников, трудность в разработке плана по внедрению, неправильное описание процессов, отсутствие достоверного описания сотрудниками своих процессов, попытка охватить все процессы сразу, слишком подробное описание процессов, двойное подчинение функциональных специалистов

Как видно из анализа, каждый из подходов является уникальным, однако есть и общие черты, и они позволяют утверждать, что в проектном подходе присутствуют элементы процессного подхода. Это касается выделения пяти групп процессов, эквивалентных фазам реализации проекта, также с целью упрощения и повышения эффективности отслеживания показателей сроков и стоимости по каждой фазе, в проектной методологии основная задача каждой фазы декомпозируется на составные части [83]. Однако, необходимо отметить, что процессный подход в полной мере, с присущем ему набором инструментов и методов в проектном подходе не используется.

2.5 Обоснование применения процессного подхода в проектах по освоению месторождений сверхвязкой нефти

В диссертационном исследовании обоснование применения процессного подхода в проектах по освоению месторождений СВН было выполнено на основе реального проекта по освоению залежей Ашальчинского месторождения СВН компании ПАО «Татнефть».

Ежегодно ПАО «Татнефть» колоссальными усилиями наращивает добычу СВН. Опираясь на многолетний опыт, полученный с начала опытно-

промышленных работ на месторождениях СВН Татарстана, специалистам компании на основе принципов технологии SAGD создан комплекс собственных технологий разработки месторождений СВН, который в 2012 году был отмечен премией Правительства РФ в области науки и техники.

Для поддержки нефтедобывающих компаний России в разработке и освоении месторождений СВН, связанной с несоизмеримо высокими затратами, особенно на стадии опытно-промышленных работ, власти страны предоставили налоговые преференции. Таким налоговым стимулированием, обеспеченным федеральным и региональным законодательством на настоящее время, являются три вида льгот, представленные в таблице 2.3.

Таблица 2.3. Налоговые преференции для нефтяных компаний, разрабатывающих месторождения высоковязкой нефти и СВН

Налоговая льгота	Нормативный документ	Назначение нормативного документа
1. Добыча высоковязкой нефти из участков недр, содержащих нефть с вязкостью более 200 мПа*с полностью освобождается от НДС.	Закон №151-ФЗ от 27.07.2006г.[84]	Позволяет применять дифференцированные ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) при конкретных условиях.
2. Имущество, используемое для разработки месторождений СВН (вязкостью 1000 и более мПа*с) нефти (добыча, подготовка, переработка), подлежит освобождению от уплаты налога на имущество организации.	Закон РТ №52-ЗРТ от 26.11.2009 г. [85] и в дополнение закон РТ №31-ЗРТ от 11.06.2012 г. [86]	Позволяет применять нулевую ставку налога на имущество (по специальному перечню), по проектам добычи СВН.
3. Нефть вязкостью выше 10000 мПа*с пониженная ставка экспортной пошлины на уровне 10% от базовой величины сроком на 10 лет (с 1.07.2012 г. по 1.07.2022 г.).	Постановление №700-р от 3.05.2012 г. [87]	Позволяет применять пониженную ставку экспортной пошлины для участков недр, содержащих высоковязкую нефть (при конкретных условиях).

Как уже отмечалось ранее, месторождения СВН в Татарстане имеют вязкость более 1000 мПа*с и, таким образом, попадают под действие закона №151-ФЗ от 27.07.2006 г. Основным условием при этом является необходимость обеспечения отдельного учета добычи получаемой продукции из конкретных лицензионных участков.

Плата за землю не взимается при условии принятия соответствующего решения муниципальными образованиями.

Предполагалось, что первых двух мер государственной поддержки будет достаточно для обеспечения рентабельной добычи СВН, но расчеты показали, что проекты по разработке и освоению месторождений СВН по-прежнему неэффективны. Так, ПАО «Татнефть» совместно с ПАО «ЛУКОЙЛ» выполнили и предоставили Правительству России технико-экономическое обоснование, результаты расчета которого показали, что достижение необходимого значения внутренней нормы рентабельности (IRR) возможно при дополнительной мере государственной поддержки в виде снижения экспортной пошлины до нулевого значения (ЭП=0). Благодаря этим действием 3 мая 2012 года Правительство РФ приняло постановление, согласно которому для участков недр, содержащих нефть вязкостью выше 10000 мПа×с, устанавливается пониженная ставка экспортной пошлины на уровне 10% от базовой величины сроком на 10 лет (с 1.07.2012 по 1.07.2022 гг.) [88].

Предоставленные государственные льготы значительно улучшили технико-экономические показатели проектов по разработке и освоению месторождений СВН, открыли перед предприятием новые возможности и поставили новые конкретные задачи для коллектива, в частности, по ускоренному разбурированию залежей СВН с учетом временного характера предоставленных льгот.

Так, в 2018 году ПАО «Татнефть» поставлена цель -добыть не менее 1900-2000млн.т. СВН. Для достижения этой цели запущен бизнес-проект «Разработка залежей СВН на годовую добычу 1900-2000 тыс. т. в 2018 году» («СВН-2000»), задачей которого является быстрое и экономически эффективное освоения ресурсов СВН на фоне действующих налоговых льгот. Реализация проекта разделена на три этапа, каждый из которых представляет отдельный проект: сначала добыть 800 тыс. т., затем 1600 тыс. т. и далее выйти на годовую добычу в 1900-2000 тыс. т. СВН в 2018 году. Для этого необходимо организовать работу по бурению более 1000 оценочных и более 800

эксплуатационных скважин, а также обустройство поднятия в части водообеспечения, газообеспечения, парообеспечения, сбора, транспортировки и подготовки нефти, утилизации и размещения попутно добываемой воды (подробнее в уставе проекта Приложения Б) [89].

На рисунке 2.9 графически представлено расположение залежей СВН, осваиваемых на каждом этапе реализации проекта «СВН-2000».

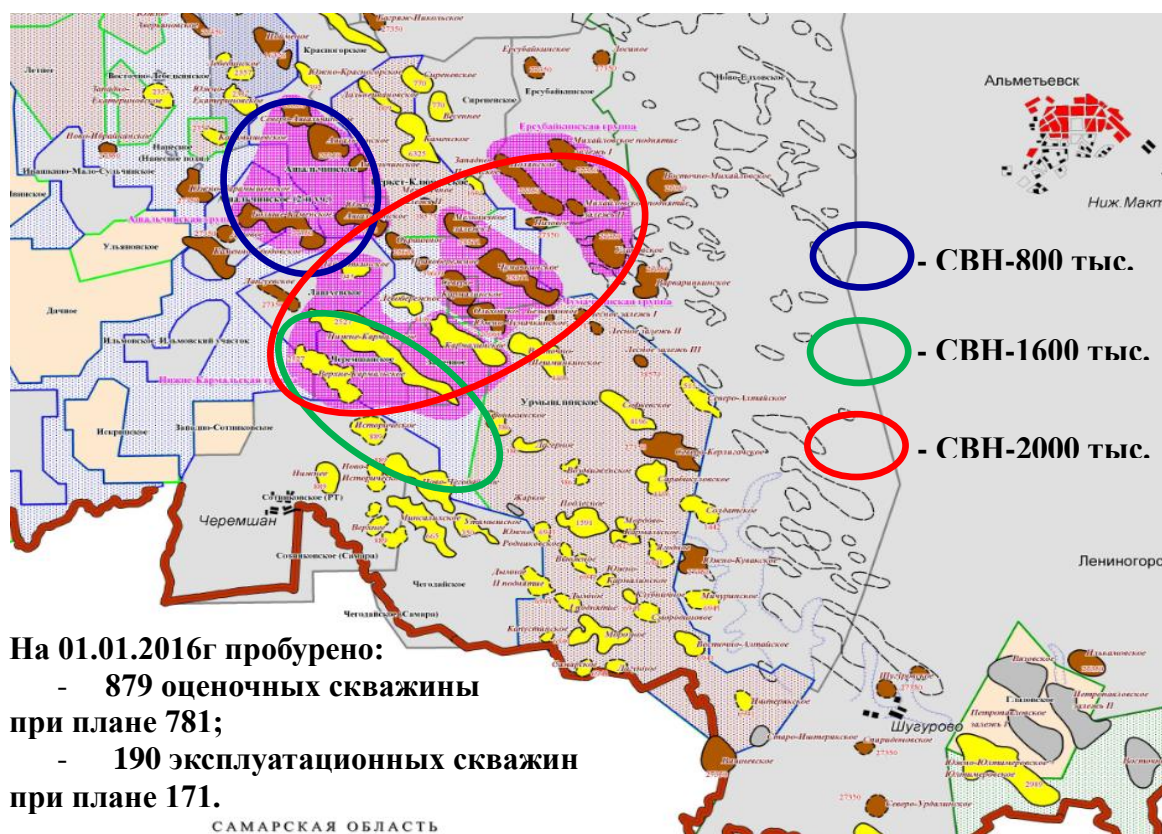


Рисунок 2.9 - Схема расположения залежей СВН, осваиваемые ПАО «Татнефть» в рамках проекта «СВН-2000»

Источник: презентационные материалы ПАО «Татнефть» [90]

Как уже отмечалось ранее, Ашальчинское месторождение является российским опытно-промышленным полигоном для отработки новых для России технологий и техники, основанных на методе парогравитационного дренажа и бурении горизонтальных скважин. По свойствам СВН, содержащейся в пластах продуктивного горизонта, данное месторождение является уникальным, а проект по его разработке имеет стратегически важное значение в развитии ТЭК Республики Татарстан и России в целом [91, 92].

Оценить масштаб проекта можно по следующим цифрам:

- выполняется более 10 тысяч проектных задач;
- привлечено более 50 подрядных организаций;
- управлением и исполнением проекта занято свыше 200 работников более чем из 30 отделов всех уровней управления ПАО «Татнефть»;
- стоимость проекта составляет более 60 млрд. руб. [93]

Учитывая масштабы, возникающие проблемы и специфику рисков, реализация проекта по разработке и освоению месторождения СВН требует колоссальных усилий от предприятий производственной группы ПАО «Татнефть» и решения сложнейших задач в условиях недостаточного развития технологической базы, высокой потребности значительного количества инвестиций, непрерывного использования дорогостоящего оборудования, новейших методов увеличения нефтеотдачи пластов, а также отсутствия инфраструктуры переработки и транспортировки.

Приступая к реализации проекта, на первом этапе, согласно принципам проектного управления, был проведен детальный анализ внутренних и внешних условий реализации проекта «СВН - 2000», анализ рисков, составлен бизнес-план, назначен руководитель проекта, который управляет комплексом взаимосвязанных действий по бурению, освоению, обустройству скважины, обеспечению паром, а также подготовке нефти и сдаче потребителю.

На эксплуатационном этапе реализации проекта, как и в любом проекте, возникли учтенные и неучтенные риски. Например, было отмечено отставание темпов добычи от темпов бурения в связи с недостаточной мощностью котельных, построенных для освоения месторождения, проблемы с поставкой оборудования и его монтажом, прокладкой трубопроводов, коммуникаций, линий электропередач и т.д. (Таблица 2.4) [24, 94].

Таблица 2.4 - Проблемы в реализации проекта «СВН-2000» ПАО «Татнефть» и причины их возникновения

№ пп	Наименование проблемы	Причина возникновения проблемы
1	Отставание темпов добычи от темпов бурения	1. Ошибки в проектировании
2	Отставание строительных работ от графика сдачи скважин из бурения	2. Отсутствие эффективного взаимодействия между заводом, производящим необходимое оборудование, УМТО, конструкторскими и проектными группами.
3	Задержка комплектации строительства объектов инфраструктуры	
4	Большая продолжительность и сложность принятия оперативных управленческих решений руководителем проекта разработки	1. Отсутствие прозрачного, понятного всем участникам механизма взаимодействия между проектными группами. 2. Отсутствие четкой последовательности операций и прозрачного алгоритма выявления проблем и принятия решений. 3. Отсутствие единой системы обработки и мониторинга информации.

Из таблицы 2.4 видно, что основные причины возникновения проблем в ходе реализации проекта «СВН-2000» носят организационно-управленческий характер. Данные проблемы не позволяют руководителю проекта оперативно принимать управленческие решения, что в конечном итоге, приводит к упущению добычных возможностей скважин и потере прибыли.

Анализ методологии проектного и процессного подходов к управлению, выполненный в пункте 2.4, а также подробно представленный в работе автора [95] позволил сделать вывод, что работы, входящие в проект, в том числе уникальный, носят более или менее повторяющееся содержание. Поэтому стандартизация данных работ позволит сделать реализацию проекта проще. В частности, при реализации проекта освоения Ашальчинского поднятия в рамках проекта «СВН-2000», совмещение проектного и процессного подходов может выглядеть согласно схеме рисунка 2.10.

№	Назначение задачи	2013г.	2014 г.				2015г.				2016г.	
		I кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.
1	Реализация проекта освоения Ашальчинского поднятия СВН											
2	Геологоразведочное бурение											
3	Проектно-изыскательные работы											
3.1	Разработка проекта											
3.2	Получение технического условия											
4	Материально-техническое обеспечение (МТО)											
5	Строительство											
5.1	Бурение эксплуатационных скважин											
6	Пуско-наладочные работы											

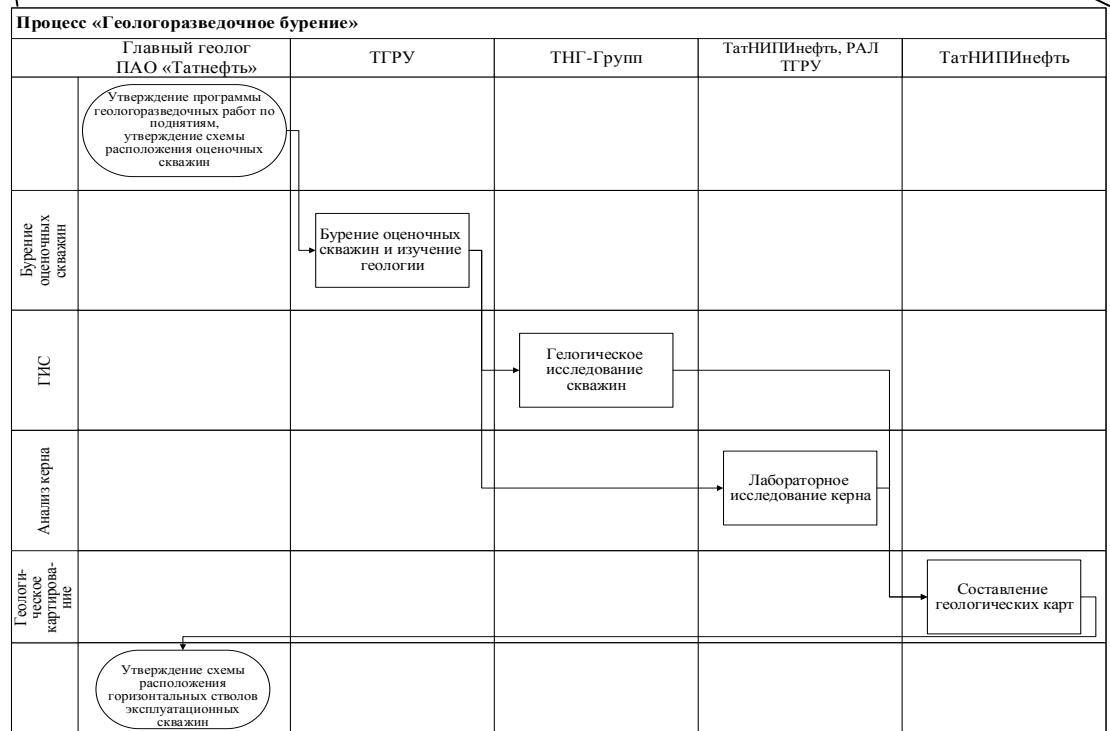


Рисунок 2.10 – Схема совмещения проектного и процессного подходов к управлению деятельностью проекта освоения Ашальчинского поднятия СВН в формате IDEF0

Так, в проекте «Освоение Ашальчинского поднятия СВН» этап № 2 «Геологоразведочное бурение» может происходить как описанный типовой процесс. Аналогично могут быть регламентированы в виде нескольких типовых процессов проектно-изыскательные работы, материально-техническое обеспечение, строительные и пуско-наладочные работы и т.д. Зная сроки, затраты на выполнение каждой из работ, регламентированной и формализованной в виде процесса, можно повысить точность планирования последующих работ.

Таким образом, по мнению автора, скоординированное использование проектного и процессного подходов к построению системы управления проектом освоения месторождения СВН будет способствовать их взаимному усилению и дополнению. Управление по процессам позволит увидеть всю деятельность участвующих в процессе добычи СВН работников и их вклад в результаты проекта. Возможные варианты их совместного использования зависят от специфики, целей и задач проектов и организаций их реализующих.

Применение процессного управления и его инструментов при реализации проекта освоения месторождения СВН позволит компании:

1. На каждом этапе разработки и эксплуатации месторождения определять плановые значения ключевых показателей эффективности (КПЭ) процессов.
2. Выстроить прозрачный, понятный всем участникам проекта механизм взаимодействия между проектными группами.
3. Выстроить четкую последовательность операций и прозрачный алгоритм выявления проблем и принятия решений.
4. Повысить эффективность управления финансовыми потоками проекта;
5. Повысить уровень персональной ответственности участников проектных групп.
6. Оптимизировать затраты производственного и управленческого характера.

В отличие от технологии добычи легкой нефти, для запуска скважин СВН в работу необходимо обеспечить подачу на них пара. Это требует постройки множества объектов – котельных, объектов водоподготовки, магистральных и

подводящих трубопроводов и т.д.

7. Процессное управление позволит управлять различными объектами строительства как системой через контроль КПЭ по срокам реализации всего цикла работ, качеству их выполнения и инвестициям.

Опыт, полученный в результате реализации проекта по добыче СВН Ашальчинского месторождения на основе применения процессного управления и его инструментов может стать для нефтяных компаний стартом разработки комплексной методики управления реализацией крупных и уникальных нефтегазовых проектов и войти в основу корпоративной программы повышения эффективности производства компании.

Выводы по главе 2

1. Управление проектами для нефтяной отрасли является инновационной деятельностью, а сами проекты по разработке месторождений и добыче нефти, усложняются особенностями, присущими отрасли, во многом связанными с природными факторами. Методически грамотное применение проектного подхода способно повысить вероятность успеха таких проектов и часто имеет в этом решающее значение. Но практика показывает, что степень успешного внедрения проектного подхода в нефтедобывающих компаниях остается низкой и не всегда применение в проекте принципов проектного управления на основе собственных стандартов компании и с учетом опыта, полученного при реализации других крупных проектов, позволяет достичь проектных целей в срок.

2. На сегодняшний день сформировалась устойчивая точка зрения в отношении понимания процессного подхода, решаемых им вопросов и задач, практического применения и возможностей развития. Но практика применения данного подхода показывает, что руководителям компаний часто не хватает системного понимания возможностей процессного подхода и методов его внедрения.

3. Сегодня, в условиях стремительных изменений в экономике, предприятиям необходимо быстро и гибко адаптироваться к новым условиям, оперативно принимать оптимальные управленческие решения, грамотно сочетать различные методы и подходы, т.е. системно подходить к решению задач и системно использовать существующие возможности.

3. Работы, входящие в проект, в том числе уникальный, носят более или менее повторяющееся содержание, поэтому стандартизация данных работ позволит сделать реализацию проекта проще, а скоординированное использование проектного и процессного подходов к построению системы управления проектом будет способствовать их взаимному усилению и дополнению. Возможные варианты их совместного использования зависят от специфики, целей и задач проектов и организаций их реализующих.

4. Каждый из подходов является уникальным, однако есть и общие черты, и они позволяют утверждать, что в проектном подходе присутствуют элементы процессного подхода. Однако, необходимо отметить, что процессный подход в полной мере, с присущем ему набором инструментов и методов в проектном подходе не используется.

5. Использование процессного подхода в проектах освоения месторождений СВН представляется целесообразным в фазе реализации проекта, что позволит стандартизировать операционную деятельность данной фазы и эффективно проводить ее контроль и мониторинг на каждом этапе, а также своевременно осуществлять реинжиниринг всего проекта.

3 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПРИМЕНЕНИЯ ПРОЦЕССНОГО УПРАВЛЕНИЯ В ПРОЕКТАХ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

3.1 Разработка системы процессов проекта освоения месторождений сверхвязкой нефти

Разработка системы процессов, согласно методологии процессного управления, является первым и одним из самых важных этапов по выстраиванию процессной системы управления деятельностью и начинается с определения целей и задач проекта.

Как уже было отмечено ранее, объектом диссертационного исследования является реальный проект ПАО «Татнефть» по освоению залежей СВН, основная цель которого - выйти на годовую добычу 2 млн. тонн СВН в 2018 году. Для достижения поставленной цели в проекте обозначены следующие задачи:

- бурение более 1000 оценочных скважин;
- бурение более 800 эксплуатационных скважин;
- строительство объектов инфраструктуры, в части водообеспечения, газообеспечения, парообеспечения, сбора, транспортировки и подготовки нефти, утилизации и размещения попутно добываемой воды, в том числе производственной базы.

Для правильного определения процессов каждого этапа проекта необходимо сначала понять общую картину разработки месторождения СВН. Так, если представить разработку месторождения СВН как один крупномасштабный проект, то освоение месторождения является самым первым этапом его реализации (Рисунок 3.1.) и рассматривается как отдельный подпроект. В том случае, когда целевой показатель по добыче нефти будет достигнут, проект освоения месторождения будет закрыт и начнется период

стабильной добычи нефти, а после полной выработки извлекаемых запасов, в рамках рентабельной добычи, месторождение закрывается.

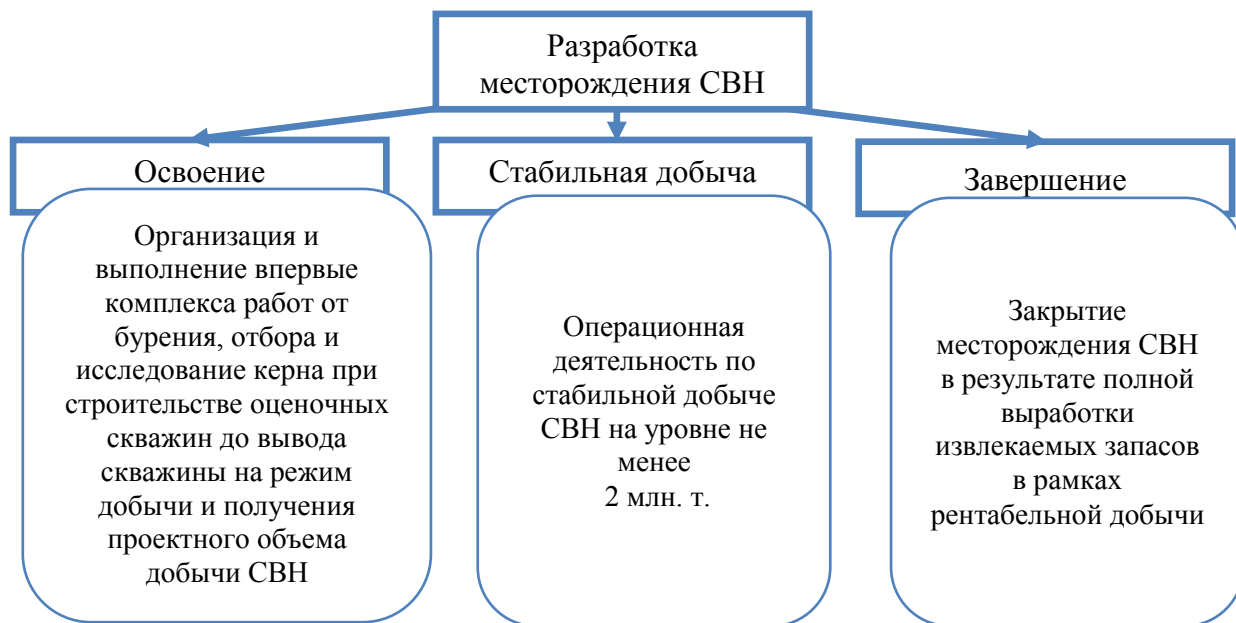


Рисунок 3.1 - Деление проекта разработки месторождения СВН на отдельные этапы (подпроекты)

Источник: разработано автором

Далее на рисунке 3.2 данные этапы проекта разработки месторождения СВН представлены в виде жизненного цикла проекта с подробным описанием фаз проекта освоения месторождения СВН, согласно проектному управлению.



Рисунок 3.2 – Этапы жизненного цикла проекта разработки месторождения СВН и место применения проектного и процессного управления в общей системе управления проектом освоения месторождения СВН

Источник: разработано автором

Использование процессного подхода в проектах освоения месторождений СВН представляется целесообразным в фазе реализации проекта, что позволит стандартизировать операционную деятельность данной фазы и эффективно проводить ее контроль и мониторинг на каждом этапе, а также своевременно осуществлять реинжиниринг³ всего проекта.

После того, как определены главная цель и задачи проекта освоения месторождения СВН, была выполнена работа по определению (выделению) процессов фазы реализации проекта, необходимых для достижения поставленной цели.

Разработка системы процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН была произведена последовательным выполнением следующих шагов, подробно описанных в работе автора, совместно с научным руководителем [96]:

1. Проведение моделирующей сессии⁴ для определения всех процессов фазы реализации проекта и превращения входов в выходы результатов.
2. Построение системы процессов фазы реализации проекта: выделение основных процессов, их упорядочивание, согласно логике выполнения и описание по схеме развертывания, при которой указываются детализированные шаги и ответственные, которые привлечены к их усовершенствованию.
3. Проведение декомпозиции основных процессов.
4. Определение должностных компетенций ответственных за процессы.
5. Определение КПЭ процессов, согласно SMART-критериям и, исходя из основной цели и задач проекта.

Система процессов реализации проекта освоения месторождения СВН представлена процессами двух категорий - это управленческие и основные процессы.

³ Реинжиниринг - процесс фундаментального переосмысления и радикального перепроектирования ранее реализованных действий (решений) для достижения максимального эффекта[97].

⁴Моделирующая сессия заключается в том, что за ограниченное время проводится структуризация процессов выбранной области путем обсуждения и визуализации.

Основные процессы – это неотъемлемые части цепочки создания ценности конечного результата проекта, которые компания реализует.

Управленческие процессы направлены на поддержание основных процессов и связаны с обеспечением их эффективного управления.

В соответствии с главной целью проекта освоения месторождения СВН - добыча 2 млн.т. нефти в 2018 году, были определены 9 основных процессов, играющие ключевую роль в ее реализации:

1. Бурение, отбор и исследование керна при строительстве оценочных скважин.
2. Построение проекций и профилей скважин.
3. Бурение эксплуатационных скважин.
4. Подготовка к закачке пара.
5. Обустройство эксплуатационных скважин.
6. Обустройство системы пароснабжения.
7. Вывод скважин на режим добычи.
8. Подготовка нефти.
9. Транспортировка готовой продукции (сдача в АК «Транснефть»).

Эти же процессы в системе процессов фазы реализации проекта СВН являются процессами верхнего уровня. Для выделения этих процессов автором работы в рамках моделирующей сессии, с привлечением ведущих специалистов компании «Татнефть», непосредственно задействованных в разработке залежей СВН, первоначально были выделены области для заведения процессов, которые в дальнейшем были разбиты на несколько примерно равных самостоятельных частей, каждая из которых представляет собой последовательность операций, завершающихся определенным результатом. Когда процессы верхнего уровня были определены, каждый из них по необходимости был декомпозирован, т.е. расписан более подробно, до входящих в их состав подпроцессов.

Необходимо отметить, что, согласно первому этапу разработки системы процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН, были определены все возможные процессы данной фазы, в результате чего первая

полученная система процессов фазы освоения проекта включала в себя около 81 процесса. Были расписаны даже самые элементарные операции, такие как монтаж, демонтаж оборудования, спускоподъемные операции и т.д. Такое подробное описание работ делало систему процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН громоздкой и сложно воспринимаемой для дальнейшего анализа. В связи с чем, было принято решение укрупнить часть процессов, принимая во внимание более значимые процессы, составляющие основу производственного цикла освоения месторождения СВН.

Реализация каждого процесса верхнего уровня направлена на достижение поставленной в проекте цели и выполнение главного ключевого показателя эффективности – годовая добыча СВН в 2018 году 2 млн.т.

На рисунке 3.4 представлена декомпозиция процесса А1 «Бурение, отбор, исследование керна при строительстве оценочных скважин». Данный процесс состоит из четырех основных процессов: А1.1 «Определение точек бурения», А1.2 «Подготовка и выдача геологического задания», А1.3 «Строительство скважин», А1.4 «Уточнение геологического строения и выдача дополнительных точек бурения оценочных скважин». В свою очередь, процесс А1.3 декомпозирован на три процесса: А3.1.1 «Отбор керна», А3.1.2 «Геофизическое исследование скважин (ГИС)» и А3.1.3 «Заканчивание (ликвидация) скважин». Для достижения поставленной проектной цели в бурении, отборе и исследовании керна при строительстве оценочных скважин главным условием является стопроцентное соблюдение плановых сроков работ данного процесса, а именно 60 суток. Для чего необходимо безошибочно определять точки, глубину бурения, строго соблюдать плановые сроки строительства (4-10 суток).

Аналогично были выделены и описаны все последующие процессы системы процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН.

Результатом выполнения всех вышеперечисленных шагов явилась четко формализованная система процессов фазы реализации проекта освоения

месторождения СВН (Рисунок 3.3). Количество формализованных процессов – 30.

Полная система процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН представлена в Приложении В.

Для каждого процесса фазы реализации проекта освоения месторождения СВН были определены один Владелец, а также Потребители процесса в количестве не более трех. Так, например, Владельцем процесса А2 «Построение проекций и профилей скважин» должен являться начальник геологического отдела, непосредственно курирующий всю геологическую работу данного проекта. Он несет полную ответственность за стабильность и результативность данного процесса, соблюдение выполнения критериев размещения стволов в пласте, а также организует работу исполнителей данного процесса. На примере ПАО «Татнефть» потребителями процесса А2 являются Управление строительством скважин отвечающие за бурение скважин в соответствии с установленными КПЭ процесса «Бурение» и отдел разработки месторождений СВН, непосредственно отвечающий за точность определения точек подачи пара и спуск насосов в скважины. Участниками эскалации процесса А2 должны быть главный инженер по добыче СВН, начальник отдела разработки СВН. Исполнителем контроля КПЭ данного процесса может быть назначен ведущий инженер отдела геологии СВН.

Количество Владельцев процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН соответствует количеству процессов данной фазы и составляет 30 человек. Информацию о каждом процессе с указанием всех участников, а также КПЭ, периодичности их мониторинга и аудита процесса Владелец должен занести в паспорт процесса (Приложение Г).

КПЭ: 1.Годовая добыча СВН в 2018 году; 2 млн.т.

А0. Добыча 2 млн.т.нефти к 2018 году
Директор ЦУДСВН

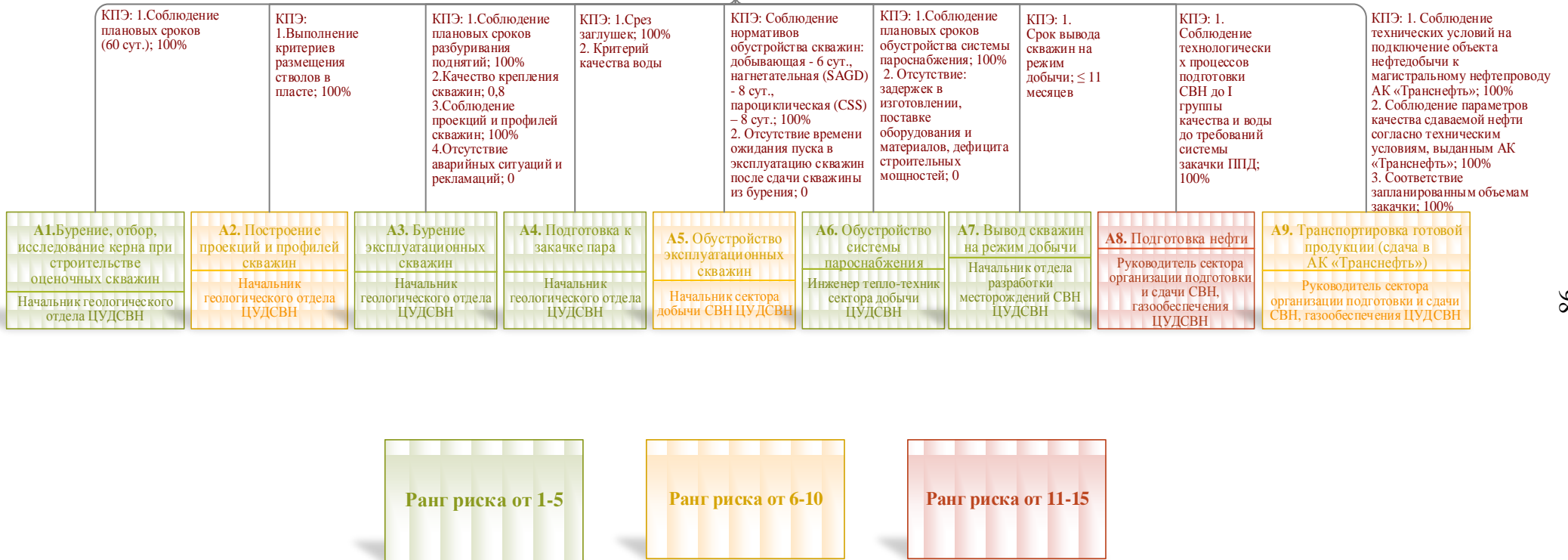


Рисунок 3.3 - Система процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН (укрупненная)

Источник: разработано автором на основании данных ПАО «Татнефть»

КПЭ: 1.Соблюдение плановых сроков (60 сут.); 100%

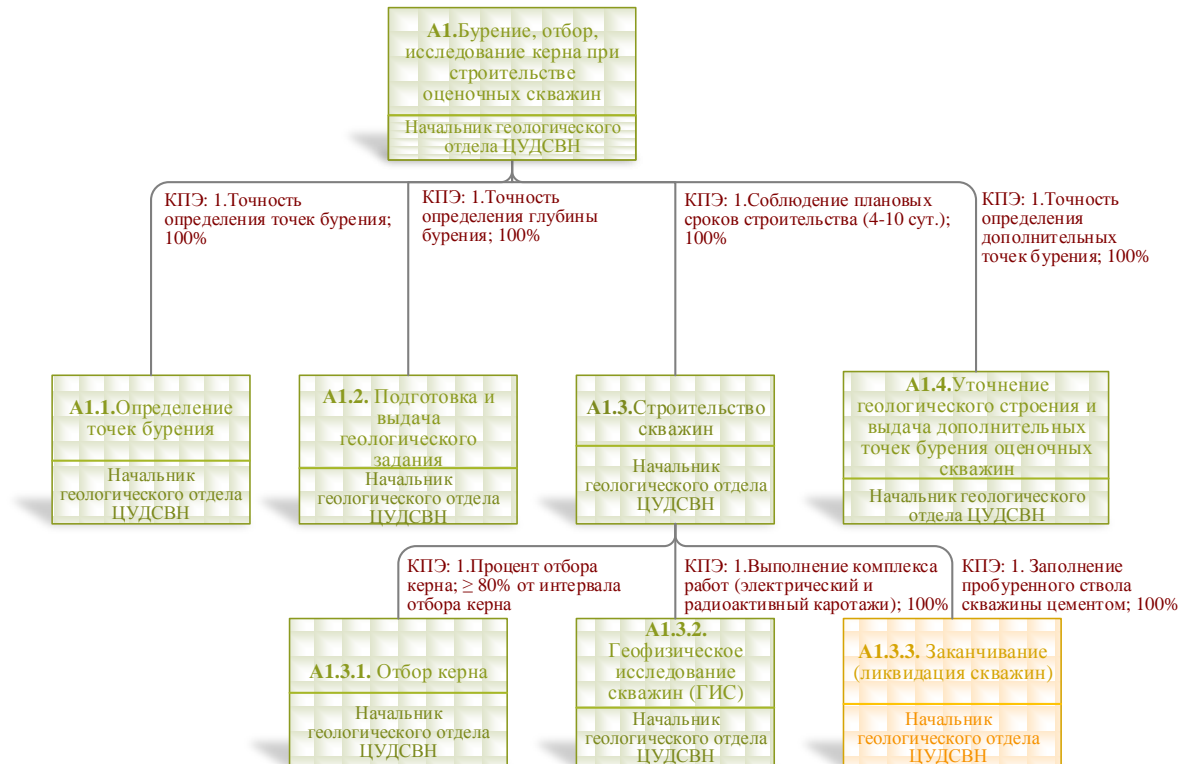


Рисунок 3.4 - Декомпозиция процесса A1 «Бурение, отбор, исследование керна при строительстве оценочных скважин»

Источник: разработано автором на основании данных ПАО «Гатнефть»

В рамках данного подхода предприятиям принципиально важно обладать инструментальными средствами, позволяющими в кратчайшие сроки проводить процедуру формализации процессов, собирать всю необходимую информацию о ходе реализации процессов, проводить мониторинг и контроль выполнения КПЭ [83]. Для решения данных задач, на сегодняшний день разработано значительное количество различных программных продуктов, такие как ARIS, Business Studio, Fox Manager, Бизнес Инженер и т.д.

3.2 Ранжирование процессов проекта освоения месторождений сверхвязкой нефти

Задачей ранжирования процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН является определение приоритетных бизнес-процессов на основе двух критериев:

- стоимость последствия рискового события, выраженная в виде потери времени, нефти и денежных средств;

- вероятность возникновения рискового события, определенная на основе экспертного опроса ведущих специалистов, непосредственно задействованных в реализации проекта освоения месторождения СВН.

Первым этапом в ранжировании процессов стало определение рискового события в каждом процессе. Так, в каждом процессе, в зависимости от его типа было определен один, а в некоторых больших процессах два рисковых события, которые являются наиболее вероятными. Необходимо отметить, что основой в определении рискового события, а также расчета стоимости его последствия через потери времени, нефти и денежных средств явились данные, полученные автором диссертации в ходе консультаций со специалистами ПАО «Татнефть», которые, в свою очередь, исходили из собственного опыта работы прошлых периодов, а также статистических данных о всевозможных произошедших когда-либо рисках компании, как в проекте по освоению залежей СВН, так и в проектах по освоению залежей традиционной нефти.

Потери времени в результате проявления рискового события рассчитаны в сутках и обозначают простои одной эксплуатационной скважины.

Для расчета стоимостной оценки рискового события каждого процесса фазы реализации проекта освоения месторождения СВН были приняты данные о среднесуточные добычи как всего месторождения СВН (3000 т./сут. на 10.2016г. по данным СМИ), так и одной скважины (3,64 т./сут. на 10.2016г.), а также цене реализации 1 т. СВН (определена исходя из стоимости нефти марки Urals на 06.09.2016г.- 44,67 долл./барр. (по данным Investing.com Россия & Trading View [98]) с учетом коэффициента перевода из тонн в баррели для данного сорта нефти – 7,28 барр./т., при курсе доллара к рублю 64,76 руб. (по курсу ЦБ РФ[99] на 06.09.2016г.), а также налоге на прибыль, равном 20%.

Следует отметить, что блок процессов А1, а именно А1.1, А1.2, А1.3, А1.3.1, А1.3.2 и А1.4 не оказывают прямого влияния на добычу нефти. Реализация процессов данного блока имеет первоочередное значение при

освоении залежей СВН, т.к. проводятся до того, как начинается эксплуатация скважин по добыче нефти и позволяет определить: объем запасов нефти; необходимое количество эксплуатационных скважин; объемы возможной добычи нефти.

Таким образом, это объясняет отсутствие в данных процессах потери нефти в результате возникновения в них рискового события. От качества реализации данных процессов зависит полнота и качество геологических данных, необходимых для построения проекций и профилей эксплуатационных скважин, что в свою очередь влияет на успех реализации всех дальнейших процессов.

Результаты расчета стоимости рискового события по каждому процессу фазы реализации проекта освоения СВН представлены в сводной таблице 3.1.

Каждый процесс данной фазы проекта был проранжирован в зависимости от денежных потерь в результате возникновения в нем соответствующего рискового события. Значение ранга процессам в данном случае присваивалось от 1-12 с учетом того, что в некоторых процессах одинаковая стоимость рискового события, т.е. такие процессы равнозначны между собой по данному показателю и, соответственно, имеют одинаковый ранг.

Далее все процессы фазы реализации проекта освоения месторождения СВН были проранжированы в зависимости от вероятности возникновения указанного риска. Вероятность возникновения рисковых событий процессов была определена путем экспертного опроса по заранее подготовленной автором работы анкете (Приложение Д). В опросе приняли участие 4 эксперта – специалиста ПАО «Татнефть», непосредственно являющиеся участниками проекта освоения месторождения СВН на годовую добычу 2 млн.т. нефти в 2018 году и работающие по разным направлениям деятельности. Это такие должности, как: ведущий инженер технолог сектора добычи СВН, начальник отдела разработки месторождений СВН, заведующий сектором организации подготовки и сдачи СВН, газообеспечения, а также ведущий инженер

Управления по строительству скважин. С результатами экспертного опроса можно подробно ознакомиться в таблице 3.2.

Так, рассчитав среднеарифметическое значение вероятности возникновения рискового события в каждом из процессов системы рисунка 3.3, следующим этапом стал расчет переводного ранга для перевода рангов процессов по стоимости (потерям) и вероятности возникновения рискового события в одну шкалу значений по формуле:

$$R_{\text{переводной}} = \frac{R_{\text{п}}}{2,4}, \quad (3.1)$$

где: $R_{\text{переводной}}$ - переводной ранг процесса;

$R_{\text{п}}$ – ранг процесса по потерям;

2,4 – ранг процесса по потерям, возникнувшем в результате происхождения в нем рискового события (рассчитан как отношение максимального значения ранга по потерям к максимальному значению $R_{\text{в}}$).

Далее был рассчитан общий ранг ($R_{\text{общ}}$) каждого процесса как произведение значения переводного ранга и ранга по вероятности:

$$R_{\text{общ}} = R_{\text{переводной}} \times R_{\text{в}}, \quad (3.2)$$

Подробный расчет общего ранга по каждому процессу приведен в сводной таблице 3.2.

В результате расчета общего ранга все процессы фазы реализации проекта освоения месторождения СВН были разделены на 3 группы:

- с допустимым риском (значение ранга от 1-5);
- с критическим риском (значение ранга от 6-10);
- с катастрофическим риском (значение ранга от 11-15).

На рисунке 3.3, 3.4, а также в Приложении В отношение процесса к одной из трех групп показано соответствующим цветом.

Процессам верхнего уровня, имеющим декомпозиции из подпроцессов, а именно А1, с А4 – А8 присвоен общий ранг, найденный как среднеарифметический общий ранг процессов их декомпозиции.

Таблица 3.1 – Ранжирование процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН в зависимости от стоимости рискового события

№ процесса	Наименование процесса	Рисковое событие	Стоимостная оценка рискового события				Примечание	Ранг риска
			Последствия рискового события	Потеря времени, сут.	Потеря нефти, т.	Потеря денежных средств, тыс.руб		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
A1. Бурение, отбор, исследование керна при строительстве оценочных скважин								
A1.1	Определение и вынос точек бурения, отвод земель и подготовка площадей к бурению	Некорректное определение точки бурения	Неполучение требуемых геологических данных в необходимом объеме.	-	-	1500	Каждая оценочная скважина, пробуренная по определенной точке, стоит в среднем 1,5 млн. руб.	6
A1.2	Подготовка документации (план работ, геолого-технический наряд (ГТН), график бурения) и выдача геологического задания	Некорректное определение глубины бурения оценочных скважин		-	-	1500		6
A1.3	Строительство скважины	Некачественное проведение работ по строительству скважины	Невыполнение плановых сроков строительства	-	-	1500		6
A1.3.1	Отбор керна	Отбор керна в размере меньше 80% от интервала отбора керна	Получению недостаточного объема геологических данных	-	-	-	По условиям договора при отборе керна меньше 80% от интервала отбора керна подрядная организация перебуривает оценочную скважину за свой счет	1

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
A1.3.2	Геофизическое исследование скважин (ГИС)	Некачественное и (или) неполное проведение комплекса ГИС	Получение недостаточного объема геологических данных	-	-	-	По условиям договора с подрядной организацией при некачественном выполнении ГИС подрядная организация выполняет повторные исследования за свой счет	1
A1.3.3	Заканчивание (ликвидация скважин)	Неполное цементирование стволов скважин	Паропроявление, возникновение обвалов и осыпей	70	1528,8	25757,2	По условиям договора с подрядной организацией при неполном и (или) некачественном цементировании ствола скважины подрядная организация выполняет повторные работы по заканчиванию скважины за свой счет	9
A1.4	Уточнение геологического строения и выдача дополнительных точек бурения оценочных скважин	Некорректное определение дополнительных точек бурения	Нехватка геологических данных	-	-	1500	Равнозначен процессу A1.1.	6

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
А2. Построение проекций и профилей эксплуатационных скважин								
A2	Построение проекций и профилей эксплуатационных скважин	Некорректное и (или) неполное проведение комплекса работ по бурению, отбору и исследованию керна (блок процессов А1) (или), получение недостаточного объема геологических данных	Некачественное (ошибочное) построение проекций и профилей эксплуатационных скважин.	210	764,4	12878,6	Работы по перепроектированию профиля и проекции 1 эксплуатационной скважины занимают в среднем 7 мес., в результате чего скважина выходит на режим добычи на 7 мес. позже	8
А3. Бурение эксплуатационных скважин								
A3	Бурение	Авария (прихват бурового инструмента)		3,5	12,74	214,6	Ликвидация аварии в виде прихвата бурового инструмента на одной скважине занимает в среднем 2-5 суток	3
А4. Подготовка к закачке пара								
A4.1	Разбуривание заглушек	Неполный срез всех заглушек щелевого фильтра	Потери добычных возможностей скважины	-	0,91	15,3	Если из 100 м. щелевого фильтра с заглушками будут удалены заглушки на 75 м., то потери добычных возможностей на 1 скважине составят 25% от суточной добычи	2
A4.2	СПО трубы с азированием (чистка ствола скважины)	Выход из строя электрического центробежного насоса(ЭЦН) из-за засорения его деталей шламом	Процедура замены ЭЦН 1 скважины на новый в среднем занимает 2 суток.	2	7,28	872,7	Текущий ремонт скважины по замене одной единицы ЭЦН с учетом стоимости ее ремонта составляет около 750 тыс.руб.	5

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
А5. Обустройство эксплуатационных скважин								
A5.1	Строительство паропроводов	Задержка изготовления и поставки оборудования и строительных материалов в среднем на 3 месяца по причине несвоевременной подачи заявки	Неготовность объектов добычи СВН к эксплуатации	90	1965,6	33116,4	Большинство оборудования и стройматериалов изготавливаются в среднем за 3 мес. Исключением являются заказы по изготовлению и поставке сложного специализированного оборудования и запасных частей. Расчет выполнен на 1 куст эксплуатационных скважин (6 скважин). Задержка монтажа (демонтажа) в процессе А5.3 на одной скважине на 1 сутки задерживает ее ввод также на 1 сутки	10
A5.2	Строительство сборных нефтепроводов, обвязка скважин			90	1965,6	33116,4		10
A5.3	Строительство объектов и монтаж оборудования электроснабжения			90	1965,6	33116,4		10
A5.4	Монтаж оборудования участка контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА)			90	1965,6	33116,4		10
А6. Обустройство системы пароснабжения								
A6.1	Строительство котельной	Задержка изготовления и поставки оборудования и строительных материалов по причине несвоевременной подачи заявки в среднем на 3 месяца или по причине поставщика	Неготовность объектов добычи СВН к эксплуатации, в частности задержка ввода эксплуатационных скважин в работу	90	1965,6	33116,4	Аналогично процессам блока А5	10
A6.2	Строительство газопровода			90	1965,6	33116,4		10
A6.3	Строительство водовода и стоков			90	1965,6	33116,4		10

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
А7. Вывод скважины на режим добычи								
A7.1	Выбор точек для закачки пара и закачка пара	Некорректное (ошибочное) определение точек закачки пара	Недостаточный прогрев продуктивного пласта	185	673,4	11345,4		7
A7.2	Выбор точек спуска ЭЦН и получение объема жидкости	Некорректное определение точек спуска ЭЦН, непопадание в выбранные точки установки ЭЦН при его спуске в скважину	Увеличение срока освоения скважины в среднем на 2 месяца	60	218,4	3679,6		4
А8. Подготовка нефти								
A8.1	Строительство установки подготовки СВН (УПСВН) и ее инфраструктуры	Задержка материалов и оборудования по причине несвоевременной подачи заявки в среднем на 1 месяц или по причине поставщика	Неготовность объекта к приему продукции скважины, задержка ввода эксплуатационных скважин в работу, остановка всего эксплуатационного фонда скважин.	30	90000	1516316,5	Средний срок задержки материалов и оборудования составляет 1 месяц	12
А9. Транспортировка готовой продукции (сдача в АК «Транснефть»)								
A9	Транспортировка СВН	1.Неполучение технического условия на подключение объекта нефтедобычи к магистральному нефтепроводу транспортной компании и (или) получение с объемом и качеством отличных от требуемых. 2.Отказ перекачивающего оборудования, разгерметизация трубопровода при эксплуатации	1.Необходимость перераспределения объемов через другой угол сдачи и (или) снижение вязкости путем добавления реагентов-разбавителей или строительства установки снижения вязкости (УСВ) 2.Остановка эксплуатационного фонда	1	3000	50743,9	Наиболее приемлемым и экономически выгодным вариантом является строительство УСВ, стоимостью в среднем 2 млрд. руб. Затраты на ликвидацию рисковогго события в виде ремонта 1 перекачивающего насоса трубопровода в среднем составят 200 тыс.руб.	11

Таблица 3.2 - Сводная таблица ранжирования процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН

№ процесса	Вероятность возникновения рисковог о события в процессе (по результатам экспертного опроса)				Среднее арифметическое вероятности возникновения рисковог о события в процессе	Ранг по вероятности	Потери, возникшие в результате возникновения рисковог о события в процессе, тыс.руб.	Ранг по потерям	Переводной ранг (9 ст./2,4)	Общий ранг (7ст.×10ст.)
	Эксперт №1	Эксперт №2	Эксперт №3	Эксперт №4						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
A1.1	0,1	0,1	0,15	0,15	0,1	1	1500	6	2,5	3
A1.2	0,2	0,1	0,15	0,15	0,2	1	1500	6	2,5	3
A1.3	0,2	0,4	0,35	0,35	0,3	2	1500	6	2,5	5
A1.3.1	0,1	0,5	0,35	0,35	0,3	2	0	1	0,42	1
A1.3.2	0,1	0,2	0,35	0,35	0,3	2	0	1	0,42	1
A1.3.3	0,3	0,3	0,35	0,15	0,3	2	25757,2	9	3,75	8
A1.4	0,3	0,1	0,4	0,4	0,3	2	1500	6	2,5	3
A2	0,3	0,1	0,35	0,35	0,3	2	12878,6	8	3,33	7
A3	0,2	0,3	0,35	0,35	0,3	2	214,6	3	1,25	3
A4.1	0,1	0,3	0,15	0,15	0,2	1	15,3	2	0,83	1
A4.2	0,3	0,1	0,55	0,35	0,3	2	872,7	5	2,08	4
A5.1	0,3	0,3	0,75	0,25	0,4	2	33116,4	10	4,17	8
A5.2	0,3	0,3	0,75	0,25	0,4	2	33116,4	10	4,17	8
A5.3	0,3	0,3	0,75	0,25	0,4	2	33116,4	10	4,17	8
A5.4	0,3	0,3	0,75	0,25	0,4	2	33116,4	10	4,17	8
A6.1	0,5	0,3	0,75	0,25	0,5	3	33116,4	10	4,17	13
A6.2	0,3	0,3	0,75	0,25	0,4	2	33116,4	10	4,17	8
A.6.3	0,3	0,3	0,75	0,25	0,4	2	33116,4	10	4,17	8
A6.4	0,3	0,3	0,75	0,25	0,4	2	33116,4	10	4,17	8
A7.1	0,3	0,1	0,15	0,15	0,2	1	11345,4	7	2,92	3
A7.2	0,3	0,1	0,15	0,15	0,2	1	3679,6	4	1,67	2
A8.1	0,5	0,25	0,75	0,45	0,5	3	1516316,5	12	5	15
A9	0,1	0,3	0,55	0,45	0,4	2	50743,9	11	4,58	9

3.3 Определение ключевых показателей эффективности процессов проектов освоения месторождений СВН

КПЭ процесса – это показатели процесса, выраженные в количественной и (или) качественной цифровой форме (временные и стоимостные характеристики, степень загрузки ресурсов, уровень исполнительской дисциплины и т.д.), характеризующие процесс и его результат.

КПЭ отражают наиболее важные аспекты организационной деятельности, от которых зависит сегодняшний и завтрашний успех деятельности компании, таким образом, они подсказывают что именно должно быть сделано [100].

Задача КПЭ – выполнять роль индикатора результативности процесса, предупреждая о возможных проблемах как в текущий промежуток времени, так и в долгосрочной перспективе.

КПЭ должен соответствовать критериям «SMART»:

- быть ориентирован на достижение стратегической цели проекта или компании в целом;
- быть измеримым и достижимым;
- определять конкретные показатели поставленных задач.

КПЭ и система процессов должны быть сбалансированы между собой, т.е. при установлении КПЭ процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН, необходимо исходить не только из основной цели и задач проекта, а также самих показателей эффективности, но и из реальных потребностей Потребителей каждого процесса, а не заведомо выполняемых значений [101].

Ниже в таблице 3.3 представлены ключевые показатели эффективности процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН.

Таблица 3.3 – Ключевые показатели эффективности процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя	Примечание
1	2	3	4
1.Годовая добыча СВН в 2018 году	млн. т/год	2	Определен на основе данных о геологических запасах и средней продуктивности скважин
2.Соблюдение плановых сроков бурения, отбора и исследования керна при строительстве оценочных скважин	сутки	60	Определен на основе нормативной длительности операций, входящих в процесс А1
	%	100	
3.Точность определения точек бурения	%	100	Определен на основе исходных геологических данных, путем экстраполяции продуктивной площади распространения
4.Точность определения глубины бурения	%	100	Определен на основе исходных геологических данных, путем экстраполяции первичных данных о глубине залегания продуктивных слоев месторождения
5.Соблюдение плановых сроков строительства скважин	сутки	4-10	Определен на основе нормативной продолжительности операций процесса А1.3
	%	100	
6.Отбор керна	%	≥80 от интервала отбора керна	Является нормативом, рассчитанным Управлением геологии ПАО «Гатнефть»
7.Выполнение комплекса работ (электрический и радиоактивный каротажи)	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит полноту геологической информации для последующих этапов строительства скважин
8.Заполнение пробуренного ствола скважины цементом	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит защиту от паропроявления
9.Точность определения дополнительных точек бурения оценочных скважин	%	100	Определен на основе исходных геологических данных, путем экстраполяции продуктивной площади распространения
10.Выполнение критериев размещения стволов в пласте	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит точность построения проекций и профилей эксплуатационных скважин и достижение плановой продуктивности скважин

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4
11.Соблюдение плановых сроков разбуривания поднятий	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит выполнение планового показателя по годовой добыче (2 млн.т.)
12.Качество крепления скважин	д. ед. (%)	0,8(80)	Показывает сколько процентов должен составлять цемент с общей глубины цементирования эксплуатационной колонны
13.Соблюдение проекций и профилей скважин	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит точность бурения скважин
14.Отсутствие аварийных ситуаций и рекламаций	-	0	Выполнение данного показателя обеспечит выполнение плана по бурению
15.Срез заглушек	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит плановую продуктивность скважин
16.Критерий качества воды	Количество осадков на дне посуды с пробой воды	0	Выполнение данного показателя обеспечит нормативный срок службы ЭЦН (500 суток)
17.Соблюдение нормативов обустройства скважин: - добывающая; - нагнетательная; - пароциклическая	% сутки сутки сутки	100 6 8 8	Выполнение данного показателя обеспечит выполнение плановых сроков ввода скважин в эксплуатацию. Являются нормативными сроками обустройства скважин в ПАО «Татнефть»
18.Отсутствие времени ожидания пуска в эксплуатацию скважин после сдачи скважины из бурения	-	0	Выполнение данного показателя обеспечит выполнение планового показателя по годовой добыче (2 млн.т.)
19.Готовность к моменту пуска-наладочных работ котельной: -паропроводов - котельной - системы газоснабжения - водовода и стоков	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит выполнение плановых сроков ввода скважин в эксплуатацию
20.Готовность сборных нефтепроводов и обвязки скважин к моменту выхода куста скважин из бурения	%	100	

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4
21.Готовность объектов и монтажа оборудования электроснабжения к началу бурения скважин	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит выполнение плана по бурению
22.Готовность монтажа оборудования КИПиА к моменту ввода скважины в эксплуатацию	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит своевременность запуска скважинного оборудования
23.Соблюдение плановых сроков обустройства системы пароснабжения	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит своевременность пуска-подачи пара в скважины
24.Отсутствие задержек в изготовлении и поставке оборудования и материалов, дефицита строительных мощностей	-	0	Выполнение данного показателя обеспечит выполнение плана по обустройству скважин
25.Точность определения требуемого объема газа	%	100	
26.Соблюдение сроков вывода скважин на режим добычи	мес. %	≤11 100	Определен на основе практического опыта ПАО «Татнефть». Выполнение данного показателя обеспечит выполнение планового показателя по годовой добыче (2 млн.т.)
27.Точность определения точки подачи пара для ускорения создания термогидродинамической связи	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит выполнение КПЭ процесса А7 (показатель №26)
28.Выполнение темпов и объема закачки пара	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит выполнение планового показателя по годовой добыче (2 млн.т.)
29.Точность определения точки спуска ЭЦН	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит выполнение КПЭ процесса А7(показатель №26)
30.Обеспечение плановых объемов отбора жидкости	%	100	
31.Точность определения производительности ЭЦН	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит выполнение планового показателя по годовой добыче (2 млн.т.)
32.Соблюдение технологических процессов подготовки СВН до I группы качества и воды до требований системы поддержания пластового давления (ППД)	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит сдачу планируемого объема нефти

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4
33.Соблюдение технологического регламента на проектирование УПСВН	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит отсутствие преждевременных ремонтов поглощающих скважин, а также закачку планируемого объем попутно-добываемой воды (ПДВ)
34.Соблюдение технических условий на подключение объекта нефтедобычи к магистральному нефтепроводу АК «Транснефть»	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит сдачу планируемого объема нефти
35.Соблюдение параметров качества сдаваемой нефти	%	100	Определяется согласно техническим условиям, выданным АК «Транснефть». Выполнение данного показателя обеспечит сдачу планируемого объема нефти
36.Соответствие запланированным объемам закачки	%	100	Выполнение данного показателя обеспечит отсутствие ограничений по добыче жидкости

Таким образом, путем сбора и систематизации информации о каждом процессе были определены и рассчитаны все КПЭ системы процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН.

Очевидно, что КПЭ со значениями 100% не требуют расчета, но, помимо них, есть показатели, которые также не требуют расчета и составляют значение 0 – таким образом было обозначено отсутствие в процессе чего-либо, например: аварийных ситуаций и рекламаций, времени ожидания пуска скважины из бурения, задержек в изготовлении и поставке оборудования и материалов, дефицита строительных мощностей и т.д.

3.4 Предлагаемый алгоритм управления процессами проектов освоения месторождений СВН

Как было сказано ранее, а также в личных трудах автора диссертации [24, 96], управление деятельностью в проекте через процессы способно повысить эффективность и качество выполняемых работ за счет: формализации процесса, измерения процесса, обратной связи, контроля, усовершенствования и оптимизации. В диссертационном исследовании автором предлагается выстроить ход реализации управления процессами проекта освоения месторождения с использованием данных методов и инструментов согласно алгоритму, представленным в виде функциональной блок-схемы на рисунке 3.5.

Так, согласно блок-схеме рисунка 3.5, управление процессом начинается с процедуры мониторинга процесса. Данный инструмент управления процессом позволяет систематически получать информацию о состоянии процесса, вести историю этого состояния, а также анализировать полученные данные и, как правило, включает в себя:

- сбор и обработку информации о фактических значениях показателей процессов;
- расчет результативности процессов в зависимости от условий, определенных Потребителями процессов.

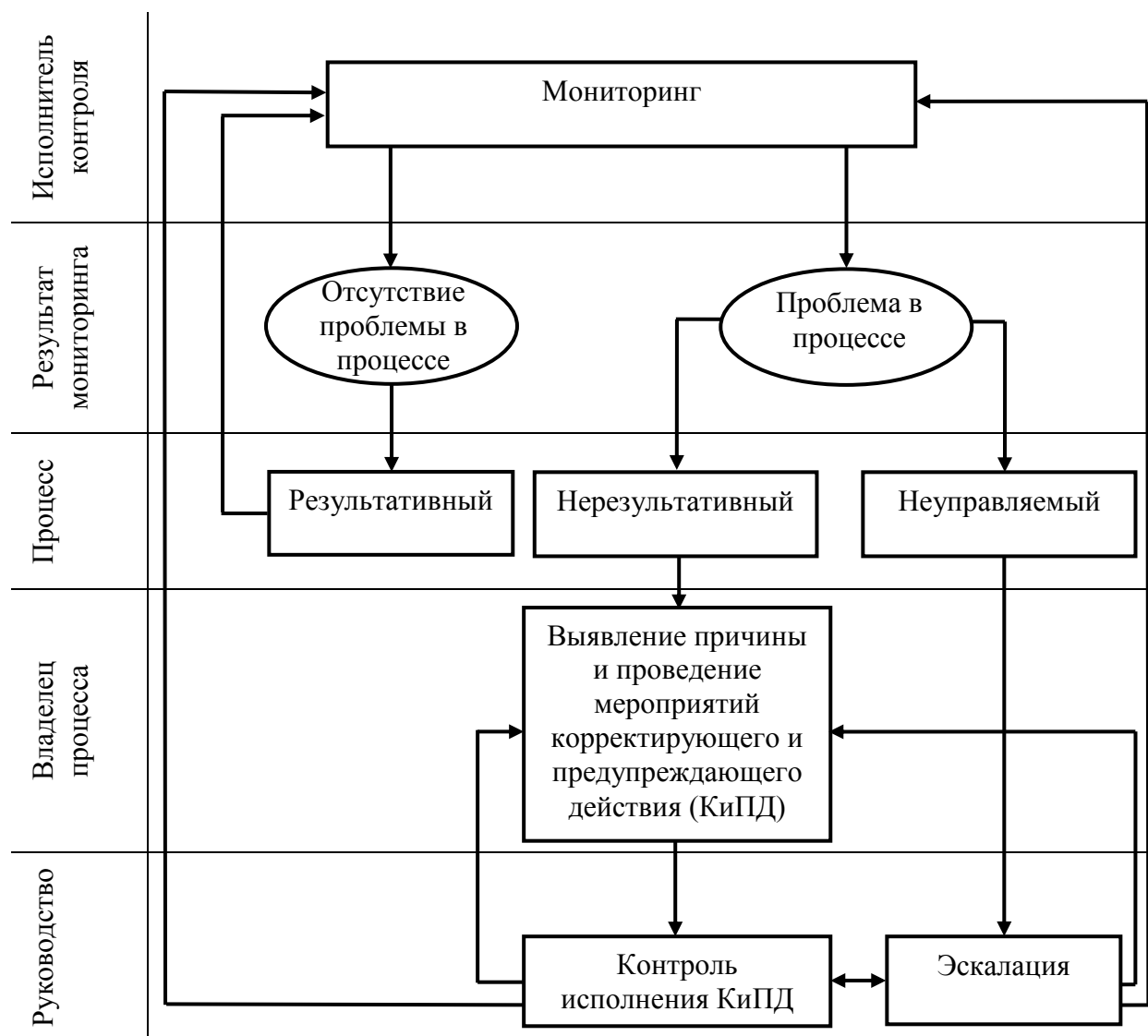


Рисунок 3.5 – Функциональная блок-схема управления процессами проекта освоения месторождения СВН в рамках процессного подхода

Источник: разработано автором

Проведение процедуры мониторинга процесса возлагается на одного из ключевых участников процесса – исполнителя контроля. В рамках данной роли в его полномочия входит систематическое обозначение фактических значений показателей, закрепленных за ним для мониторинга процессов, в специально разработанных под каждый процесс контрольных картах на дату мониторинга. Пример контрольной карты процесса представлен в Приложении Е.

Для систематического проведения мониторинга процессов проекта помимо контрольных карт рекомендуется разработать специальный документ - «Регламент ведения мониторинга и анализа КПЭ процессов проекта», в

соответствии с которым проводить мониторинг показателей эффективности каждого процесса. Данный регламент должен устанавливать:

- порядок разработки, согласования и утверждения КПЭ;
- порядок сбора информации о текущих значениях КПЭ процессов;
- порядок анализа текущих значений КПЭ процессов и предоставления аналитического отчета для руководства проекта.

В процессе мониторинга исполнитель контроля сравнивая фактические значения на дату мониторинга КПЭ с плановыми значениями определяет результативность процесса. Если фактическое значение КПЭ на дату мониторинга совпадает с его плановым значением, то процесс считается результативным, обратный случай означает, что в процессе проблемы, препятствующей выполнению планового значения его КПЭ. Дальнейшими действиями являются:

- в первом случае передача положительных результатов мониторинга процесса, свидетельствующих правильности выполнения всех действий процесса, его Владельцу;

- во втором случае следующим этапом является определение типа процесса.

Процесс может быть нерезультативным или же нерегулируемым.

Нерезультативным процессом считается процесс КПЭ которого на период мониторинга не достигнут.

Под неуправляемым процессом считается процесс в серии из 8 подряд мониторингов которого 4 являются нерезультативными, в том числе последний восьмой [102].

При нерезультативном процессе следующим этапом является выяснение причины его не результативности и выведение его на результативность с помощью разработки и сопровождение реализации Владельцем данного процесса корректирующего мероприятия. После чего процесс передается руководству завода для проведения контроля данного разработанного и принятого в реализацию мероприятия.

В том случае, если разработанное мероприятие по выводу процесса на результативность в ходе контроля показало себя неэффективным, то Владелец процесса разрабатывает новое мероприятие, а если же своих усилий ему недостаточно, то передает это действие на эскалацию высшему руководству.

В отличие от нерезультативного, неуправляемый процесс сразу поступает на эскалацию, члены группы эскалации данного процесса в лице руководителей коллегиально разрабатывают мероприятие по выводу процесса на результативность и выполняют контроль его дальнейшего исполнения. При возникновении неуправляемого процесса считается, что Владелец процесса не в состоянии собственными усилиями направить ход исполнения процесса на планируемый результат, в связи с чем требуется вмешательство более компетентных специалистов, как правило в лице руководствующих должностей. Возникновение аналогичной ситуации не исключается и в случае с нерезультативным процессом, который также необходимо направить на процедуру эскалации.

Необходимо отметить, что кроме мероприятия корректирующего действия возможно проведение мероприятия предупреждающего действия, которое разрабатывается с целью предотвращения возможной в будущем проблемы процесса.

Далее все обозначенные шаги циклически повторяются на протяжении всего жизненного цикла фазы реализации проекта освоения месторождения СВН.

3.5 Разработка алгоритма применения процессного управления в проектах освоения месторождений СВН

Данный пункт диссертационной работы направлен на формирование целостного понимания вопроса применения процессного управления в ходе реализации проекта освоения месторождения СВН.

Согласно существующим сегодня методологиям проектного управления, управление проектом начинается с выделения в проекте этапов, стадий или же проектных фаз, основными из которых являются: инициация, планирование, реализация, мониторинг и контроль, завершение. Управление каждой фазой осуществляется через совокупность специфических для каждой фазы процессов управления.

Применение в проекте освоения месторождения СВН процессного управления, а именно в фазе реализации проекта, где, по сравнению с другими фазами осуществляется наибольшее количество периодически повторяющихся операций, напрямую оказывающих влияние на ход реализации проекта и его эффективность (цикл от проведения геологоразведочных работ и до сдачи продукции скважины в транспортировку непрерывно повторяется для каждой скважины, эксплуатирующей залежь СВН), требует выполнения действий, связанных с этим, в других фазах проекта. То есть необходимо понять, как совмещать деятельность в рамках данного подхода с процессами всех проектных фаз его жизненного цикла.

Так, получив задания на выполнение проекта и приступив к его планированию, первое, что необходимо выяснить после принятия решения об использовании в проекте (фазе реализации) освоения месторождения СВН процессного подхода - это внедрена ли данная система менеджмента на предприятии или использовалась ли в его деятельности когда-либо. Ответ на этот вопрос даст возможность понять есть ли у компании опыт использования данного инструмента управления и с чего начать, если процессное управление не внедрено на предприятии и никогда ранее им не использовалось.

В первом случае, при наличии у компании адаптированной системы процессного управления деятельностью, применения данного инструмента начинается с разработки системы процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН, включающую в себя 6 последовательных шагов (Рисунок 3.6), подробно описанных в пункте работы 3.1. Далее после полной формализации процессов разработанной системы следует разработка

процессной документации (временных регламентов, реестра, контрольных карт процессов, регламентов проведения процедур мониторинга и контроля, аудита и эскалации, а также должностных инструкций участников процессного управления). Все это осуществляется на этапе планирования проекта, а в ходе прохождения первого мониторинга все временные документы корректируются, приобретая окончательную форму, структуру и содержание (особенно это касается паспортов процессов, содержащих КПЭ и регламентов выполнения процессов).

Процедура мониторинга и контроля исполнения процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН и их КПЭ проводится непрерывно, согласно заранее разработанному алгоритму на этапе планирования (подробно описанные в пункте 3.4 и на рисунке 3.5), для каждого процесса на протяжении всей фазы реализации проекта.

На этапе мониторинга и контроля проекта совместно с отчетными документами о результатах выполнения проектных задач формируются отчетные документы о выполнении процессов фазы реализации проекта, результатах процедур их аудита и эскалации и т.п. Тут же осуществляется запуск цикла PDCA для процессов фазы реализации проекта, направленный на непрерывное повышение их эффективности.

При отсутствии в компании процессного подхода к управлению его применение в проекте освоения месторождения СВН следует начинать с формирования на этапе планирования проекта рабочей группы, плана работы, главных целей и задач внедрения процессного управления в проект освоения месторождения СВН. Далее на этом же этапе следует обучение рабочей группы и участников процессного управления основам процессного подхода. После чего можно приступать к этапам разработки системы процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН и т.д., аналогично первому случаю.

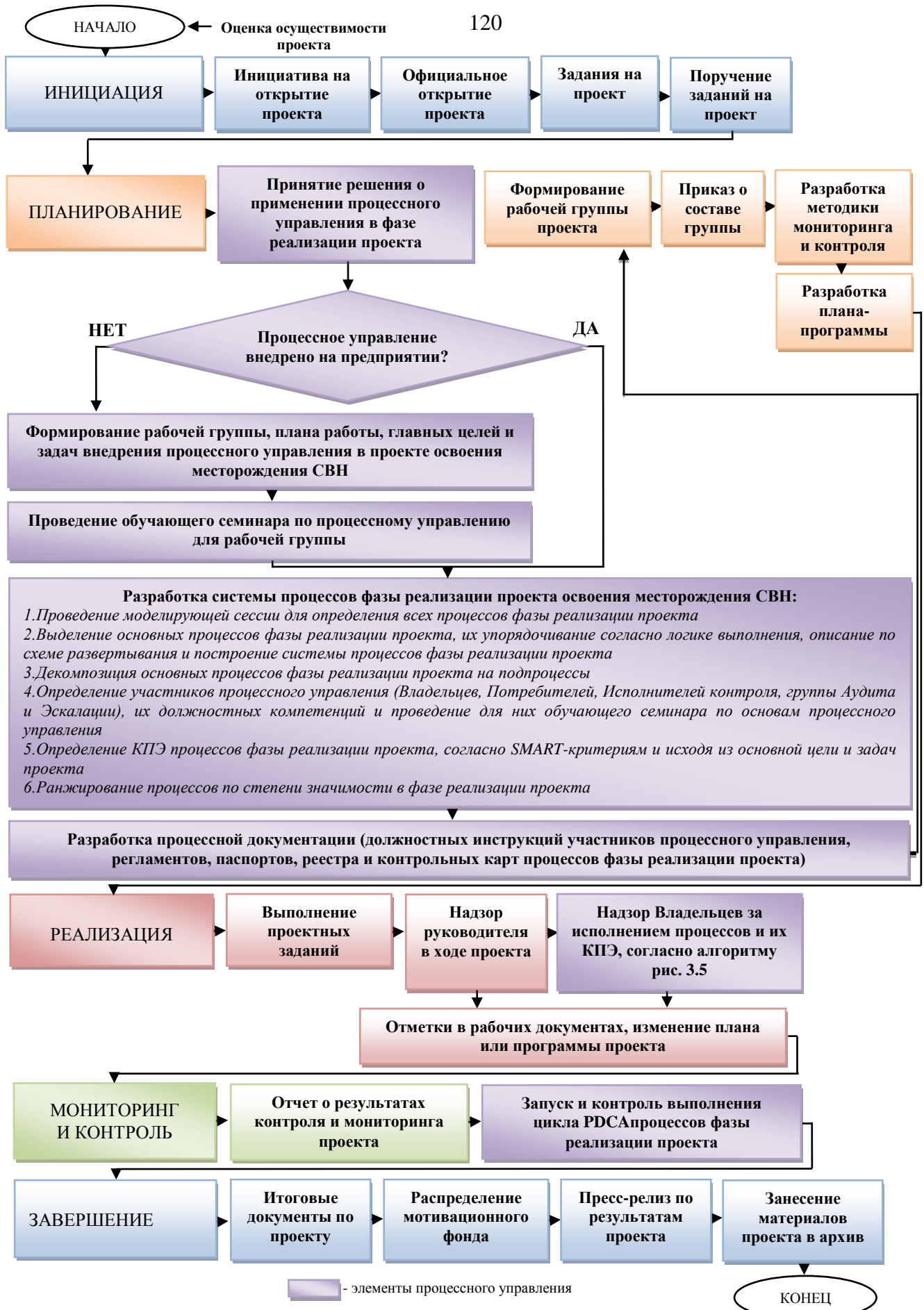


Рисунок 3.6 – Алгоритм применения процессного управления в проекте освоения месторождения СВН

Источник: разработано автором

Выводы по главе 3

1. Применение процессного управления в фазе реализации проектов освоения месторождений СВН осуществляется согласно разработанному алгоритму, который включает в себя методические рекомендации к построению системы процессов фазы реализации данных проектов.
2. Правильность определения процессов фазы реализации проектов освоения месторождения СВН зависит от понимания общей картины разработки всего месторождения СВН. Так, разработка месторождения СВН является одним крупномасштабным проектом, в котором под освоением месторождения понимается самый первый этап его реализации, являющийся, в свою очередь, отдельным подпроектом. В том случае, когда целевой показатель по добыче нефти будет достигнут, проект освоения месторождения будет закрыт и начнется период стабильной добычи нефти, а после полной выработки извлекаемых запасов, в рамках рентабельной добычи, будет закрыто уже само месторождение.
3. Формализованная система процессов фазы реализации проектов освоения месторождений СВН состоит из 30 проранжированных процессов, описывающих полный цикл работ освоения месторождения СВН, начиная с бурения, отбора и исследования керна при строительстве оценочных и заканчивая сдачей готовой продукции в систему транспортировки для последующей реализации за границу. Для каждого процесса определены, рекомендуемые методикой процессного управления, количество КПЭ - от 1 до 5 и Владельцев – 1.
4. Ранжирование процессов фазы реализации проектов освоения месторождений СВН для определения приоритетных бизнес-процессов данной фазы проектов освоения месторождений СВН предлагается осуществлять согласно разработанным методическим рекомендациям на основе двух критериев: стоимости последствия рискового события, выраженной в виде потери времени, нефти и денежных средств, и вероятности возникновения

рискового события, определенной на основе экспертного опроса ведущих специалистов, непосредственно задействованных в реализации проекта освоения месторождения СВН.

5. В результате ранжирования процессов фазы реализации проектов освоения месторождений СВН все процессы данной фазы проекта были разделены на 3 группы: с допустимым риском (значение ранга от 1-5); с критическим риском (значение ранга от 6-10); с катастрофическим риском (значение ранга от 11-15).

6. Мониторинг и контроль процессов фазы реализации проектов освоения месторождений СВН предлагается осуществлять согласно предложенному алгоритму, в котором принятие тех или иных управленческих решений зависит от отнесения процессов после заполнения контрольных карт Исполнителями контроля к одному из следующих видов: результативный, нерезультативный, неуправляемый.

4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ С УЧЕТОМ ПРЕДЛОЖЕННОЙ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ ПРОЦЕССНОГО УПРАВЛЕНИЯ

4.1 Формирование организационной структуры управления проектом освоения месторождений СВН

В значительной степени результат проекта зависит от используемой при его реализации организационной структуры управления. Распространенное определение понятия организационной структуры управления гласит, что – это комплекс различных элементов компании (должностей, структурных подразделений) и взаимосвязей между ними, согласно которым на предприятии осуществляются административные процессы (разработка, обоснование, принятие, согласование и реализация управленческих решений) [35].

Деятельность российских и иностранных ученых, таких как: И.Х. Ансофф, А.Р. Алавердова, Л.А. Базилевич, А.В. Бандурина, Валуев С.А., В.Р. Веснина, Ю.В. Богатин, И.Я. Кац, П. Друкер, Мильнер Б.З. и др. посвящена вопросам изучения, формирования, функционирования и развития структур управления как предприятия, так и проекта, в частности. Труды В.М. Архипова, А.А. Беляева, О.С. Виханского, И.И. Мазура, В.Д. Шапиро и др. содержат сформулированные принципы и подходы с последовательным описанием шагов разработки организационных структур управления проектами. Несмотря на это, вопросы формирования организационной структуры управления сложными, уникальными и крупномасштабными проектами, как освоение месторождения СВН, с учетом отличительных характеристик и условий реализации данных проектов, оказывающих значительное влияние на эффективность их управления, а также обоснования эффективности используемой организационной структуры управления по сегодняшний день остаются нерешенными.

В данном пункте диссертационного исследования была изучена типовая структура управления процессами разработки, эксплуатации нефтяных залежей и взаимодействия участников в рамках обычного проекта освоения нефтяного месторождения, принятая в ряде нефтяных компаний, в том числе в ПАО «Татнефть». Автором были проанализированы функции и роли ее участников, их права, сферы ответственности и обязанностей, а также порядок их взаимодействия.

Типовая структура управления проектом разработки залежей нефти состоит из большого числа служб, отделов исполнительного аппарата (ИА) компании и ее структурных подразделений, функционально задействованных в организации разработки и эксплуатации залежей СВН по направлениям деятельности и выглядит, согласно рисунку 4.1.

Согласно представленной типовой организационной структуры, управление реализацией проекта разработки нефтяного месторождения представляется как целостная система, состоящая из разных структурных подразделений одной компании, каждое из которых занимается работой по своему направлению деятельности. При решении проектных задач разработки традиционных запасов углеводородов, как правило, компания не сталкивается с трудностями и следует уже регламентированному порядку действий, основываясь на многолетнем опыте работы. Большая ответственность при этом возложена на структуру нефтегазодобывающих управлений (НГДУ), которые осуществляют основную часть работы и имеют в своем штате хорошо обученных и опытных технологов, разработчиков и т.д., самостоятельно принимают управленческие решения в ходе работы с пластом в рамках делегированных им полномочий, а также структуры и департаменты ИА компании, которые курируют работу как НГДУ, так и остальных членов рабочей группы.



Рисунок 4.1 –Типовая организационная структура управления проектом освоения нефтяного месторождения

Источник: [105]

Как уже отмечалось ранее, а также в [24, 94, 95, 103, 104] освоение месторождения СВН для российских нефтедобывающей компании является новым направлением деятельности, во многом отличным от проектов по освоению традиционных запасов нефти.

В данном случае управление реализацией проекта освоения СВН на основе традиционной организационной структуры управления будет препятствовать его успешной реализации по следующим причинам:

1. Вследствие отсутствия опыта разработки месторождения СВН с применением требуемых технологий возникает необходимость обучения специалистов компании. НГДУ не хватает компетенций в самостоятельном решении новых вопросов, что приводит к появлению нескольких центров ответственности: НГДУ, ИА, научно-технические центры (НТЦ) и т.д., каждый из которых вырабатывает свой алгоритм решения той или иной задачи и проблемы. Такое распределение решения задач по разным центрам ответственности затрудняет выполнение и контроль проектных процессов и процедур, ухудшает прозрачность информационных и ресурсных потоков.

2. Специалисты, задействованные в реализации проекта, находясь в разных структурных подразделениях, территориально разобщены друг от друга значительным расстоянием, что снижает степень их кооперации в выполнении работ, усложняет коммуникацию, затрудняет проведение регулярных совещаний, снижает скорость информационно-документационного обеспечения, отсюда снижается и оперативность принятия решений.

3. В структуре управления отсутствует единый центр ответственности, который бы управлял, осуществлял контроль за деятельностью всего проекта, аккумулировал и анализировал всю информацию о ходе его реализации.

Решением вышеперечисленных проблем может стать формирование организационной структуры управления проектом освоения СВН путем реорганизации традиционной структуры управления проектом освоения месторождения нефти и создания единого центра ответственности за проект освоения месторождения СВН в лице центра управления добычей СВН

(ЦУДСВН), а также перераспределения обязанностей и конкретизации функции подразделений, участвующих в проекте. Таким образом, организационная структура управления проектом освоения залежей СВН будет выглядеть согласно рисунку 4.2.

Потребность в создании ЦУДСВН связана с тем, что освоение месторождения СВН является сложным информационным и технологическим проектом, для эффективного управления которым необходимо обеспечить максимальную интеграцию между всеми участниками проекта, точное перераспределение потоков информации и оперативное принятие управленческих решений исполнителями.

Как видно из рисунка 4.2, организационная структура управления проектом освоения залежей СВН включает в себя три уровня — стратегический, оперативный и уровень выполнения проекта.

На стратегическом уровне согласовываются и утверждаются цели, задачи и этапы проекта. Здесь же необходимо осуществлять планирование и утверждение необходимых ресурсов (финансовых, материально-технических, трудовых), а также прогнозировать ожидаемые результаты по каждому этапу проекта, что позволит в дальнейшем оценивать и корректировать ход работ. Ответственность за выполнение перечисленные функции стратегического управления возлагаются на топ-менеджеров предприятия в лице генерального директора компании, заместителя генерального директора по добыче нефти и газа, директора ЦУДСВН.

Главные задачи оперативного уровня — это осуществление руководства реализацией проекта, квартальное и месячное планирование ресурсов и работ, контроль за исполнением бюджета, а также организация взаимодействия участников в рамках проекта в целом. На этом же уровне происходит распределение функций между участниками проекта, а также организация и контроль сопровождения. В обязанности ЦУДСВН на данном этапе входит работа с пластом - определение режима работы скважин, закачка пара, добыча жидкости и т.д.

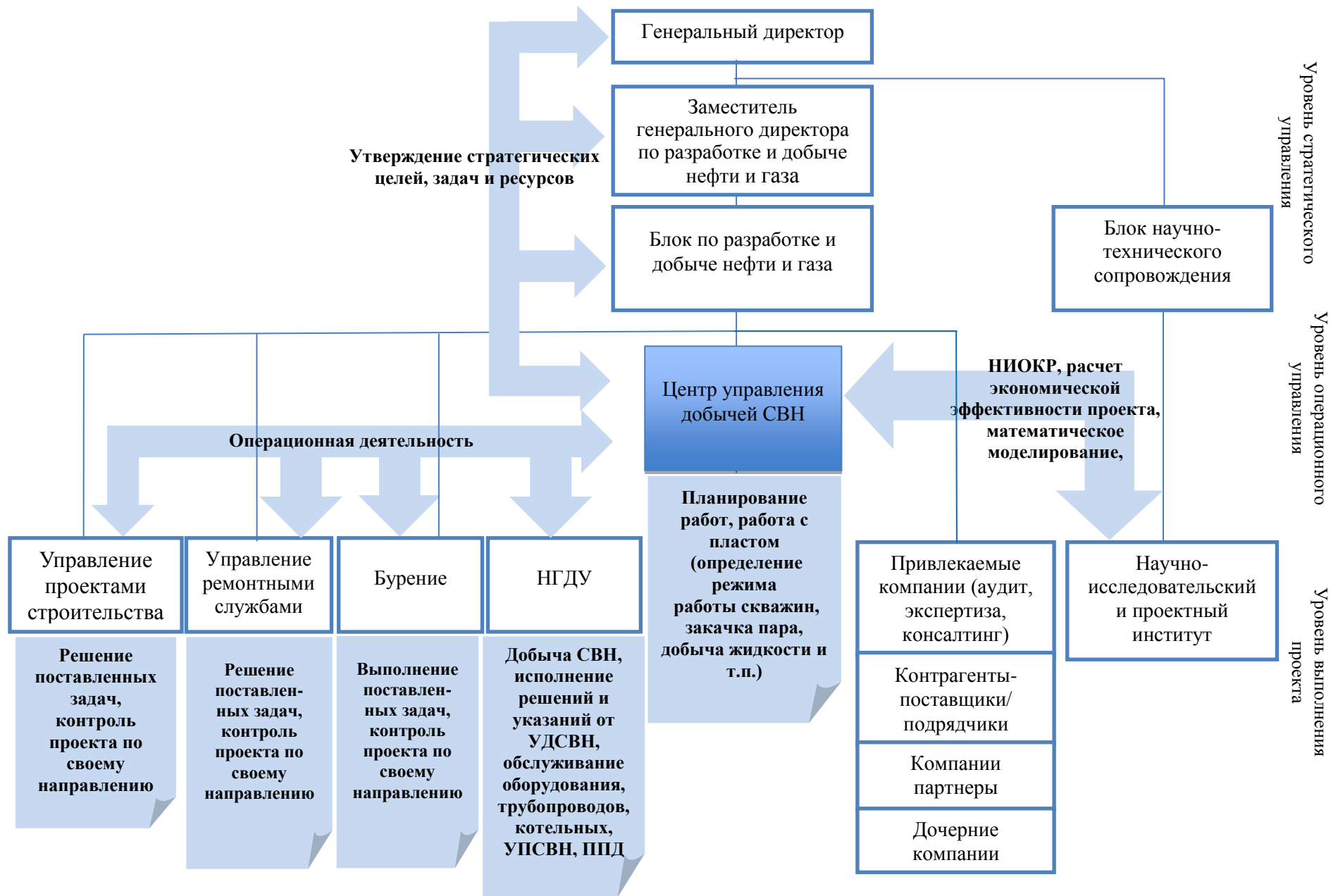


Рисунок 4.2 - Организационная структура управления проектом освоения месторождения СВН

Источник: разработано автором на основе [105, 106]

На уровне выполнения проекта расположены структурные подразделения предприятия, в состав которых входят: управление ремонтными службами, буровые подразделения, нефтегазодобывающие управления, научно-исследовательский и проектный институт, а также внешние участники.

В обязанности ЦДУСВН на данном этапе входит работа с пластом - определение режима работы скважин, закачка пара, добыча жидкости и т.п.

Основными функциями буровых и сервисных подразделений являются выполнение поставленных перед ними ЦДУСВН задач и контроль проекта по своим направлениям.

Если ранее НГДУ самостоятельно решали задачи по эксплуатации пласта месторождения, определяли технологических параметры режима работы скважин и т.д., то с созданием единого центра ответственности освоения залежей СВН работа данного управления при реализации проекта освоения СВН осуществляется согласно принятым решениям и указаниям ЦДУСВН, а именно операционная деятельность в виде добычи СВН, поддержании пластового давления, обслуживания оборудования, трубопроводов, котельных, установок подготовки СВН и т.п.

4.2 Оценка управленческого и экономического эффекта организационной структуры управления проектом разработки и освоения месторождения СВН

Для анализа эффективности организационной структуры управления проектом освоения месторождения СВН на примере процесса согласования решения об изменении технологического режима работы скважин СВН, в одной из нефтяных компаний, эксплуатирующих залежь СВН, ключевым показателем процесса был выбран показатель оперативности работы участников проекта при принятии решения и его согласовании.

Согласно правилам разработки и эксплуатации нефтяного месторождения [22], выбор технологического режима работы скважин является одним из

наиболее важных решений, принимаемых в процессе проектирования и эксплуатации скважин. Правильность расчета и своевременность корректирования режима работы скважин в ходе их эксплуатации обеспечивает получение предусмотренных технологическими проектными документами объемов отбора жидкости и газа, а также соблюдение условий их надежной эксплуатации.

Решение об изменении технологического режима работы скважин СВН принимается коллегиальным совещанием компетентных в данной области специалистов, в результате которого принимается решение об увеличении (уменьшении) объемов закачки пара и отбора жидкости. Решение вступает в силу закрепленное протоколом и полностью согласованное всеми членами совещания. Таким образом, от оперативности принятия решения и согласования протокола совещания по выбору режима работы скважин (далее протокол) зависит оперативность реализации работ. При технологии добыче СВН длительное ожидание изменения параметров работы скважины приводит к ее остыванию (перегреву) и, как следствие, к упущению добычных возможностей и возникновению дополнительных затрат на ликвидацию последствий [107, 108].

Анализ предоставленных для изучения протоколов одной из компаний, реализующей проект освоения месторождения СВН показал, что процесс согласования данного протокола по традиционной организационной структуре управления проектом освоения месторождения, в среднем будет осуществляться в 7 этапов. С помощью векторного графического редактора Visio данный процесс был смоделирован и представлен в работе, как показано на рисунке 4.3.

С момента подготовки протокола исполнителем и до последней визы, в среднем, проходит 23 часа 30 минут. Именно данный промежуток времени принят автором за среднее время согласования протокола.

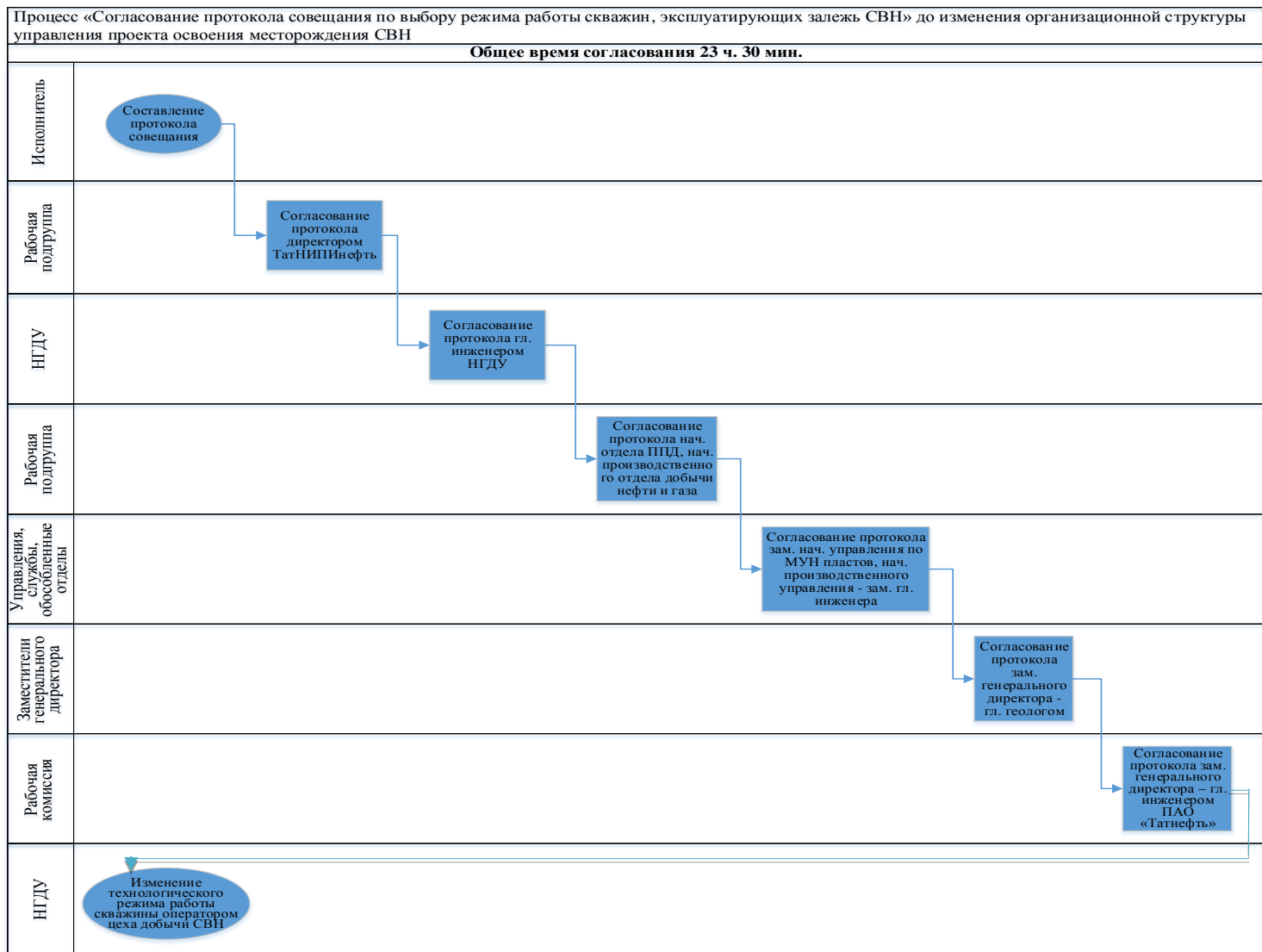


Рисунок 4.3 - Функциональная блок - схема процесса согласования протокола совещания по выбору режима работы скважин СВН по традиционной структуре управления проектом освоения месторождения

Источник: разработано автором на основе данных одной из компаний, реализующих проекты освоения месторождений СВН

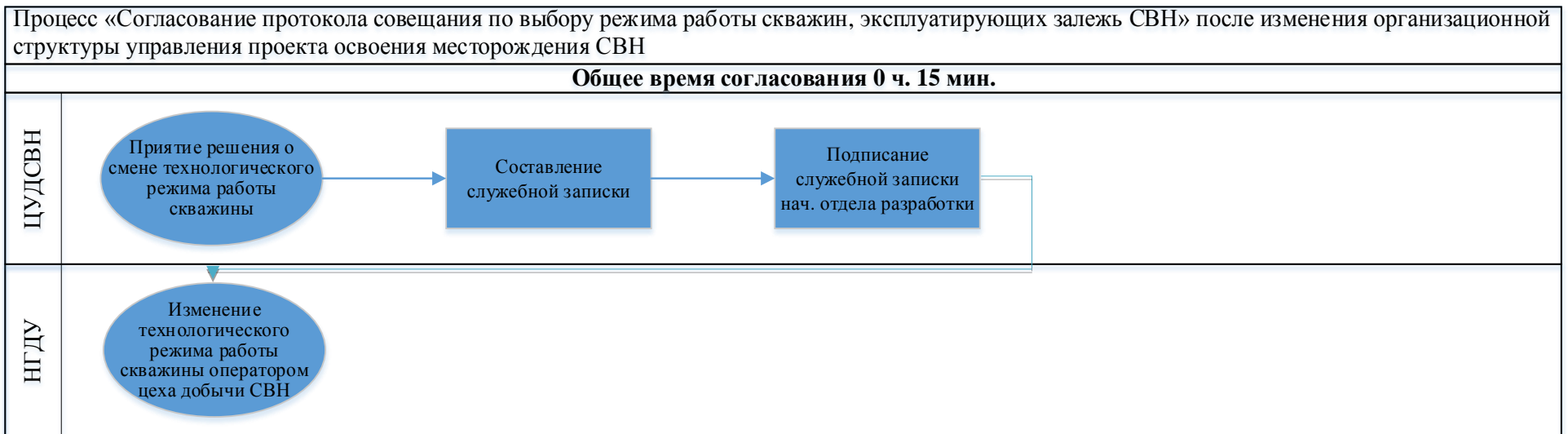


Рисунок 4.4 - Функциональная блок - схема процесса согласования протокола совещания по выбору режима работы скважин, эксплуатирующих залежь СВН согласно усовершенствованной организационной структуре управления проектом освоения месторождения СВН

Источник: разработано автором

Согласно организационной структуре управления проектом освоения месторождения СВН, решение об изменении режима работы скважин СВН в рамках ЦУДСВН будет возлагаться на уполномоченных компетентных специалистов данного структурного подразделения. Принятое решение достаточно будет оформить служебной запиской, завизированной начальником отдела разработки и директором ЦУДСВН, и напрямую направить на исполнение в НГДУ (Рисунок. 4.4). При этом совокупное среднее время подготовки решения, его согласования и отправка на исполнение, в среднем, будут занимать около 15 минут.

Таким образом, экономия времени при согласовании принятого решения по изменению параметров работы скважин по разработанной организационной структуре управления проектом освоения СВН составляет 23 часа 15 минут. Это означает, что принятое решение поступает на исполнение быстрее, т.е. минимизируются потери нефти, возникшие в результате перегрева или остывания ствола скважины, а также затраты на восстановление оптимального температурного режима работы скважины.

Далее был выполнен расчет экономического эффекта от использования сформированной организационной структуры управления проектом освоения СВН в виде возможной дополнительной годовой добычи СВН ($Q_{\text{доп}}$) в результате сокращения времени согласования решения об изменении режима работы скважины, а также предотвращенных дополнительных затрат ($Z_{\text{доп}}$) на закачку пара для ликвидации остывания ствола скважины по формулам (4.1) и (4.2). В основу расчета были приняты данные официальных источников информации, а также данные о среднесуточной добыче СВН и затратах на закачку пара одного из поднятий Ашальчинского месторождения СВН.

Для удобства расчета часовые параметры были переведены в минуты, а среднесуточный дебит в среднечасовое значение (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета дополнительной добычи СВН в результате экономии времени согласования решения по изменению режима работы скважины

Наименование показателя, ед. измерения	Символьное обозначение показателя	Значение показателя
Время согласование решения, согласно организационной структуре управления проектом освоения месторождения СВН ПАО «Татнефть», мин.	t_1	1410
Время согласование решения, согласно усовершенствованной организационной структуре управления проектом освоения месторождения СВН, мин.	t_2	15
Разница между t_1 и t_2 (экономия), мин.	Δt	1395
Среднее значение объема добычи СВН в час на Ашальчинском поднятии, т./час.	$Q_{\text{час}}$	47,9
Коэффициент потери СВН в результате вовремя нескорректированного режима работы, д. ед.	k	0,5
Среднее значение потерянному объему СВН в результате вовремя нескорректированного режима работы 10% скважин от всего эксплуатационного фонда скважин Ашальчинского поднятия с учетом k , т./час.	$Q_{\text{потеря}}$	2,395
Количество принимаемых решений по изменению режима работы скважин в год, раз.	N	24
Цена на нефть марки Urals (на 06.09.2016 по данным Investing.com Россия & Trading View), долл./барр.	Ц_{Urals}	44,67
Коэффициент перевода из тонн в баррели для российской нефти марки Urals, барр./т.	$K_{\text{пер}}$	7,28
Цена одной тонны СВН (определена с учетом коэффициента перевода из тонн в баррели), долл./т.	$\text{Ц}_{\text{СВН}}$	325,2
Курс доллара США к рублю (по курсу ЦБ РФ на 06.09.2016), руб.	-	64,76
Стоимость 1 т. пара, тыс. руб.	$\text{Ц}_п$	1,04

Дополнительная добыча СВН ($Q_{\text{доп}}$) в результате возможной экономии времени была найдена по формуле:

$$Q_{\text{доп}} = \frac{N \times \Delta t}{60} \times Q_{\text{потеря}}, \quad (4.1)$$

где: 60 – количество минут в одном часу, мин.

Подставляя данные, получено:

$$Q_{\text{доп}} = \frac{24 \times 1395}{60} \times 2,395 = 1336,41 \text{ т./год (или 28 145 тыс. руб./год)}$$

Опыт добычи СВН нефтяниками ПАО «Татнефть» позволяет утверждать, что за 23 часа 15 минут скважина в среднем может остыть на 15°C по стволу, в результате чего для восстановления ее температурного режима работы в течение 7 дней подряд в скважину необходимо будет производить и закачивать на 30 тонн пара больше.

Дополнительные затраты на производство и закачку пара для ликвидации остывания ствола скважины в год в стоимостном выражении равны:

$$Z_{\text{доп}} = 30 \times 7 \times \Pi_{\text{п}} \times N \times n, \quad (4.2)$$

где: 30 – дополнительное количество тонн пара, требуемое для ликвидации остывания ствола одной скважины на 15°C , т.;

7 – количество дней, в течение которого в скважину необходимо закачивать пар, дни.

n – количество скважин в протоколе согласования режима работы скважин Ашальчинского поднятия.

Подставив данные, получено:

$$Z_{\text{доп}} = 30 \times 7 \times 1,04 \times 246 = 31\,450 \text{ тыс. руб.}$$

Совокупный экономический эффект (Э) от повышения скорости согласования решения об изменении технологического режима работы скважины по структуре управления проектом освоения месторождения СВН в виде суммы выручки от реализации СВН и экономии затрат на производство и закачку пара для ликвидации остывания ствола скважины с учетом налога на прибыль составит 41143 тыс. руб.:

$$\text{Э} = (B - Z + Z_{\text{доп}}) - \text{НП}, \quad (4.3)$$

где: B – выручка от реализации $Q_{\text{доп}}$ с учетом экспортной пошлины (700,5 руб./т.);

Z – сумма затрат на добычу и реализацию $Q_{\text{доп}}$, тыс.руб.

НП – налог на прибыль, %.

Подставив данные, получено:

$$\Xi = (28145-937-14166+31450) - 8898 = 35594 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, сформированная организационная структура проекта освоения месторождения СВН, позволит предприятиям эффективно управлять подобными уникальными и крупномасштабными проектами с учетом отсутствия опыта и навыков работы с данными залежами нефти, а также характерных им специфических особенностей.

4.3 Оценка экономической эффективности инвестиционного проекта освоения Ашальчинского месторождения СВН

В данном пункте работы представлены результаты оценки экономической эффективности инвестиционного проекта освоения Ашальчинского месторождения СВН (далее месторождение СВН) в трех вариантах, а именно:

- базовый, под которым понимается оценка экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН в формате «как есть»;
- оценка экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН с учетом последствий рискованных событий процессов фазы реализации проекта;
- оценка экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН с учетом эффекта, получаемого от использования сформированной организационной структуры управления проектом освоения СВН в виде возможной дополнительной годовой добычи СВН в результате сокращения времени согласования решения об изменении режима работы скважины, а также предотвращенных дополнительных затрат на закачку пара для ликвидации остывания ствола скважины.

Все расчеты были выполнены по методике оценки эффективности инвестиционных проектов бывшего заместителя министра экономики РФ (1994-2000) – доктора экономических наук Коссова В.В. [109]. Выбранная

методика утверждена государственными экономическими и финансовыми службами (Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике) и позволяет учесть особенности оценки эффективности инвестиционных проектов в современных условиях развития экономики России.

Данные для расчета были получены автором, как из официальных источников информации, так и от компании, разрабатываемой данное месторождение СВН.

Как уже отмечалось ранее, полная разработка Ашальчинского месторождения СВН рассчитана на 27-30 лет и была начата в 2006 году. В ходе работы автором было принято решение выполнить расчет экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН, начиная с этапа его промышленной разработки и до полного(возможного)извлечения запасов (2015-2036 гг.).

Исходные данные, принятые к расчету представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Исходные данные для оценки экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН

Наименование показателя	Ед.изм.	Значение
Цена реализации СВН (приравнена к средней стоимости нефти марки Urals за 2015 г.)	долл./барр	51,23
Ставка вывозной таможенной пошлины:		
- 2015 г. (для СВН)	долл./т	174,800
- 2016 г. и далее (для СВН)	долл./т	169,700
- 2017 – 2036 гг. (для нельготируемой нефти)	долл./т	105,900
Средний курс доллара США к рублю за 2015 г. (по данным ЦБ РФ)	руб./долл.	61,3
Коммерческие расходы	долл./т	27,200
Капитальные вложения, всего (без НДС)	млн.руб.	91253
Добыча жидкости, всего	тыс.т.	213755
Расходы на производство и реализацию продукции, всего:	млн.руб.	301175,364
Затраты из прибыли (ликвидация скважин), всего	млн.руб.	2432
Норма амортизации скважин	%	9,2
Норма дисконтирования	%	10
Налог на прибыль	%	20
Коэффициент эксплуатации, $K_{\text{э}}$	д.ед.	0,975
Коэффициент падения добычи, $K_{\text{пд}}$	д.ед.	0,985

Ставка вывозная таможенной пошлины была рассчитана в соответствии с пунктом 4 статьи 3.1 Закона РФ от 21.05.1993 N 5003-1 (ред. от 28.12.2016) «О таможенном тарифе» [87] по соответствующей формуле:

$$C_{\text{ВТП}} = (Ц - 182,5) \times K + 29,2, \quad (4.4)$$

где $C_{\text{ВТП}}$ - ставка вывозной таможенной пошлины;

Ц - средняя цена на нефть сырую марки Urals на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за период мониторинга;

К - приростной коэффициент;

182,5 и 29,2 – пороговые значения уровня доллара США за 1 т. нефти сырой, в соответствии с подпунктом 4 пункта 4 статьи 3.1 Закона РФ от 21.05.1993 N 5003-1 (ред. от 28.12.2016) «О таможенном тарифе».

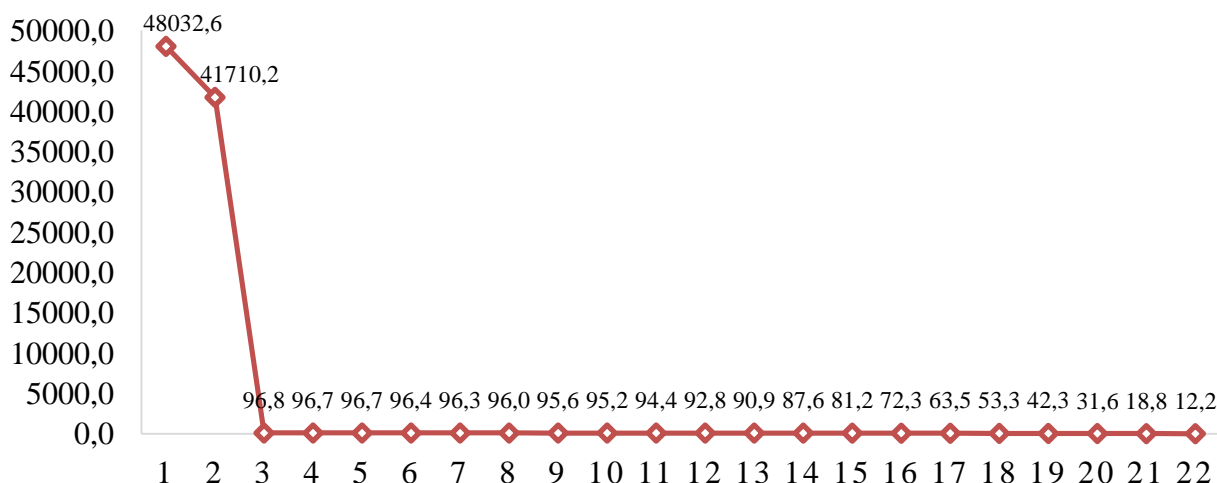


Рисунок 4.5 – Динамика капитальных вложений проекта освоения месторождения СВН за весь период промышленной разработки (2015-2036 гг.), млн. руб.

Источник: разработано автором на основе данных компании

Структура капитальных вложений на освоение и разработку месторождения СВН состоит из затрат на: установки для ремонта скважин с техническим оснащением бригад, основные средства для добычи СВН, объекты нефтепромысловой инфраструктуры, замену оборудования не входящее в смету строительства (ОНВСС), выкуп земельных участков, а также непредвиденные расходы.

Объем добычи жидкости отражает суммарный объем добытой из месторождения нефти и воды.

Валовая добыча СВН отражает суммарную массу СВН, сдаваемая потребителю с учетом расходов на собственные нужды нефтегазодобывающего предприятия (нефть, находящаяся в технологическом оборудовании), а также потерь.

Товарная нефть представляет собой разницу между валовой добычей и потерь, связанных с ее промысловой подготовкой.

На рисунке 4.6 представлена динамика показателей объемов жидкости, валовой и товарной нефти, добываемой на месторождении СВН.

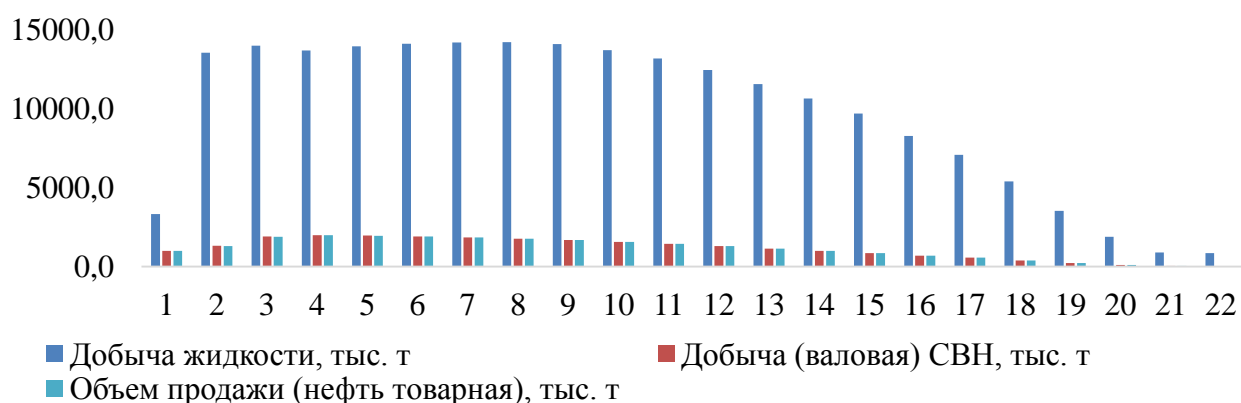


Рисунок 4.6 – Динамика показателей объемов добычи жидкости, валовой и товарной СВН проекта освоения и разработки месторождения СВН за весь период промышленной разработки (2015-2036 гг.), тыс. т.

Источник: разработано автором на основе данных компании и собственных расчетов

В свою очередь, объем продажи делится на льготируемый и нельготируемый (Рисунок 4.7). Как уже отмечалось ранее с 2012 года в силу вступил льготный экспортный режим 10/10/10 (Постановление №700-р от 3.05.2012 г.) в рамках которого для нефти вязкостью выше 10000 мПа*с применяется пониженная ставка экспортной пошлины на уровне 10% от базовой величины сроком на 10 лет (с 1.07.2012 г. по 1.07.2022 г.).

Таким образом, период реализации добытой СВН с 2015 года по середину 2022 года (1 - середина 8 годы промышленной разработки) является льготируемым.

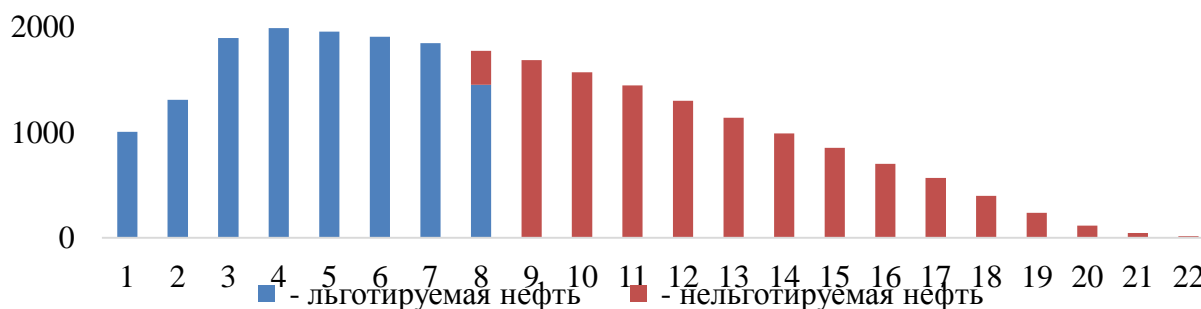


Рисунок 4.7 – Льготируемый и нелготируемый объем товарной нефти проекта освоения и разработки месторождения СВН за период промышленной разработки, тыс. т.

Источник: разработано автором на основе данных компании и собственных расчетов

В расходах на производство и реализацию продукции были учтены такие затраты, как: на производство и закачку пара, условно-переменные, условно-постоянные, оплата труда, страховые взносы, оценочные скважины без спуска эксплуатационной колонны (с последующей ликвидацией), а также коммерческие расходы при экспорте. На рисунке 4.8 представлена структура распределения данных затрат в общей сумме всех расходов на производство и реализацию продукции проекта освоения и разработки месторождения СВН за весь срок реализации.

Затраты на ликвидацию геологоразведочных, эксплуатационных скважин учтены как расходы из прибыли.

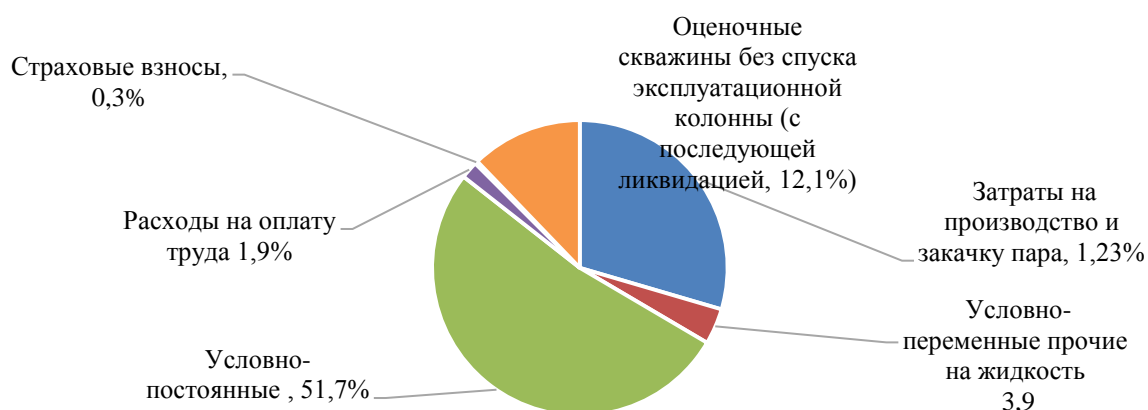


Рисунок 4.8 – Структура расходов на производство и реализацию продукции проекта освоения и разработки месторождения СВН за весь срок промышленной разработки, %

Источник: разработано автором на основе данных компании и собственных расчетов

Коэффициент эксплуатации скважин показывает относительную длительность работы эксплуатационных скважин и рассчитан по формуле:

$$K_{\text{Э}} = \frac{C_{\text{Э}}}{C_{\text{ЧД}}}, \quad (4.5)$$

где $K_{\text{Э}}$ - коэффициент эксплуатации скважин, д. ед.;

$C_{\text{Э}}$ - суммарное время работы скважин, скв. - мес. (720 час. или 30 сут.);

$C_{\text{ЭД}}$ - суммарное календарное время работы действующего фонда скважин, скв. - мес.

Коэффициент падения добычи на данном месторождении определен геологическим отделом ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» по кривым производительности скважин, построенным на основании полученных отчетных геолого-статических данных.

Итоговые показатели базовой оценки экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН представлены в сводной таблице 4.3. Более подробный расчет представлен в Приложении Ж.

Таблица 4.3 - Итоговые показатели базовой оценки экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН

Наименование показателей, ед.изм.	Нормативное значение	Значение, полученное в результате расчета
Чистый доход диск. (ЧДД), млн.руб.	>0	14609
Индекс доходности дисконтированных затрат (ИДДЗ), д.ед.	> 1	1,060
Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДДИ), д.ед.	> 1	1,190
Дисконтированный срок окупаемости, лет	< T*	7,36

*T-срок жизни проекта, лет

Таким образом, учитывая все трудности в реализации данного крупномасштабного проекта, в том числе отсутствие опыта, согласно значениям итоговых показателей базового расчета, проект по освоению и разработке Ашальчинского месторождения СВН в принятых условиях является эффективным, т.е. приносит доход, а его капитальные вложения рентабельны. В первую очередь, об этом свидетельствует показатель ЧДД, который за весь расчетный период получился положительным и составил 14609 млн.руб. ИДДЗ и ИДДИ проекта больше единицы, что показывает эффективность использования капитала данного инвестиционного проекта. Существенное

влияние на экономическую эффективность инвестиционного проекта, в том числе, оказывают государственные преференции в виде налоговых льгот.

Оценка экономической эффективности инвестиционного проекта освоения Ашальчинского месторождения СВН с учетом последствий рискованных событий процессов фазы реализации проекта

В ПАО «Татнефть» для расчета эффективности внедрения процессного управления в 2014 году был разработан корпоративный документ «Методика по управлению проектом внедрения процессного управления в ПАО «Татнефть». В соответствии с данной методикой эффективность внедрения процессного управления оценивается повышением эффективности управления деятельностью предприятия, а эффект заключается в степени достижения установленных целей проекта при сокращении управленческих затрат (снижении трудоемкости обработки управленческой информации, сокращении управленческого персонала, сокращении сроков обработки информации, сокращении потерь рабочего времени управленческого персонала за счет улучшения организации труда и т.д.). Приведение в работе эффективности применения процессного управления в виде сокращения вышеперечисленных показателей представляет трудность при отсутствии реального внедрения данного инструмента менеджмента на практике.

Так как в проекте по освоению Ашальчинского месторождения СВН на годовую добычу 2 млн.т. нефти в 2018 году в условиях ограниченного действия налоговых льгот ключевыми параметрами в достижении цели являются сроки и объем добычи нефти, то основными показателями повышения эффективности реализации данного проекта являются:

- 1) увеличение объемов и темпов добычи СВН;
- 3) повышение производительности труда;
- 4) снижение себестоимости добычи СВН;
- 5) предотвращение и снижение последствий рискованных событий.

Принимая во внимание повышение контроля, а значит управляемости процессов в результате применения в их работе процессного управления одним из получаемых эффектов может быть увеличение объемов и темпов добычи СВН посредством предотвращения рискованных событий. В связи с чем в диссертации рассматривается влияние последствий рискованных событий на ход реализации проекта в достижении главной цели через расчет экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН с учетом последствий рискованных событий процессов фазы реализации проекта, последствия которых, согласно результатам ранжирования, определены как «критические» и «катастрофические» (A1.3.3, A2, все подпроцессы процесса A5 и A6, A 8.1, A9 или оранжевые и красные процессы Приложения В, а также подробно описанные в пункте 3.2 данной работы)[110]. Это такие риски, как: неполное цементирование стволов скважин, некорректное и (или) неполное проведение комплекса работ по бурению, отбору и исследованию керна, получение недостаточного объема геологических данных, задержка изготовления и поставки оборудования и строительных материалов, невыполнение времени планового монтажа оборудования и т.д. (подробно было описано ранее в таблице 3.1).

Так, в результате выполнения данных рискованных событий вышеперечисленных процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН совокупные потери нефти составят 2193,6 тыс. т., а стоимостные потери (затраты на прогрев пласта в результате остановки действующего фонда и ремонт двух перекачивающих насосов транспортной системы месторождения СВН) составят 300,5 млн. руб.

На рисунке 4.9 показано изменение показателей выручки от реализации СВН и расходов на производство и реализацию продукции с учетом последствий рискованных событий вышеперечисленных процессов.

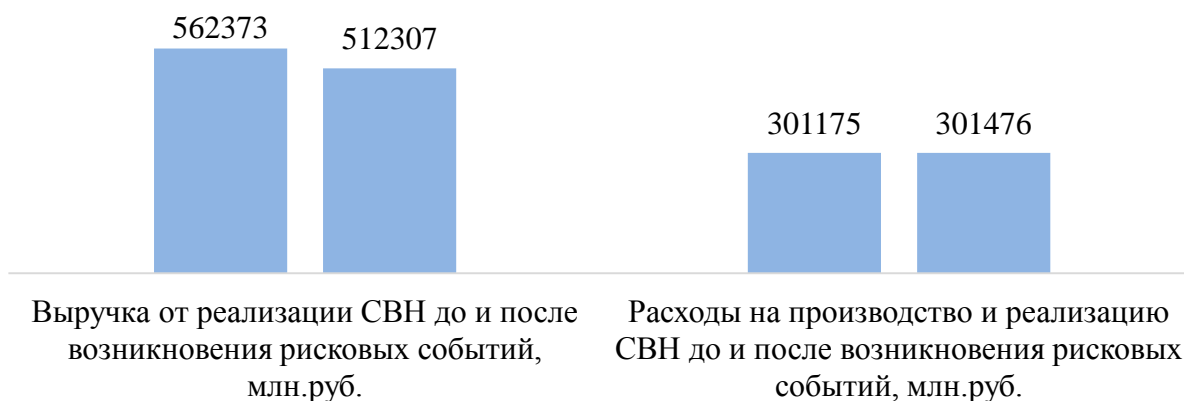


Рисунок 4.9 – Динамика изменения выручки от реализации СВН и расходов на производство и реализацию продукции (СВН) до и после возникновения рисков событий процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН, млн. руб.

Источник: разработано автором на основе собственных расчетов

Далее в таблице 4.4 представлена тенденция изменения результирующих показателей оценки экономической эффективности инвестиционного проекта освоения и разработки месторождения СВН. Наиболее подробный расчет представлен в Приложении И.

Таблица 4.4 - Итоговые показатели оценки экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН до и после возникновения рисков событий процессов фазы реализации

Наименование показателей, ед.изм.	До (базовый проект)	После (проект с учетом последствий рисков событий)	Отклонение (+,-)
Чистый доход дисконтированный (ЧДД), млн.руб.	14609	-16648	-31257
Индекс доходности дисконтированных затрат (ИДДЗ), д.ед.	1,060	0,951	-0,109
Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДДИ), д.ед.	1,190	0,847	-0,343
Дисконтированный срок окупаемости, лет	7,36	>22	>14,64

Расчет показал, что в результате возникновения рисков событий процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН основные условия эффективности инвестиций данного проекта не выполняются: ЧДД проекта принимает отрицательное значение, а ИДДЗ и ИДДИ меньше единицы.

Таким образом, данный инвестиционный проект становится неэффективным, а инвестиции в него нецелесообразными.

Оценка экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН с учетом эффекта, получаемого от использования сформированной организационной структуры управления проектом освоения СВН

При данной оценке экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН был учтен эффект в виде возможной дополнительной годовой добычи СВН в результате сокращения времени согласования решения об изменении режима работы скважины, а также предотвращенных дополнительных затрат на закачку пара для ликвидации остывания ствола скважины.

Расчет дополнительной добычи СВН, а также предотвращенных дополнительных затрат был выполнен на весь срок реализации проекта аналогично пункту 4.2, исходя из условия, что реализация проекта освоения месторождения СВН по разработанной для него в пункте 4.1 организационной структуре управления начата в 2017 году и будет использована до конца разработки месторождения. Таким образом, за период 2017-2036 гг. дополнительная добыча СВН за весь срок реализации проекта составит 71,8 тыс. т. СВН, а предотвращенные затраты на дополнительный прогрев стволов скважин составит 3976,8 млн. руб.

На рисунке 4.10 представлена динамика изменения выручки от реализации СВН и расходов на производство и реализацию продукции (СВН) до и после изменения организационной структуры управления проектом освоения месторождения СВН.

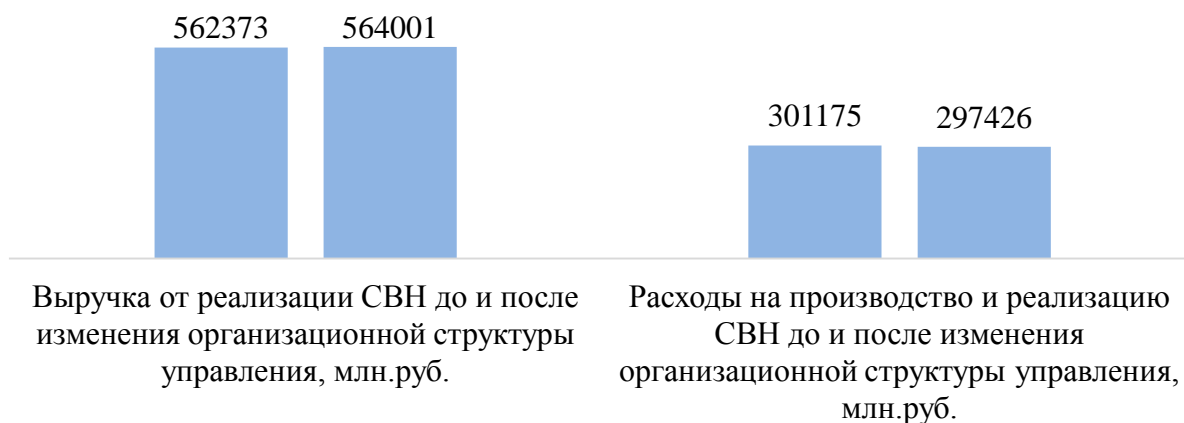


Рисунок 4.10 - Динамика изменения выручки от реализации СВН и расходов на производство и реализацию продукции (СВН) до и после изменения организационной структуры управления проектом освоения месторождения СВН, млн. руб.

Источник: разработано автором на основе собственных расчетов

В результате чего показатели экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН примут значения, представленные в таблице 4.5. Наиболее подробный расчет представлен в Приложении К.

Таблица 4.5 - Итоговые показатели оценки экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН до и после изменения организационной структуры управления

Наименование показателей, ед.изм.	До (базовый проект)	После (с учетом эффектов от принятой организационной структуры)	Отклонение (+,-)
Чистый доход диск. (ЧДД), млн.руб.	14609	16372	1763
Индекс доходности дисконтированных затрат (ИДДЗ), д.ед.	1,060	1,066	0,006
Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДДИ), д.ед.	1,190	1,209	0,019
Дисконтированный срок окупаемости, лет	7,36	7,25	-0,11

Таким образом, организационный и экономический эффект от изменения организационной структуры управления проектом освоения месторождения СВН будет способствовать повышению экономической эффективности проекта в целом: ЧДД проекта за весь период реализации увеличится на 1763 млн. руб. и составит 16372 млн. руб., ИДДЗ и ИДДИ также увеличатся и составят 1,066 и

1,209 д. ед. соответственно, а дисконтированный срок окупаемости проекта сократиться с 7,36 до 7,25 лет.

Общая динамика изменения итоговых показателей всех трех вариантов оценки экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН представлена в сводной таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сводная таблица итоговых показателей трех вариантов оценки экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН

Наименование показателей, ед.изм.	I вариант Базовый проект	II вариант Проект с учетом последствий рисков событий	III вариант Проект с учетом эффектов от принятой организационной структуры
Чистый доход диск. (ЧДД), млн.руб.	14609	-16648	16372
Индекс доходности дисконтированных затрат (ИДДЗ), д.ед.	1,060	0,951	1,066
Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДДИ), д.ед.	1,190	0,847	1,209
Дисконтированный $T_{ок}$, лет	7,36	>22	7,25

Наглядно на рисунке 4.11 представлены значения ЧДД в динамике по годам всех трех вариантов расчета экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН.

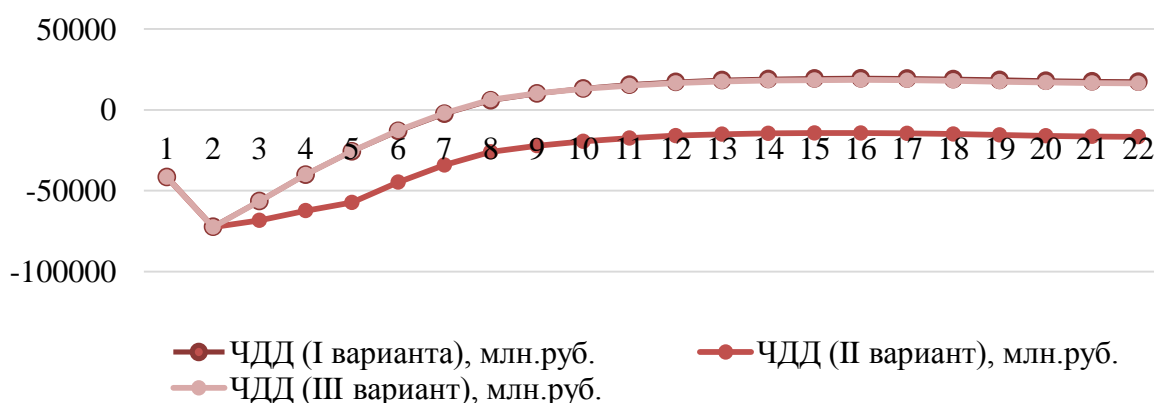


Рисунок 4.11 – Сводная динамика ЧДД по годам трех вариантов расчета экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН, млн. руб.

Источник: разработано автором на основе собственных расчетов

Сравнивая итоговые показатели экономической эффективности инвестиционного проекта освоения и разработки месторождения СВН, можно

сделать вывод, что возникновение рисков событий процессов фазы реализации данного проекта окажут негативное влияние на реализацию проекта, сделав его экономически неэффективным на каждом шаге расчетного периода. В свою очередь, рассчитанные автором работы эффекты от реализации проекта освоения месторождения СВН по предложенной организационной структуре управления, наоборот, позволят повысить эффективность данного проекта.

Выводы по главе 4

1. Реализацию проектов по освоению и разработке месторождений СВН целесообразно осуществлять согласно организационной структуре, сформированной на основе типовой структуры управления реализацией проектов по разработке традиционных источников углеводородов с выделением ЦУДСВН, а также с учетом особенностей проектов СВН и отсутствия опыта по их реализации у российских нефтедобывающих компаний.

2. Сформированная организационная структура управления проектом освоения месторождения СВН с выделенным ЦУДСВН способствует увеличению скорости согласования принятых решений и вступления последних в реализацию, вследствие чего предотвращаются возможные потери нефти, а также затраты на ликвидацию последствий возможных рисков событий, что способствует повышению экономической эффективности проекта в целом.

3. Учитывая все трудности в реализации данного крупномасштабного проекта, в том числе отсутствие опыта, согласно значениям итоговых показателей базового расчета, проект по освоению и разработке месторождения СВН в принятых условиях является эффективным, т.е. приносит доход, а его капитальные вложения рентабельны: ЧДД за весь расчетный период получился положительным, а ИДДЗ и ИДДИ проекта больше единицы, что укрупненно показывает устойчивость инвестиционного проекта в целом к возможным незначительным отклонениям денежных поступлений и затрат от

спрогнозированных значений и эффективность использования капитала данного инвестиционного проекта.

4. Поскольку ключевыми параметрами в достижении цели проектов освоения месторождений СВН в условиях ограниченного действия налоговых преференций государства являются сроки и объем добычи нефти, то основными показателями повышения эффективности реализации данных проектов являются: увеличение объемов и темпов добычи нефти; повышение производительности труда; снижение себестоимости добычи СВН.

5. Итоговые показатели оценки экономической эффективности инвестиционного проекта освоения и разработки месторождения СВН показали, что возникновение рисков событий процессов фазы реализации данного проекта окажут негативное влияние на реализацию проекта, сделав его экономически неэффективным на каждом шаге расчетного периода.

6. Принимая во внимание повышение контроля, а значит управляемости процессов фазы реализации проекта освоения месторождения СВН в результате применения в их работе процессного управления одним из получаемых эффектов может быть увеличение объемов и темпов добычи СВН посредством предотвращения рисков событий данных процессов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно-исследовательскую работу, связанную с решением актуальных проблем нефтяной промышленности России по повышению эффективности реализации проектов освоения месторождений ТРИЗ, в частности освоения месторождений СВН.

В ходе исследования были получены следующие научные и практические результаты:

1. Проанализированы состояние, проблемы и основные перспективы развития нефтяной промышленности России в области освоения месторождений СВН.

2. На основе анализа теоретических и практических аспектов применения проектного и процессного подходов к управлению деятельностью предприятия, а также при реализации проектов освоения нефтяных месторождений российскими и зарубежными компаниями обоснована и доказана необходимость и возможность применения процессного управления при освоении месторождений СВН.

3. По результатам анализа проблем, препятствующих успешной реализации существующих на сегодняшний день проектов освоения месторождений СВН, их специфических особенностей, а также оценки экономической эффективности одного из таких проектов идентифицированы и систематизированы в единую систему КПЭ показатели, влияющие на эффективность реализации данных проектов.

4. Определены основные бизнес-процессы освоения месторождений СВН, на основе которых разработана система бизнес-процессов фазы реализации проекта освоения месторождений СВН.

5. Разработан алгоритм использования процессного управления при реализации проектов освоения месторождений СВН, детально описывающий последовательность шагов, необходимых для методически грамотного

применения данного инструмента менеджмента на каждом этапе жизненного цикла данных проектов.

6. Сформирована структура управления проектом освоения и разработки месторождения СВН, а также выполнен расчет управленческого и экономического эффектов от ее применения в данных проектах.

7. Выполнена оценка экономической эффективности реализации проекта освоения месторождения СВН, в том числе с учетом последствий рискованных событий процессов фазы реализации проекта и эффектов, полученных от использования сформированной организационной структуры управления проектом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Основные показатели работы нефтяной отрасли в 2016 году [Электронный ресурс] URL: <http://minenergo.gov.ru/node/910>
2. Виноградова, О. Нефть и газ мира: открытия 2015 / О. Виноградова // Журнал ПАО «Татнефть» «Нефть и жизнь». – 2016. - № 2 (102). - С.2-4.
3. Прогноз экономического развития России в 2015-2018 годах [Электронный ресурс]: Официальный сайт ВЭБ. URL: <http://www.veb.ru/common/upload/files/veb/analytics/macro/progn201511.pdf>
4. Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики РФ [Электронный ресурс] URL: <http://www.gks.ru>
5. Официальный сайт Федеральной таможенной службы РФ [Электронный ресурс] URL: <http://www.customs.ru>
6. Лисовский, Н.Н. О классификации трудноизвлекаемых запасов / Н.Н. Лисовский, Э.М. Халимов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2005. - № 1. - С.17-19.
7. Об итогах социально-экономического развития российской федерации в 2016 году» (редакция от 02.2017) [Электронный ресурс]: Официальный сайт Министерства экономического развития РФ. URL: <http://economy.gov.ru/wps/wcm/connect/9056bb04-390c-47f9-b47f-8e3b061bc7b8/monitor1-12.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=9056bb04-390c-47f9-b47f-8e3b061bc7b8>
8. Официальный сайт ФГБУ Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса «ЦДУ ТЭК» [Электронный ресурс] URL: <http://www.cdu.ru>
9. Проект Энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года (редакция от 21.09.2016) [Электронный ресурс]: Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1920>
10. Импортзамещение в нефтегазовом комплексе России. [Электронный ресурс] URL: <http://www.oilandgasforum.ru/data/files/Files%200315/Novak.pdf>

11. Об утверждении Программы развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на 2006-2020 годы (принят ГС РТ 22.12.2006) [Электронный ресурс]: закон РТ от 13 января 2007 № 7-ЗРТ (с изм. № 96-ЗРТ от 30.11.2011.) // СПС Право.ru. URL: <http://docs.pravo.ru/document/view/4950791>

12. Хисамов, Р.С. «Трудные» богатства / Р.С. Хисамов // Нефть и жизнь. – 2014. - № 4 (88). - С.17-19.

13. Мехеев, Е.В. Экономические аспекты развития проекта освоения месторождений сверхвязкой нефти в Республике Татарстан / Е.В. Мехеев [и др.] // Материалы международной научно-практической конференции «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов» 2-3 сентября 2015 г. – Казань. - С.202-204.

14. Яртиев, А.Ф. Высоковязкие нефти и природные битумы: государственное участие в повышении эффективности разработки месторождений. Часть 1 [Электронный ресурс] / А.Ф. Яртиев // Neftegaz.RU. – 2013. URL: <http://neftegaz.ru/science/view/936-Vysokovyazkie-nefti-i-prirodnye-bitumy-gosudarstvennoe-uchastie-v-povyshenii-effektivnosti-razrabotki-mestorozhdeniy.-Chast-1>

15. Грачев, И.Д. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений / И.Д. Грачев // Экологический вестник России. – 2014.-№6. - С.22-28.

16. Мотина, Л.И. Эффективность налогового стимулирования разработки нефтяных месторождений / Л. И. Мотина, Р. С. Хисамов. – Казань: Центр инновационных технологий, 2014. - 192 с.

17. Яртиев, А.Ф. Природные битумы – уникальное энергетическое сырье / А.Ф. Яртиев // Вестник Казанского технологического университета– 2012. – Т.15. - №12. - С.293-297.

18. Официальный сайт ПАО «ЛУКОЙЛ» [Электронный ресурс] URL: <http://www.lukoil.ru/Company/CorporateProfile>

19. Методы разработки вязких и высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах [Электронный ресурс]URL: <https://wudger.ru/cg/razrabotka-i->

ekspluatatsiya-neftyanyx-i-gazovyx-skvazhin/metod-razr-vysokvyazk-neft-karbonat-kollek.htm

20. Малофеев, В. В. Геологическое обоснование повышения эффективности освоения месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана автореф. дис. ... канд.: геолого-минералогических наук: 25.00.12 / Владимир Вячеславович Малофеев. – Москва, 2011. - 24 с.

21. Сажин В.В. Трудноизвлекаемые запасы и «тяжелые нефти» России / В.В. Сажин, Селдинас И., Сажин В.Б. // Успехи в химии и химической технологии: сб. науч. тр. – Т. XXII. – № 12 (92). – М.: РХТУ им. Д.И. Менделеева. – 2008. - С.56-68.

22. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений – М.: Миннефтепром, – 1987. - 61 с.

23. Официальный сайт ПАО «Татнефть» [Электронный ресурс] URL: <http://www.tatneft.ru>

24. Череповицын, А.Е. Процессное управление как инструмент повышения эффективности разработки и освоения месторождений сверхвязкой нефти / А.Е. Череповицын, Е.В. Ишкова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015. - № 11. - С.42-46.

25. Перспективы разработки нефтеносных песков Канады [Электронный ресурс] URL: <http://canada.by/2010/09/23/perspektivy-razrabotki-neftenosnyx-peskov-kanady.html>

26. Романов Г.В. О целевой республиканской программе комплексного освоения месторождений тяжелых нефтей и природных битумов Республики Татарстан / Г.В. Романов // Георесурсы. –2012. - № 4 (46)- С.34-36.

27. Макаревич, В.Н. Ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения / В.Н. Макаревич, Н.И. Искрицкая, С.А. Богословский // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т.5. - №2. - С.1-3.

28. Об утверждении стратегии развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2030 года (принят ГС РТ

10.06.2015) [Электронный ресурс]: закон РТ от 17.06.2015 N 41-ЗРТ // Консультант Плюс. URL:

<http://www.consultant.ru/regbase/cgi/online.cgi?req=doc;base=RLAW363;n=96336#>

0

29. Большая Советская Энциклопедия. 3-е изд. –М.: Эксмо, 2008. – 672 с.

30. Kaplan, R.S. The Balanced Scorecard – Measures that Drive Performance / R.S. Kaplan, D. Norton // Harvard Business Review. – 1992. –Т.70. - №1. – P.71-79.

31. Kaplan, R.S. Linking the Balanced Scorecard to Strategy / R.S. Kaplan, D. Norton // California Management Review.– 1996. –Т.39. - №1. –P.53-79.

32. Каплан, Р.С. Сбалансированная система показателей: От стратегии к действию: пер. с англ. / Р.С. Каплан, Д. П. Нортон, – 2-е изд., испр. и доп. - М.: Олимп-Бизнес, 2006. - 320 с.

33. Мехеев, Е.В. Анализ влияния основных технологических и экономических параметров на эффективность эксплуатации нефтяных скважин / Е.В. Мехеев, Л.И. Мотина, К.А. Денисова // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть». - М.: «Нефтяное хозяйство». 2016. - Вып. 84. - С. 278-283.

34. Моррис, П.У.Г. Управление проектами / П.У.Г. Моррис, Д. И. Клилэнд, Р. А. Лундин, [и др.] / под ред. Пинто, Дж. К. – СПб.: Питер, 2004. - 463 с.

35. Мазур, И.И. Управление проектами: Учебное пособие / И.И. Мазур, В. Д. Шапиро, – 6-е изд., – М.: Изд-во «Омега Л», 2010. - 960 с.

36. Тарасюк, Г.М. Управление проектами: учебн. пособ. / Г.М. Тарасюк. – К.: Каравела, 2004. - 344 с.

37. PMBOK GUIDE 5. Руководство к своду знаний по управлению проектами. – 5 изд. – 2013. - 614 с.

38. ГОСТ Р 54869-2011. Национальный стандарт Российской Федерации. Проектный менеджмент. Требования к управлению проектом; введ. 2012-09-01. – М.: Стандартинформ, 2012. - 12 с.

39. ГОСТ ISO 9000-2011. Межгосударственный стандарт. Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь; введ. 2013-01-01. – М.: Стандартиформ, – 2012. - 43 с.

40. Котов, Д.В., Ефимова О.Ю., Полещук М.С., Зараменская Е.А. Механизмы управления инновационными проектами в нефтегазовом комплексе России / Д.В. Котов [и др.]. - Уфа: ООО «Монография», 2014. - 176 с.

41. Котов Д.В. Механизмы экономической оценки и управления реализацией инновационных проектов вертикально-интегрированных нефтяных компаний в современных условиях / Д.В. Котов, О.Ю. Ефимова, М.С. Полещук // Нефтегазовое дело. – 2013. – Том 11. - № 4. - С.191-200.

42. Badiru, A.B. Project Management for the Oil and Gas Industry: A World System Approach / A.B. Badiru, S.O. Osisanya. – CRC Press, Taylor&Francis Group, 2013. - 781 p.

43. Nava, R. Large project management in oil and gas [Электронный ресурс] / R. Nava, Rivolta T.–Bain & Company, 2013. URL: <http://www.bain.com/publications/articles/large-project-management-in-oil-and-gas.aspx>

44. Управление проектами в бурении нефтяных скважин [Электронный ресурс]: Официальный сайт PM Expert. URL: http://www.pmexpert.ru/library/pm-world/drilling_of_oil.php

45. Либерзон, В.И. Корпоративное управление проектами в России [Электронный ресурс] / В.И. Либерзон. URL: <http://www.spiderproject.com/ru/images/img/pdf/corppm.pdf>

46. Либерзон, В.И. Основы управления проектами / В.И. Либерзон. – М.: Нефтяник, 1997. - 150 с.

47. Данилушкина, А.В. Вехи и выходы: управление крупными проектами в «Газпром нефти» [Электронный ресурс] / А.В. Данилушкина // Сибирская нефть. – 2013. URL: <http://www.up-pro.ru/library/project-management/project/gazpromneft.html>

48. Нетреба, П. «Роснефть» начала освоение Ванкорского кластера [Электронный ресурс] / П. Нетреба // «Известия»: газета – 2016. - № 63 (29555).

URL: <http://izvestia.ru/Newspaper>

49. Киселев, С.В. Первый арктический: применение проектного управления в ходе освоения Приразломного месторождения [Электронный ресурс] / С.В. Киселев // Сибирская нефть – 2014. - №116 (ноябрь). URL:

<http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2014-november/1104917/>

50. Официальный сайт British Petroleum Company [Электронный ресурс]

URL: <http://www.bp.com>

51. Официальный сайт Royal Dutch Shell [Электронный ресурс] URL:

<http://www.shell.com>

52. Официальный сайт Exxon Mobil [Электронный ресурс] URL:

<http://corporate.exxonmobil.com>

53. Официальный сайт Focus Energy Ltd [Электронный ресурс] URL:

<http://focusenergy.co.in>

54. Официальный сайт Total Canada [Электронный ресурс] URL:

<http://ca.total.com/en-us>

55. Официальный сайт Connacher Oil & Gas Limited [Электронный ресурс] URL: <http://www.connacheroil.com>

56. Официальный сайт Conoco Phillips [Электронный ресурс] URL:

<http://www.conocophillips.com/Pages/default.aspx>

57. Официальный сайт [Suncor Energy](http://www.suncor.com) [Электронный ресурс] URL:

<http://www.suncor.com>

58. Официальный сайт Devon Canada Corporation [Электронный ресурс]

URL: <http://www.devonenergy.com>

59. Официальный сайт Wintershall AG [Электронный ресурс]

URL: <http://www.wintershall.com>

60. Официальный сайт Chevron Corporation [Электронный ресурс]

URL: <https://www.chevron.com>

61. ГОСТ ISO 9001-2011. Межгосударственный стандарт. Системы менеджмента качества. Требования; введ. 2013-01-01. – М.: Стандартинформ, – 2012. – 27 с.

62. Репин, В.В. Бизнес-процессы. Моделирование, внедрение, управление / В.В. Репин. – М.: Изд-во «Манн, Иванов и Фербер», 2013. - 480 с.

63. Повышение результативности СМК посредством внедрения процессного подхода [Электронный ресурс] URL: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2012/thesis/s017/s017-104.pdf>

64. СКУ 2-04-115-09-2014. Стандарт корпоративного управления. Управление процессами в ОАО «Татнефть»; введ. 2014-02. – Альметьевск. – 2014. – 51 с.

65. Ивлев, В.А. Процессное управление. Российский опыт [Электронный ресурс] / В.А. Ивлев, Т.В. Попова // Бизнес-Ключ. – 2016. - №8. URL: http://www.bkworld.ru/archive/y2006/n08-2006/n08-2006_6.html

66. Гарипов, А.К. Опыт процессного управления [Электронный ресурс] / А.К. Гарипов // Нефтяная газета ОАО «Татнефть». – 2013. - №11. URL: <http://www.gazeta.tatneft.ru/news/show/11064>

67. Официальный сайт ОАО «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс] URL: <http://www.surgutneftegas.ru/ru/press/news/item/580/>

68. Программа повышения производительности труда на предприятиях производственной группы ОАО «Татнефть» (2013- 2020 гг.); введ. 2013-06-01. – Альметьевск. – 2013 - 115 с.

69. Татнефть - РемСервис: инструментарий управления пополнился процессным подходом [Электронный ресурс] URL: http://www.up-pro.ru/library/repair/toir_efficiency/processny-podhod.html

70. Официальный сайт ООО «ТаграС-РемСервис» [Электронный ресурс] URL: <http://tagras-rs.ru>

71. Официальный сайт ПАО «ГМК «Норильский никель» [Электронный ресурс] URL: <http://www.nornik.ru>

72. Эффективное управление на «живых» примерах [Электронный ресурс] // National Business.– 2010. URL:<http://www.parma-telecom.ru/upload/2010-03-Conference.pdf>

73. Годовой отчет ПАО «Роснефть» за 2011 год [Электронный ресурс] URL: http://kgo.rcb.ru/2012/otchet/rosneft_otchet_rus_2011.pdf

74. Официальный сайт Calpine Canada Energy Corporation [Электронный ресурс] URL:<http://www.calpine.com>

75. Chakrabarty, S. BPM for Structural Integrity Management in Oil and Gas Industry [Электронный ресурс] / S. Chakrabarty. – 2015. URL: <https://www.infosys.com/industries/oil-and-gas/white-papers/Documents/structural-integrity-management.pdf>

76. Willoughby, S. BPM in Oil, Gas, and Energy [Электронный ресурс] / S. Willoughby. – 2015. URL: <http://www.igrafx.com/blog/2015/11/12/bpm-in-oil-gas-and-energy>

77. Kimberling, E. Business Process Reengineering Lessons From the Oil and Gas Industry [Электронный ресурс] / E. Kimberling. – 2015. URL: <http://panorama-consulting.com/business-process-reengineering-lessons-from-the-oil-and-gas-industry/>

78. Wonderware Skelta BPM For the Oil & Gas Industry [Электронный ресурс] URL: http://www.wonderware.fi/pdf/Wonderware_SkeltaBPM_Oil_and_Gas_en_0215.pdf

79. Chauhan, N. Safety and Health Management System in Oil and Gas Industry [Электронный ресурс] / N. Chauhan. URL: <http://www.wipro.com/documents/safety-and-health-management-system-in-oil-and-gas-industry.pdf>

80. Silke, L. Is Business Process Management obsolete in a world of «Everything as a Service»? [Электронный ресурс] / L. Silke // Accenture energy blog. – 2016. URL: <https://www.accenture.com/us-en/blogs/blogs-business-process-management-oil-gas>

81. Череповицын, А.Е. Концептуальное видение стратегии инновационного развития топливно-энергетического комплекса / А.Е. Череповицын, Н.В. Смирнова, Т.А. Пикалова // Экономика и предпринимательство. – 2014. - №12. – С.111-118

82. Борисов, С.А. Сравнительный анализ проектного и процессного подходов в управлении инновационной деятельностью / С.А. Борисов, А.Ф. Плеханова // Российское предпринимательство. – 2013. - № 13 (235). – С. 91-96.

83. Назмутдинова, С. С. Повышение эффективности деятельности геофизического предприятия на основе процессно-проектного управления: дис. ... канд. экономических наук: 08.00.05 / Назмутдинова Сабина Салаватовна. – Санкт-Петербург, 2015. - 137 с.

84. О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации [Электронный ресурс]: федеральный закон от 27.07.2006 N 151-ФЗ (ред. от 24.11.2014) // СПС Консультант Плюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_61800/

85. О внесении изменений в отдельные законодательные акты Республики Татарстан о налоге на имущество организаций" (с изменениями и дополнениями) (ГС РТ 05.11.2009) [Электронный ресурс]: закон РТ от 26 ноября 2009 N 52-ЗРТ (ред. от 05.07.2010) // СПС ГАРАНТ. URL: <http://base.garant.ru/8153711/>

86. О налоге на имущество организаций (ГС РТ 28.05.2012) [Электронный ресурс]: закон РТ от 11 июня 2012 №31-ЗРТ // Архив документов Республики Татарстан. – 2017. URL: <http://tatarstan-gov.ru/doc/56303>

87. О таможенном тарифе [Электронный ресурс]: федеральный закон РФ от 21.05.1993 N 5003-1 (ред. от 28.12.2016) // СПС Консультант Плюс. URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=210035&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.8050725161590877#0>

88. О классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, определенных на основе показателей проницаемости коллекторов и вязкости нефти [Электронный ресурс]: Постановление Правительства РФ от 03.05.2012 N 700-п // СПС Консультант Плюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_129372/

89. Ежемесячный отчет УРПС ОАО «Татнефть» о ходе работ по проекту «Разработка залежей сверхвязких нефтей на годовую добычу 2 млн. тонн» за октябрь 2014. – Альметьевск. – 2014. - 65 с.

90. Ибатуллин, Р.Р. Развитие новых технологий для добычи высоковязких нефтей и природных битумов [Электронный ресурс] / Р.Р. Ибатуллин. – 2016. URL: <http://www.enerconng.ru/common/img/uploaded/exhibitions/enercon/doc/2013/02.pdf>

91. Ашальчинское месторождение [Электронный ресурс] URL: http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/tatarstan_respublika/ashalchinskoe/26-1-0-1020

92. Месторождение «Ашальчинское» [Электронный ресурс] URL: <http://oilgasinform.ru/science/fields/ashalchinskoe/>

93. Годовой отчет ПАО «Татнефть» за 2015 год (утвержден Советом директоров ПАО «Татнефть» 25.05.2016) [Электронный ресурс]: Официальный сайт ПАО «Татнефть». URL: http://www.tatneft.ru/storage/block_editor/files/7b015fcff5f44cdcc6b1373b537161c29397b5ac.pdf

94. Ишкова, Е.В. Процессное управление как инструмент повышения эффективности разработки и освоения месторождений сверхвязкой нефти / Е.В. Ишкова, А.Е. Череповицын // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы межрегиональной научно-технической конференции 02-03 ноября 2015 г. – Ухта: Изд-во ФГБОУ ВПО «УГТУ». 2015. - С.121-125.

95. Ишкова, Е.В. Сравнительный анализ проектного и процессного подходов к управлению деятельностью предприятия / Е.В. Ишкова // Экономика и предпринимательство. – 2016. - № 5. - С.704-710.

96. Ишкова, Е.В., Череповицын А.Е. Разработка системы процессов и ключевых показателей эффективности проекта освоения месторождения сверхвязкой нефти / Е.В. Ишкова, А.Е. Череповицын // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: сб. материалов международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан 28-29 октября 2016 г. – Альметьевск: ГБОУ ВО «АГНИ». 2016. – Т.2. - С.442-446.

97. Хаммер, М., Чампи Дж. X 18 Реинжиниринг корпорации: Манифест революции в бизнесе: пер. с англ. / М. Хаммер, Дж. Чампи, – СПб.: ФГБОУВ СПбГУ, 1997. - 332 с.

98. Официальный сайт Investing.com Россия & Trading View [Электронный ресурс] URL: <http://ru.investing.com/>

99. Официальный сайт ЦБ РФ [Электронный ресурс] URL: <http://www.cbr.ru/>

100. Пармендер, Д. Ключевые показатели эффективности. Разработка, внедрение и применение решающих показателей / Д. Пармендер. – М.: Олимп-Бизнес, 2008. - 288 с.

101. Система KPI (Key Performance Indicator): разработка и применение показателей бизнес-процесса. Показатели эффективности [Электронный ресурс] URL: <http://www.businessstudio.ru/procedures/business/kpi/full/>

102. Нив, Г.Р. Пространство доктора Деминга: Пер. с англ. – М: МГИЭТ (ТУ), 1996. - 344 с.

103. Ишкова, Е.В. Формирование организационной структуры управления проектом освоения месторождения сверхвязкой нефти / Е.В. Ишкова, А.Е. Череповицын // Современные проблемы экономики: проблемы и решения. – 2016. – Т.8.- С.33-45.

104. Ishkova, E.V. Process Management as an Instrument for Efficiency Improvement of the Viscous Oil-Field Development (On the Base of Ashalchinskoye

Deposit, PJSC «Tatneft») / E.V. Ishkova // Scientific Reports on Resource Issues – Freiberg: TUBAF. 2016. – Volume 1 - P.477-478.

105. Положение (актуализированное) о взаимодействии участников проекта по управлению процессами разработки и эксплуатации залежей сверхвязких нефтей (СВН) ОАО «Татнефть»; введ. 2014-04-02. – Альметьевск. – 2014. – 34 с.

106. Смыков, В.В. Особенности организации добычи высоковязких нефтей при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / В.В. Смыков, Р.Х. Халимов, Р.Х. Саитгараев, Р.М. Разетдинов, М.Т. Ханнанов, Ю.Р. Курамшин. – Ижевск: Изд-во ООО ИД «АЛЬФА», 2013. - 486 с.

107. Мехеев, Е.В. Экономические условия увеличения добычи высоковязких нефтей в Республике Татарстан / Е.В. Мехеев, А.Ф. Яртиева, Ю.П. Кемаева // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: материалы международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина 7-8 сентября 2016 г. - Казань: в 2 т. - Казань: Ихлас. 2016. - Т.2. - С.251-254.

108. Мехеев, Е.В. Модель прогнозирования экономической целесообразности строительства добывающей скважины / Е.В. Мехеев // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2011. - № 4. - С.28-31.

109. Коссов, В.В. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. – М.: ОАО «НПО» Изд-во «Экономика», 2000. – 421 с.

110. Ишкова, Е.В. Повышение эффективности реализации проектов освоения месторождений сверхвязкой нефти на основе применения процессного подхода к управлению / Е.В. Ишкова, А.Е. Череповицын // 71-я международная молодежная научная конференция «Нефть и газ - 2017» 18-20 апреля 2017 г. – Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 2016. – Т.3. - С.185.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Основные стандарты в области управления проектами

Наименование стандарта, разработчик	Краткая характеристика	Страны распространения
Project Management Body of Knowledge (PMBOK), США	<ul style="list-style-type: none"> - является руководством к своду знаний по управлению проектами в виде совокупности профессиональных знаний по управлению проектами, признанных в качестве стандарта; - может применяться по отношению к большинству проектов; - описывает десять областей знаний, которыми должен обладать руководитель проекта; - каждая область знаний рассматривается в отдельности, описывается её процессы входов и выходов; - процессы областей знаний представлены в виде дискретных элементов, которые имеют четко определенные границы 	США, Россия, ЮАР, Финляндия, Швеция, Дания, Норвегия, Литва
C-PMBOK, Китай, South African NQF4 (ЮАР)	<ul style="list-style-type: none"> - разработан под реалии Китая на основе PMBOK 	Китай
Project In Controlled Environments (PRINCE2), Великобритания	<ul style="list-style-type: none"> - первоначально разработан как стандарт для ведения государственных it-проектов Великобритании; - на данный момент используется как универсальный метод управления проектами 	Великобритания, Бельгия, Хорватия, Польша
A Guidebook of Project and Program Management for Enterprise Innovation (P2M), Япония	<ul style="list-style-type: none"> - руководство по управлению инновационными проектами и программами предприятий с целью поддержки сложных инновационных идей и их интеграции с областями деятельности предприятия 	Япония, Южная Корея
NASA Project Management, США	<ul style="list-style-type: none"> - является внутренним стандартом Национального управления по воздухоплаванию и исследованию космического пространства (NASA); - предназначен для управления космическими проектами 	США
V-Modell, Германия	<ul style="list-style-type: none"> - набор стандартов в области проектов, касающихся разработки новых продуктов (во многом схож с PRINCE2). 	Германия
Hermes, Швейцария	<ul style="list-style-type: none"> - в основном применяется для управления проектами в сфере информационных технологий; - при его разработке многое было взято из стандарта V-Modell 	Швейцария, Люксембург

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 - Устав проекта «Разработка залежей СВН на годовую добычу 2000 тыс. т. в 2018 году»

Название проекта	«Разработка залежей СВН на годовую добычу 2 млн. т. в 2018 году»	
Руководитель проекта	Начальник управления по добыче СВН	
Куратор проекта	Первый заместитель генерального директора по производству - главный инженер ПАО "Татнефть"	
Описание проекта	Проект предполагает...	
Цель проекта	Выйти на годовую добычу 2000 тыс. т. СВН в 2018 году	
Задачи проекта	<ul style="list-style-type: none"> – бурение 1098 оценочных скважин к 01.01.2016г.; – бурение 823 эксплуатационных скважин к 01.01.2016г.; – строительство объектов инфраструктуры, в том числе производственной базы. 	
Допущения	-	
Основные риски	<ol style="list-style-type: none"> 1. Не подтверждение запасов по оценочным скважинам. 2. Наличие СЗЗ на объектах разработки залежей СВН. 3. Отставание в поставке оборудования и строительстве объектов инфраструктуры. 4. Ограничение по сдаче объемов СВН в АК «Транснефть». 5. Ограничение по объемам предоставления газа ПАО «Газпром». 	
Ориентировочная стоимость проекта	99, 7 млрд. руб. (без НДС)	
Этапы проекта	Основное содержание этапа	Дата окончания
СВН-300	<p style="text-align: center;">Ашальчинское поднятие:</p> <ul style="list-style-type: none"> – бурение 122 оценочных скважин; – бурение 106 эксплуатационных скважин; – обустройство Ашальчинского месторождения СВН. V, VI этапы; – реконструкция УПСВН при УПСВ-7; – расширение узла подготовки и закачки ПДВ с 3000 м³/сут до 6000 м³/сут; – разработка АРМ АСУТП залежей СВН. 	2015 г.
СВН-800	<p style="text-align: center;">Северо-Ашальчинское поднятие:</p> <ul style="list-style-type: none"> – бурение 33 оценочных скважин; – бурение 32 эксплуатационных скважин; – обустройство Северо-Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения СВН; – строительство котельной «Северо-Ашальчинская»; – обустройство нагнетательных скважин Ивашкино-Малосульчинского месторождения; – строительство газопровода высокого давления с АГРС на Южно-Ашальчинском поднятии Ашальчинского месторождения. <p style="text-align: center;">Южно-Ашальчинское поднятие:</p> <ul style="list-style-type: none"> – бурение 77 оценочных скважин; – бурение 61 эксплуатационных скважин; – обустройство Южно-Ашальчинского месторождения СВН. I, II, III этапы. 	2016г.

Продолжение таблицы Б.1

	<p>Больше-Каменское поднятие:</p> <ul style="list-style-type: none"> – бурение 70 оценочных скважин; – бурение 57 эксплуатационных скважин; – обустройство Больше-Каменского поднятия Ашальчинского месторождения СВН. I, II этапы; – строительство подстанции 110/35/10 кВ №155 «Больше-Каменская». <p>Отдельные проекты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – СИКН-213; – СИКН-224; – Строительство РВС для аварийного приема СВН и ПДВ. 	
СВН-1600		
СВН-2000 (более 37 поднятий)	<ul style="list-style-type: none"> – бурение 796 оценочных скважин на 37 поднятиях; – бурение 567 эксплуатационных скважин на 37 поднятиях; – обустройство и строительство инфраструктуры на 11 поднятиях. 	2018г.
Регламентирующие документы, используемые для управления проектом	<p>1. Инструкция по управлению проектами, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, 2015 - 15 с.</p> <p>2. Положение (актуализированное) о взаимодействии участников проекта по управлению процессами разработки и эксплуатации залежей СВН, ОАО «Татнефть», Альметьевск, 2014 – 35 с.</p>	

ПРИЛОЖЕНИЕ В

КПЭ: 1 Годовая добыча СВН в 2018 году: 2 млн.т.

А0. Добыча 2 млн.т. нефти к 2018 году.
Директор ЦУДСВН

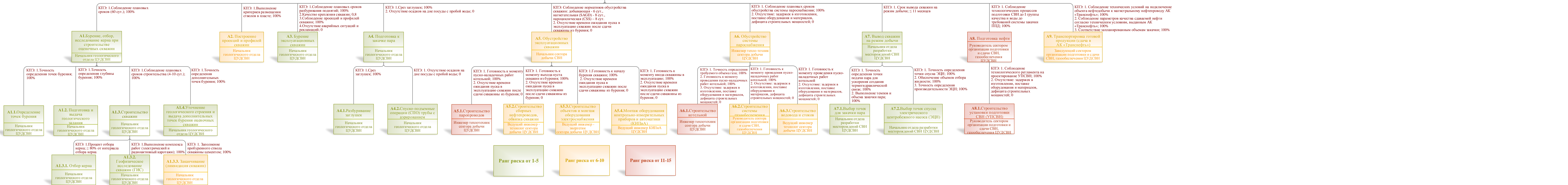


Рисунок А1 – Система процессов фазы реализации проекта освоения месторождений СВН

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Паспорт процесса

(наименование процесса)

№ процесса _____

Процесс сквозной: ДА/НЕТ

1. Участники процесса

№ п/п	Роль	Должность	ФИО
1.1.	Владелец		
1.2.	Потребитель(и)		
1.3.	Исполнитель(и) контроля		
1.4.	Участники эскалации		
1.5.	На особом контроле у руководства компании	Да/нет	
1.6.	На особом контроле у руководства структурного подразделения компании	Да/нет	

2. Ключевые показатели эффективности процесса

№ п/п	Наименование показателя	Плановое значение и условие результативности
2.1.		К ₁

3. Мониторинг процесса

3.1.	Дата первого мониторинга	
3.2.	Периодичность мониторинга	

4. Связанные процессы

4.1.	Номера процессов поставщиков (на входе)		
4.2.	Номера процессов поставщиков (на выходе)		

Подписи участников процесса

5.1.	Владелец процесса		
5.2.	Потребитель процесса		
5.3.	Исполнитель(и) контроля		
5.3.	Участники эскалации		

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

АНКЕТА ЭКСПЕРТНОГО ОПРОСА

с целью определения вероятности возникновения рисков события в процессах фазы реализации проекта освоения месторождения СВН

Должность эксперта: _____

Обратите внимание, что некоторые процессы содержат несколько видов риска, расставьте, пожалуйста, значение вероятности на каждый риск.

Наименование процесса	Рисковое событие процесса	Вероятность возникновения рисков события				
		0,1-0,2 очень малая	0,3-0,4 малая	0,5-0,6 средняя	0,7-0,8 высокая	0,9 очень высокая
А1. Бурение, отбор, исследование керна при строительстве оценочных скважин						
Определение и вынос точек бурения	Некорректное определение точки бурения					
Подготовка документации (план работ, геолого-технический наряд (ГТН), график бурения) и выдача геологического задания	Некорректное определение глубины бурения оценочных скважин					
Строительство скважины	1. Невыполнение сроков строительства 2. Некачественное проведение работ по строительству скважины					
Отбор керна	Отбор керна в размере меньше 80% от интервала отбора керна					
Геофизическое исследование скважин (ГИС)	Некачественное и (или) неполное проведение комплекса ГИС					
Заканчивание (ликвидация скважин)	Неполное цементирование стволов скважин					
Уточнение геологического строения и выдача дополнительных точек бурения оценочных скважин	Нехватка геологических данных для уточнения геологического строения					

Продолжение приложения Д

А2. Построение проекций и профилей эксплуатационных скважин						
Построение проекций и профилей эксплуатационных скважин	1.Некорректное и (или) неполное проведение комплекса работ по бурению, отбору и исследованию керна 2.Получение недостаточного объема геологических данных					
А3. Бурение эксплуатационных скважин						
Бурение	Авария (прихват бурового инструмента)					
А4. Подготовка к закачке пара						
Разбуривание заглушек	Неполный срез всех заглушек щелевого фильтра					
СПО трубы с аэрированием (чистка ствола скважины)	Выход из строя ЭЦН в связи с засорением его деталей шламом					
А5. Обустройство эксплуатационных скважин						
Строительство паропровода	Задержка изготовления и поставки оборудования и строительных материалов по причине несвоевременной подачи заявки в среднем на 3 месяца					
Строительство сборных нефтепроводов, обвязка скважин						
Строительство объектов и монтаж оборудования электроснабжения	1.Задержка изготовления и поставки оборудования и строительных материалов по причине несвоевременной подачи заявки в среднем на 3 месяца 2. Невыполнение планового времени монтажа (демонтажа)					
Монтаж оборудования КИПиА						

Продолжение приложения Д

А6. Обустройство системы пароснабжения						
Строительство котельной	Задержка изготовления и поставки оборудования и строительных материалов по причине несвоевременной подачи заявки в среднем на 3 месяца					
Строительство системы газообеспечения						
Строительство водовода и стоков						
А7. Вывод скважины на режим добычи						
Выбор точек для закачки пара и закачка пара	Некорректное (ошибочное) определение точек закачки пара					
Выбор точек спуска ЭЦН и получение объема жидкости	1.Некорректное определение точек спуска ЭЦН 2.Непопадание в выбранные точки установки ЭЦН при его спуске в скважину					
А8. Подготовка нефти						
Строительство установки подготовки СВН (УПСВН) и ее инфраструктуры	Задержка изготовления и поставки оборудования и строительных материалов по причине: 1.Несвоевременной подачи заявки в среднем на 3 месяца; 2. Поставщика.					
А9. Транспортировка готовой продукции (сдача в ПАО «АК «Транснефть»)						
Транспортировка СВН	1.Неполучение технического условия на подключение объекта нефтедобычи к магистральному нефтепроводу транспортной компании и (или) получение с параметрами объема и качества нефти отличными от требуемых					

Продолжение приложения Д

	2.Отказ перекачивающего оборудования, разгерметизация трубопровода при эксплуатации					
--	---	--	--	--	--	--

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Контрольная карта

(наименование процесса)

№ процесса _____

Наименование КПЭ процесса	Ед. изм.	План	Факт	Дата мониторинга	Результат мониторинга КПЭ: результативный/ нерезультативный/ нерегулируемый
1.					
2.					
...					

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Таблица Ж.1 – Базовый расчет экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Наименование показателей, ед.изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	Всего
Инвестиционная деятельность																							
Капитальные вложения, млн.руб.	48033	41710	97	97	97	96	96	96	96	95	94	93	91	88	81	72	63	53	42	32	19	12	91253
Операционная деятельность																							
Объем продажи (нефть товарная), тыс. т	1007	1310	1896	1990	1957	1908	1847	1774	1687	1571	1445	1299	1141	992	855	701	569	399	237	118	47	17	24768
-льготимуемая нефть	1007	1310	1896	1990	1957	1908	1847	1452	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13368
-нелюготируемая нефть	0	0	0	0	0	0	0	322	1687	1571	1445	1299	1141	992	855	701	569	399	237	118	47	17	11400
Цена продажи единицы продукции (внешний рынок), р./т	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	
в т.ч. вывозная таможенная пошлина (ЭП):																							
-льготимуемая нефть	1072	1040	1040	1040	1040	1040	1040	1040															8352
-нелюготируемая нефть								6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	97380
Обязательные налоги и платежи из выручки - ЭП, млн.руб.	1079	1363	1973	2071	2036	1985	1921	3602	10954	10195	9380	8435	7404	6440	5553	4550	3691	2592	1537	763	307	112	87944
ЧДД, млн.руб.	-41652	-30851	15825	16216	14380	12601	10554	8173	3808	2679	2038	1480	927	494	223	-27	-205	-419	-536	-524	-348	-227	14609
ЧДД нарастающим итогом	-41652	-72502	-56677	-40461	-26080	-13480	-2925	5247	9055	11734	13772	15252	16178	16673	16895	16868	16663	16244	15708	15184	14836	14609	
Диск. Т _{ок} , лет	7,36																						
Диск. притоки	22872	27047	35582	33954	30354	26896	23673	20671	17872	15123	12649	10340	8252	6525	5115	3810	2809	1794	967	436	160	53	306952
Диск. оттоки	61834	57898	19757	17737	15973	14295	13119	12499	14064	12444	10611	8860	7325	6031	4892	3837	3014	2213	1503	960	508	280	289654
ИДДЗ	1,060																						
ИДДИ	1,190																						

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Таблица И.1 – Расчет экономической эффективности инвестиционного проекта освоения Ашальчинского месторождения
СВН с учетом последствий рисков событий процессов фазы реализации проекта

Наименование показателей, ед.изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	Всего	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Инвестиционная деятельность																								
Капитальные вложения, млн.руб.	48033	41710	97	97	97	96	96	96	96	95	94	93	91	88	81	72	63	53	42	32	19	12	91253	
Операционная деятельность																								
Потери нефти, тыс.т.	0	0	731	731	731	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2194	
Объем продажи (нефть товарная), тыс. т	1007	1310	1166	1260	1227	1908	1847	1774	1687	1571	1445	1299	1141	992	855	701	569	399	237	118	47	17	22576	
-льготлируемая нефть	1007	1310	1166	1260	1227	1908	1847	1452	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11176	
-нелюготируемая нефть	0	0	0	0	0	0	0	322	1687	1571	1445	1299	1141	992	855	701	569	399	237	118	47	17	11400	
Расходы на производство и реализацию продукции, всего, млн.руб.	12482	20614	20178	19172	19124	18897	18721	18444	18045	17461	16705	15652	14710	13771	12553	11152	9840	8245	6461	4769	2723	1759	301476	
Возникшие расходы, всего, млн.руб.:	0	0	100,42	100,02	100,02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300,46	
- прогрев пласта, млн.руб.	0	0	100,02	100,02	100,02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300,06	
- ремонт перекачивающих насосов системы транспортировки СВН, млн.руб.	0	0	0,400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Цена продажи единицы продукции, р./т	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705		
в т.ч. вывозная таможенная пошлина (ЭП):																								
-льготлируемая нефть	1072	1040	1040	1040	1040	1040	1040	1040															8352	
-нелюготируемая нефть								6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	97380
Обязательные налоги и платежи из выручки - ЭП	1079	1363	1213	1311	1276	1985	1921	3602	10954	10195	9380	8435	7404	6440	5553	4550	3691	2592	1537	763	307	112	85664	
Обязательные налоги и платежи из выручки - ЭП	1079	1363	1213	1311	1276	1985	1921	3602	10954	10195	9380	8435	7404	6440	5553	4550	3691	2592	1537	763	307	112	85664	
ЧДД, млн.руб.	-41652	-30851	4115	6026	5024	12601	10554	8173	3808	2679	2038	1480	927	494	223	-27	-205	-419	-536	-524	-348	-227	-16648	

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ЧДД нарастающим итогом, млн.руб.	-41652	-72502	-68388	-62362	-57338	-44737	-34183	-26010	-22202	-19523	-17485	-16006	-15079	-14584	-14362	-14389	-14594	-15013	-15549	-16073	-16421	-16648	
Диск. Ток, лет	>22																						
Диск. притоки	22872	27047	21872	21491	19023	26896	23673	20671	17872	15123	12649	10340	8252	6525	5115	3810	2809	1794	967	436	160	53	269449
Диск. оттоки	61834	57898	17758	15464	14000	14295	13119	12499	14064	12444	10611	8860	7325	6031	4892	3837	3014	2213	1503	960	508	280	283408
ИДДЗ, д.ед.	0,951																						
ИДДИ, д.ед.	0,847																						

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Таблица К.1 – Расчет экономической эффективности инвестиционного проекта освоения Ашальчинского месторождения СВН с учетом последствий рискованных событий процессов фазы реализации проекта

Наименование показателей, ед.изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Инвестиционная деятельность																							
Капитальные вложения, млн.руб.	48033	41710	97	97	97	96	96	96	96	95	94	93	91	88	81	72	63	53	42	32	19	12	91253
Операционная деятельность																							
Потери нефти, тыс.т.	0	0	731	731	731	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2194
Объем продажи (нефть товарная), тыс. т	1007	1310	1166	1260	1227	1908	1847	1774	1687	1571	1445	1299	1141	992	855	701	569	399	237	118	47	17	22576
-льготированная нефть	1007	1310	1166	1260	1227	1908	1847	1452	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11176
-неликвидированная нефть	0	0	0	0	0	0	0	322	1687	1571	1445	1299	1141	992	855	701	569	399	237	118	47	17	11400
Расходы на производство и реализацию продукции, всего, млн.руб.	12482	20614	20178	19172	19124	18897	18721	18444	18045	17461	16705	15652	14710	13771	12553	11152	9840	8245	6461	4769	2723	1759	301476
Возникшие расходы, всего, млн.руб.:	0	0	100,42	100,02	100,02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300,46
- прогрев пласта, млн.руб.	0	0	100,02	100,02	100,02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300,06
- ремонт перекачивающих насосов системы транспортировки СВН, млн.руб.	0	0	0,400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Цена продажи единицы продукции, р./т	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	
в т.ч. вывозная таможенная пошлина (ЭП):																							
-льготированная нефть	1072	1040	1040	1040	1040	1040	1040	1040															8352
-неликвидированная нефть								6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	97380
Обязательные налоги и платежи из выручки - ЭП	1079	1363	1213	1311	1276	1985	1921	3602	10954	10195	9380	8435	7404	6440	5553	4550	3691	2592	1537	763	307	112	85664
ЧДД, млн.руб.	-41652	-30851	4115	6026	5024	12601	10554	8173	3808	2679	2038	1480	927	494	223	-27	-205	-419	-536	-524	-348	-227	-16648
ЧДД нарастающим итогом, млн.руб.	-41652	-72502	-68388	-62362	-57338	-44737	-34183	-26010	-22202	-19523	-17485	-16006	-15079	-14584	-14362	-14389	-14594	-15013	-15549	-16073	-16421	-16648	
Диск. Ток, лет	>22																						

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Диск. Ток, лет	>22																						
Диск. притоки	22872	27047	21872	21491	19023	26896	23673	20671	17872	15123	12649	10340	8252	6525	5115	3810	2809	1794	967	436	160	53	269449
Диск. оттоки	61834	57898	17758	15464	14000	14295	13119	12499	14064	12444	10611	8860	7325	6031	4892	3837	3014	2213	1503	960	508	280	283408
ИДДЗ, д.ед.	0,951																						
ИДДИ, д.ед.	0,847																						

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Таблица Л.1 – Расчет экономической эффективности инвестиционного проекта освоения месторождения СВН с учетом эффекта, получаемого от использования сформированной организационной структуры управления проектом освоения СВН

Наименование показателей	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	Безо
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Инвестиционная деятельность																							
Капитальные вложения, млн.руб.	48033	41710	97	97	97	96	96	96	96	95	94	93	91	88	81	72	63	53	42	32	19	12	91253
Операционная деятельность																							
Предотвращенные потери нефти, тыс.т.	0	0	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	71,76
Объем продажи (нефть товарная), тыс. т.	1007	1310	1900	1994	1961	1911	1851	1778	1691	1574	1449	1303	1144	996	859	705	572	403	240	121	51	21	24840
льготимуемая нефть	1007	1310	1900	1994	1961	1911	1851	1455	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13389
нелюготимуемая нефть	0	0	0	0	0	0	0	322	1691	1574	1449	1303	1144	996	859	705	572	403	240	121	51	21	11450
Расходы на производство и реализацию продукции, всего, млн.руб.	12482	20614	19848	18843	18795	18668	18492	18216	17818	17235	16479	15429	14491	13558	12351	10965	9669	8092	6330	4666	2660	1722	297426
Предотвращенные затраты, млн.руб.	0	0	240	240	240	240	240	239	238	238	237	234	230	224	213	198	182	165	142	114	74	48	3977
Цена продажи единицы продукции, р./т	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	22705	
в т. ч. вывозная таможенная пошлина (ЭП):																							
льготимуемая нефть	1072	1040	1040	1040	1040	1040	1040	1040															8352
нелюготимуемая нефть								6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	6492	97380
Обязательные налоги и платежи из выручки - ЭП	1079	1363	1976	2074	2040	1988	1925	3606	10977	10219	9404	8458	7428	6464	5577	4573	3714	2615	1560	786	331	135	88292
ЧДД, млн.руб.	-41652	-30851	16028	16401	14548	12753	10692	8298	3914	2776	2125	1559	997	557	277	26	-155	-377	-502	-497	-330	-214	16372
ЧДД нарастающим итогом, млн.руб.	-41652	-72502	-56475	-40074	-25526	-12774	-2081	6217	10131	12907	15032	16590	17588	18145	18422	18448	18293	17916	17414	16916	16586	16372	
Диск. Ток, лет	7,25																						
Диск. притоки	22872	27047	35649	34015	30409	26946	23719	20713	17910	15158	12680	10369	8278	6548	5136	3829	2827	1810	981	450	172	64	307582
Диск. оттоки	61834	57898	19622	17614	15861	14193	13027	12415	13996	12382	10555	8810	7280	5991	4859	3804	2982	2187	1483	947	502	278	288521
ИДДЗ, д.ед.	1,066																						
ИДДИ, д.ед.	1,209																						