

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Совершенствование методов управления строительством нефтяных и газовых скважин

УДК 622.24.063.2-047.37

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Трушин Денис Викторович		15.06.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев А.В.	к.т.н.		18.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В. Б.	к.э.н.		17.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.	-		17.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	к.х.н.		19.06.2020

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики) , самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеет иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.
P9	Разрабатывать и внедрять инновационные решения при строительстве скважин.
P10	Обеспечивать технологический контроль и управление процессом бурения скважин.
P11	Разрабатывать проектную документацию на строительство скважин в осложненных горно-геологических условиях.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Минаев К.М.,

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ82	Трушину Денису Викторовичу

Тема работы:

Совершенствование методов управления строительством нефтяных и газовых скважин	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020, № 59-113/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p>	<p>Объект исследования: решения по оптимизации методов управления строительством скважины Область применения: нефтегазовые и нефтесервисные предприятия</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Текущее положение и развитие нефтесервисного сектора России в современных реалиях. Вызовы нефтяной отрасли России. Организация управления строительством скважины. Супервайзинг. Буровой супервайзер. Договорные отношения. Оптимизация методов управления строительством нефтяных и газовых скважин. Оптимизация полевого персонала. Оптимизационные решения по управлению строительством скважин.</p>

Перечень графического материала	Необходимость в графических материалах отсутствует
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Доцент ОНД, к.э.н., Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент ООД Черемискина Мария Сергеевна
Часть на иностранном языке	Миронова Вероника Евгеньевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
The improving management methods for the construction of oil and gas wells	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев А.В.	к.т.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Трушин Денис Викторович		11.02.2020

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

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ82		Трушину Денису Викторовичу	
Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:			
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих		Расчет сметы на строительства скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скорости бурения.	
Нормы и нормативы расходования ресурсов		Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочника Единых норм времени (ЕНВ) и др	
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования		Ставка налога на прибыль 20% Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 20%	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:			
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения		Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины	
Планирование и формирование бюджета научных исследований		Нормативная карта строительства скважины	
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования		Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии	
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):			
Организационная структура управления организацией Линейный календарный график выполнения работ Нормативная карта			
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику			11.02.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Трушин Денис Викторович		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ82	Трушину Денису Викторовичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Совершенствование методов управления строительством нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: методы управления строительством нефтяных и газовых скважин Область применения: бурение нефтяных и газовых скважин
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- ГОСТ 16293-89. Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Основные параметры. - «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности от» 12.03.2013. - ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - повышенная температура воздуха рабочей зоны; - повышенный уровень шума; - повышенная загазованность; - повышенный уровень вибрации; Опасные факторы: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - электроопасность.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выброс газа. Гидросфера: аварийные сбросы, утечки, дренаж и случайные разливы. Литосфера: загрязнение почвы хим. веществами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы, разгерметизация трубопроводов, пожары, взрывы, разливы реагентов. Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Трушин Денис Викторович		11.02.2020

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль подготовки «Разработка нефтяных и газовых месторождений»

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11 февраля 2020	Проведение литературного обзора	20
1 марта 2020	Утверждение методики проведения исследования и обработки данных	5
10 марта 2020	Проведение экспериментов по оценке влияния молочной кислоты в различных концентрациях на реологические свойства жидкостей ГРП	20
15 апреля 2020	Анализ полученных экспериментальных данных, промежуточная аттестация	40
15 июня 2020	Предварительная защита диссертации	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		11.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	К.Т.Н.		11.02.2020

Реферат

Магистерская выпускная квалификационная работа содержит 117 страниц, 13 рисунков, 12 таблиц, 5 формул, 36 литературных источников, 5 приложений.

Ключевые слова: нефтегазовая компания, нефтесервисная компания, оптимизация, супервайзинг, договорные отношения, отдельный сервис, генеральный подряд.

Объектом исследования является оптимизация управления строительством нефтяных и газовых скважин.

Предметом исследования является организационная структура нефтегазовых компаний.

Цель работы – поиск и оценка направлений совершенствования методов управления строительством нефтяных и газовых скважин.

Задачи:

1. анализ текущего положения и развития нефтесервисного сектора России в современных реалиях;
2. изучение организационной структуры нефтегазовых компаний и договорных отношений между ними;
3. поиск способов оптимизации организационных схем нефтегазовых предприятий.

В процессе исследования был проведен анализ основных вызовов нефтяной отрасли России, рассмотрены виды договорных отношений между заказчиком и нефтесервисными предприятиями, изучались существующие методы оптимизации количества полевого персонала, были разработаны рекомендации к совершенствованию управления строительством скважин.

Практической значимостью является разработка рекомендаций к выбору методов оптимизации управления строительством нефтяных и газовых скважин для нефтегазовых компаний.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

СПО – спуско-подъемные операции;

ПАО – публичное акционерное общество;

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

ГТУ – геолого-технические условия;

НИ – научное исследование;

ГТИ – геолого-технические исследования

ПБОТОС – промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды

ННБ – наклонно-направленное бурение

БК – буровая компания

НПВ – непроизводительное время

КПЭ – ключевой показатель эффективности

ОПО – опасный производственный объект

Оглавление

Введение	12
1 ТЕКУЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕСЕРВИСНОГО СЕКТОРА РОССИИ В СОВРЕМЕННЫХ РЕАЛИЯХ	13
1.1 Нестабильная ситуация на мировых энергетических рынках	13
1.2 Низкий уровень внедрения инновационных технологических и организационных решений	14
1.3 Низкая рентабельность нефтесервисных предприятий	15
1.4 Старение эксплуатационного фонда скважин	15
1.5 Увеличение доли трудоизвлекаемой нефти и поздняя стадия разработки месторождений России	17
1.6 Высокие показатели износа основных фондов	19
1.7 Санкции в отношении РФ	21
2 ОРГАНИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВОМ СКВАЖИНЫ	22
2.1 Организационная схема предприятий	22
2.2 Супервайзинг	27
2.3 Буровой супервайзер	30
2.4 Формы договорных отношений	34
2.4.1 Генеральный подряд и генеральный подряд с выделенными сервисами 36	
2.4.2 Раздельный сервис	38
2.4.3 Интегрированный сервис или Integrated Project Management	40
3 ОПТИМИЗАЦИЯ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВОМ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	43
3.1 Оптимизация полевого персонала	43
3.1.1 Дистанционное сопровождения бурения	43
3.2 Переход от генерального подряда к раздельному сервису	48
3.3 Совмещение супервайзинга и ГТИ	52
3.4 Интеграция супервайзинга, ГТИ и авторского надзора	59
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	60
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ООО «РН-Бурение»	60
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия	60
4.1.2 Организационная структура управления предприятием	60
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	61
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	61
4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	62

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ	53
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)	63
4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению нового решения	65
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	68
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	69
5.2 Анализ вредных и опасных факторов производственной среды.....	71
5.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	71
5.2.2 Содержание вредных примесей в атмосфере.....	72
5.2.3 Повреждения в результате контакта с насекомыми	72
5.2.4 Превышение уровня шума	73
5.2.5 Превышение уровня вибрации	73
5.2.6 Электромагнитные поля.....	74
5.2.7 Механические опасности	75
5.2.8 Электробезопасность на рабочем месте.....	76
5.3 Экологическая безопасность	77
5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	77
5.3.2 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод.....	78
5.3.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов	79
5.4 Защита в ЧС	79
5.4.1 Газонефтеводопроявление	81
Заключение	83
Список используемых источников.....	85
Приложение А	88
Приложение Б.....	89
Приложение В	91
Приложение Г.....	97
Приложение Д.....	101

Введение

Нефть и природный газ являются одними из самых важных полезных ископаемых для всего человечества на протяжении XX века и в XXI веке. Российская Федерация является крупнейшим поставщиком этих ресурсов на мировой рынок. Доля углеводородов в российском экспорте составляет около пятидесяти процентов от всего экспорта в денежном выражении, поэтому трудно переоценить значимость нефтегазовой промышленности для нашей страны.

Одним из самых ответственных и дорогостоящих процессов при добыче нефти и природного газа, который требует больших технических и материальных средств - это строительство скважины.

Актуальность данной темы вызывает текущая нестабильная ситуация на мировых энергетических рынках, увеличение доли трудноизвлекаемой нефти, падение эффективности бурения и усложнение процесса строительства в связи с ростом горизонтального бурения. В этих условиях оптимизация становится приоритетом для нефтегазовых компаний,

Зачастую, использование новых решений в области оптимизации строительства скважин сводится к использованию новых рецептур буровых растворов и систем их очистки, телеметрических систем, винтовых забойных двигателей и породоразрушающих инструментов. Однако, для получения более выраженного эффекта требуется и оптимизация управления строительством скважин. Работ в области направления совершенствования методов управления строительством скважин достаточно мало, что дополнительно усиливает актуальность данной проблемы.

В связи с этим целью работы является поиск и оценка направлений совершенствования методов управления строительством нефтяных и газовых скважин. Для достижения поставленных целей требуется провести анализ текущего положения и развития нефтесервисного сектора России в современных реалиях, изучить организационные структуры нефтегазовых компаний и договорные отношения между ними, найти способы оптимизации организационных схем нефтегазовых предприятий.

1 ТЕКУЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕСЕРВИСНОГО СЕКТОРА РОССИИ В СОВРЕМЕННЫХ РЕАЛИЯХ

1.1 Нестабильная ситуация на мировых энергетических рынках

Нестабильная ситуация на мировых энергетических рынках ощутимо влияет на рентабельность сервисных компаний, инвестиции в геологоразведку, а также внедрение инноваций. Динамика цена на нефть марки «Brent» представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Динамика цены на нефть марки «Brent»

Помимо этого, в соответствии с новым соглашением стран, входящих в ОПЕК+, Россия сократит добычу нефти на 2,5 млн баррелей, что составляет около 20% добычи.

В новых реалиях, нефтегазовые компании, теряют большую часть прибыли, что естественным образом приведет к сокращению объемов строительства скважин и выразится в желании сократить расходы и оптимизировать производство [1].

1.2 Низкий уровень внедрения инновационных технологических и организационных решений

Данный аспект присущ добывающей и обрабатывающей промышленности России. Удельный вес организаций, осуществляющих технологические инновации в России, в 2012 году составил 12,1%. В 2014 году данный показатель упал до 8,8%, что в 4,1 раз ниже аналогичного индикатора для Франции и в 6,25 раз ниже, чем в Германии [2]. Сложность создания, испытаний и внедрения российских разработок во многом связана с взаимоотношением между нефтедобывающими компаниями (НК) России и сервисными компаниями. НК вывели большинство обслуживающих подразделений из своей структуры, сняли с себя ответственность за обеспечение конкуренто- и дееспособность отечественного сервиса, утратили интерес к его развитию. На первый план вышла коммерциализация, отодвинувшая на задний план взаимную поддержку и партнерство.

«В секторе апстрим до недавнего времени отечественные предприятия работали преимущественно на рынке простых нефтегазовых технологий. Последние годы ситуация постепенно меняется, однако основными преимуществами российских сервисных компаний перед транснациональными корпорациями (Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford, Transocean, Enbridge и др.) остаются более низкий уровень цен и ряд законодательных преференций. Тогда как конкурентным отличием международных нефтесервисных компаний является наукоемкий сервис с применением разработок, недоступных сервисным предприятиям РФ, которые вынуждены по-прежнему выполнять роль догоняющих. Значительное отставание обусловлено не только постсоветским периодом технологического провала промышленных предприятий России, но и несоизмеримо малым размером целевых средств на НИР самих нефтесервисных компаний. Например, только Schlumberger ежегодно тратит на разработку новых видов технологий и оборудования 350 - 500 млн.\$» [1].

1.3 Низкая рентабельность нефтесервисных предприятий

Снижение стоимости нефти, экономические и технологические санкции ряда западных стран и иные факторы «повлияли на формирование существующей тендерной политики нефтегазодобывающих компаний, ориентированной преимущественно на минимизацию закупочных цен, а также способствовали ужесточению договорных условий и увеличению сроков оплаты за выполненные работы с 30 до 60 (или 90) календарных дней. Как следствие, снижение рентабельности деятельности подрядных предприятий, ухудшение качества оказываемых услуг при бурении и обслуживании эксплуатационного фонда скважин, возрастание НПВ.

На текущий момент, среднее НПВ составляет около 15% от общего времени строительства скважин. Это израсходованное время подрядчик финансово компенсирует заказчику за свой счет, что при текущем уровне НПВ является значительным обременением. Поэтому, одна из важнейших задач, стоящих перед буровыми и нефтесервисными компаниями – это разработка механизма управления процессами бурения, который позволит значительно сократить непроизводительное время, тем самым увеличив рентабельность и эффективность процесса строительства скважины.

На данный момент, если ситуация на рынке не нормализуется, положение организаций, оказывающих услуги в бурении, станет еще более плачевным, т.к. заказчик, желая минимизировать собственные расходы, усилит давление на подрядчика [2].

1.4 Старение эксплуатационного фонда скважин

В связи со старением эксплуатационного фонда скважин повышается уровень сложности и трудоемкость их обслуживания. Этап эксплуатации скважин включает текущий и капитальный ремонт скважины (ТиКРС), ее реконструкцию и восстановление.

ТиКРС, в том числе методы повышения нефтеотдачи пласта (ПНП), осуществляются для восстановления технических характеристик и поддержания скважин в рабочем состоянии. Суммарные расходы нефтегазодобывающих

предприятий на текущий ремонт скважины (ТРС) и капитальный ремонт скважины (КРС) составляют более 10% от всех эксплуатационных затрат.

За счет реконструкции скважин осуществляется поддержание и прирост добычи нефти. По прогнозам экспертов, среднегодовой рост количества операций ремонта в период 2018-2027 годов составит 4%. При этом сам ремонт усложняется, что связано со старением фонда скважин. Все большее число скважин превышает срок службы, рассчитанный на 25-30 лет.

Продолжительность периода до первой остановки нефтяной скважины на ремонт и эксплуатационные риски во многом зависят от результатов работ по его строительству и освоению. При этом степень негативных последствий от проявления рисков несоответствия качества строительства может варьироваться от затрат на незначительный ремонт до необходимости пересмотра целесообразности дальнейшей реализации проекта по причине значительных затрат на возмещение потерь от риска.

Опыт ведущих мировых и нефтегазовых компаний показывает, что повышение эффективности ремонта скважин, включая сокращение расходов на него, связано с изменением подхода к выстраиванию взаимоотношений между заказчиком и исполнителем. Такие отношения должны основываться на устойчивом взаимовыгодном партнерстве.

Заключая контракт по минимальным ценам, сервисные и буровые подрядчики вынуждены прибегать к любым средствам сокращения расходов: привлечению низкоквалифицированного бурового персонала и инженерно-технических работников (ИТР), снижению затрат на планово-предупредительный ремонт (ППР) оборудования, использованию более дешевых комплектующих, буровых растворов и пр. Это негативно сказывается на финансово-экономических показателях производственной деятельности подрядчика.

Рынок услуг ТиКРС в России представлен структурными подразделениями крупных буровых компаний, так и большим количеством независимых предприятий [1].

1.5 Увеличение доли трудноизвлекаемой нефти и поздняя стадия разработки месторождений России

С увеличением доли трудноизвлекаемой нефти падает эффективность бурения. Частично этот показатель компенсируется ростом объемов горизонтального бурения, которые уже составляют около половины всего объема эксплуатационного бурения. Динамика объемов добычи нефти и эффективности бурения представлена на рисунке 2.

С уверенностью можно сказать, что в дальнейшем этот тренд сохранится. Развитие этого направления во многом определяет кардинальное изменение структурных характеристик отрасли в целом и по регионам в частности. В 2013-2018 годах доля горизонтального бурения выросла с 21% до 48%. Объемы бурения представлены на рисунке 3.

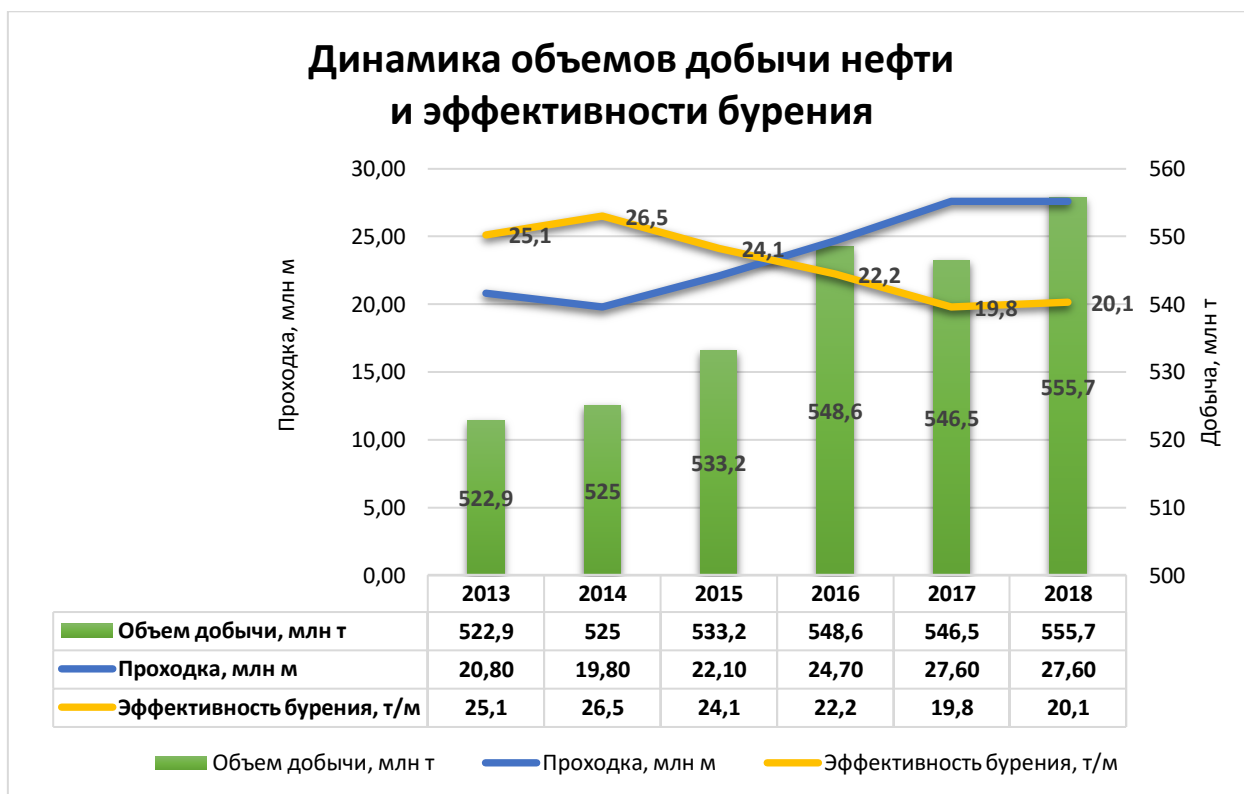


Рисунок 2 – Динамика объемов добычи нефти и эффективности бурения

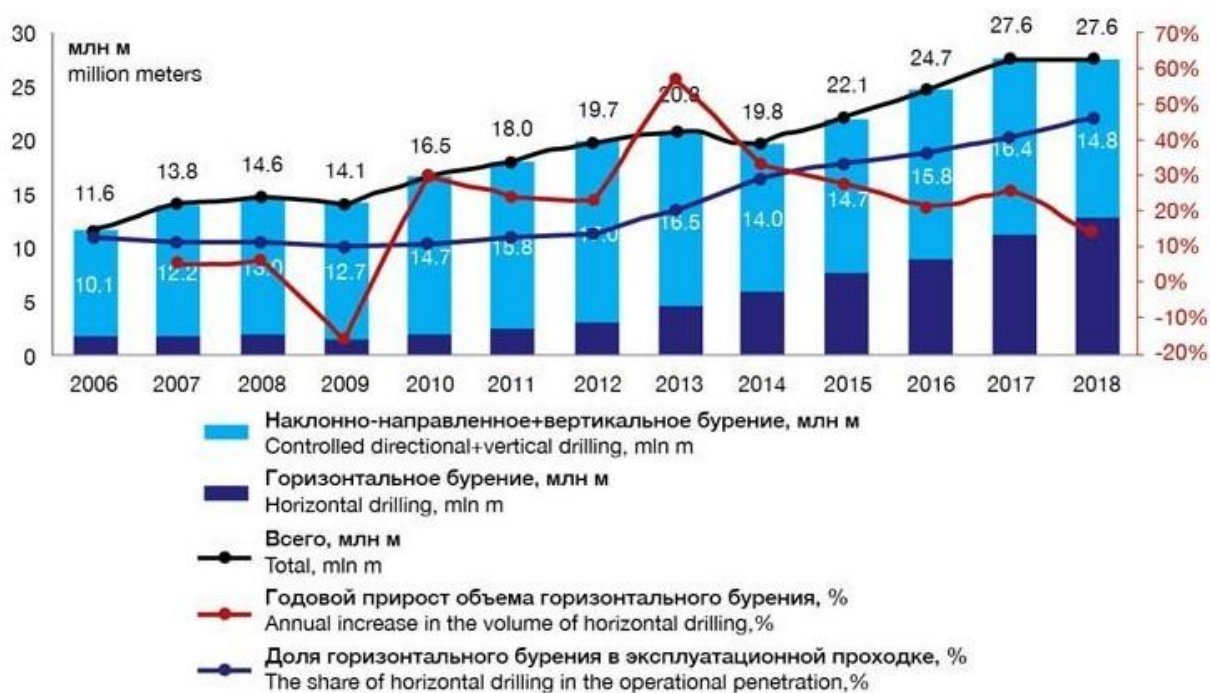


Рисунок 3 – Объемы бурения

В последние годы в области эксплуатационного бурения наметилась очень неприятная тенденция – падение его эффективности, которое можно оценить, как соотношение прироста объемов проходки и прироста объема добычи нефти, или прирост добычи от одной операции. Эта закономерность осталась верной и для 2019 года. Причем не только для бурения, но и зарезок боковых стволов (ЗБС), операций гидроразрыва пласта (ГРП) и капитального ремонта скважин (КРС) [2].

Действительно, начиная с 2010 года, в сфере бурения произошли качественные технологические изменения. Доля горизонтального бурения в общем объеме эксплуатационной проходки стала быстро возрастать благодаря совершенствованию технического оснащения сопровождения бурения, например, оборудования телеметрии и каротажа во время бурения.

В 2018 году объем горизонтального бурения достиг уровня примерно в 12,8 млн м (предварительная оценка – прим.), увеличившись за год на 14%.

По итогам года горизонтальное бурение превысило долю в 45% от всего эксплуатационного бурения.

Горизонтальное бурение – более дорогостоящий вид бурения скважин, которые требует привлечения более совершенных технологий, большего

количества подрядчиков и, соответственно, требует больше вложений. Поэтому вопрос оптимизации растет прямо пропорционально росту горизонтального бурения.

1.6 Высокие показатели износа основных фондов

Рассматривая вопрос о состоянии парка буровых установок для бурения эксплуатационных и разведочных скважин на нефть и газ российских буровых компаний, а также проблемы, возникающие при обновлении парка, и вопросы надежности бурового оборудования, отработавшего нормативный срок, в первую очередь необходимо обратиться к анализу текущей ситуации и статистике, касающейся общего количества и сроков эксплуатации такового. Износ парка буровых установок РФ представлен на рисунке 4.

Исходя из статистических данных, парк буровых установок в России оценивается в 1400 единиц. Около 50% буровых установок эксплуатируются свыше 20 лет, что превышает нормативные сроки эксплуатации, установленные изготовителями [3].

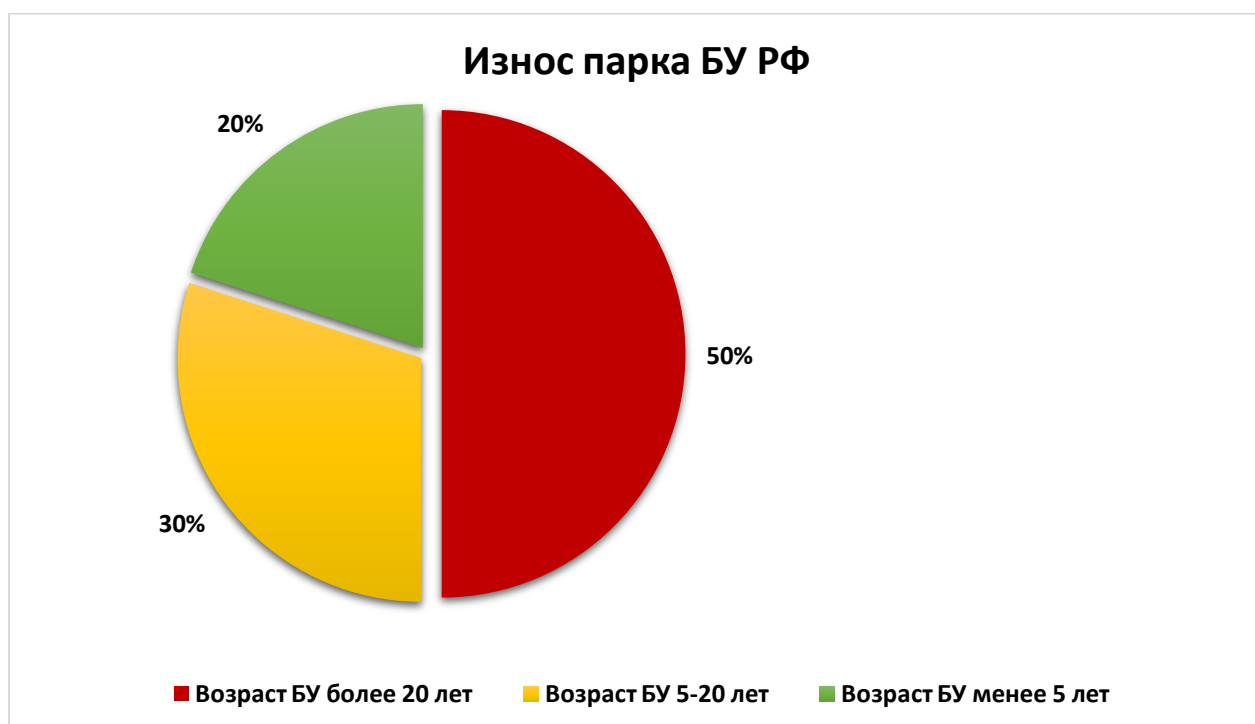


Рисунок 4 – Износ парка буровых установок РФ

Ни для кого не секрет, что большая часть парка эксплуатируемых в России буровых установок имеет не только высокую степень износа, но и является морально устаревшей.

Сегодня, многие буровые компании, в попытках модернизировать морально устаревшие установки, направляют свои действия лишь к частичной модернизации, чаще всего направленные на:

- увеличение грузоподъемности оборудования путем замены вышки, основания, талевой системы;
- адаптацию установки для применения силового верхнего привода;
- установку буровых насосов большей производительности;
- установку современных систем очистки;
- изменение типа установки со стационарного бурения на кустовое бурение.

Стоит отметить, что эти меры, даже реализованные в своей совокупности, лишь частично решают имеющиеся проблемы и не дают положительной динамики ситуации в целом.

Как частичный выход из сложившейся ситуации могло бы стать значительное увеличение объемов производства качественных отечественных буровых установок, но низкая покупательская способность буровых компаний и попросту нежелание прибегать к огромным инвестициям привели к тому, что объемы производства БУ в стране достаточно низкие.

Плюсом к вышесказанному необходимо отметить и то, что дополнительной преградой российским буровикам на пути к обновлению парка буровых установок стало введение экономических санкций в 2014 году, которые практически перекрыли возможность соблюдения передовых технологий бурения скважины из-за отсутствия возможности применения современного высокотехнологичного оборудования, например, импортных систем очистки бурового раствора, верхних приводов и др.

То есть, в настоящее время, нефтесервисные буровые компании испытывают высокую потребность в обновлении парка БУ, а, ввиду невозможности решить данную проблему, они вынуждены применять морально устаревшие и отслужившие нормативный срок установки.

1.7 Санкции в отношении РФ

У российских компаний практически нет своих технологий и оборудования для освоения нетрадиционных морских запасов, а введенные санкции жестко ограничивают возможность доступа к зарубежным технологиям, меры по импортозамещению этих технологий, принятые еще в 2014 году, пока не показали значительных результатов, констатируют эксперты Центра исследований в области энергетики бизнес-школы «Сколково» в исследовании «Перспективы российской нефтедобычи: жизнь под санкциями» [4].

В настоящее время на арктическом шельфе добыча нефти ведется только на Приразломном месторождении, которое «Газпром нефть» разрабатывает самостоятельно. Однако и здесь на всех этапах работ привлекались иностранные компании – и для бурения, и для предоставления инжиниринговых и сервисных услуг.

Ограничения для развития новых проектов накладывает также недостаточное развитие собственного производства оборудования для гидроразрыва пласта (ГРП), с использованием которого добывается 10% всей нефти в РФ. Поставки иностранного оборудования для ГРП также попали под действие санкций.

2 ОРГАНИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВОМ СКВАЖИНЫ

2.1 Организационная схема предприятий

Организация схема предприятий, имеющих отношение к строительству нефтяных и газовых скважин представлена на рисунке 5. Для понимания организационных процессов при строительстве скважин следует проанализировать состав полевого персонала и функции каждого сервиса.

Буровая компания

Буровая компания является непосредственным исполнителем работ по строительству скважины. В зависимости от типа договорных отношений может выступать как в роли генерального подрядчика, так и наряду с другими участниками процесса – в роли одного из сервисов. Предоставляет технику и оборудование для сооружения скважины, а также персонал. Следует отметить, что количество привлекаемых работников, особенно ИТР, может варьироваться в зависимости от сложности строительства скважины, от наличия необходимой инфраструктуры и удаленности месторождения.

Количество необходимого персонала определяется техническим заданием. Типичный состав буровой бригады приводится в таблице 1.

Таблица 1 – Состав буровой бригады

Персонал	Количество, человек
Мастер буровой	1
Помощник мастера буровой	1
Бурильщик	2
1-й помощник бурильщика	2
2-й помощник бурильщика	2
3-й помощник бурильщика	2
4-й помощник бурильщика	2
Электрик	2
Слесарь	2
Сварщик	1
Стропальщик	2

Рисунок исключен, так как содержит коммерческую тайну.

Рисунок 5 – Организационная схема предприятий участвующих в строительстве нефтяных и газовых скважины

Некоторые работники привлекаются только на определенных этапах строительства скважины.

На этапе спуска хвостовика может привлекаться инженер по заканчиванию, руководящий процессом спуска хвостовика. При монтаже / демонтаже буровой установке, а также ее передвижке требуется присутствие механика и электромеханика, которые обычно находятся в дежурном режиме на месторождении. Если произошла аварийная ситуация – привлекается мастер по аварийным работам.

Зарезка боковых стволов

Чаще всего, компании, осуществляющие реконструкцию скважины методом зарезки бокового ствола, работают на правах генерального подрядчика, поэтому в силу специфики работы и типа договорных отношений, состав бригады несколько отличается от эксплуатационного бурения. Состав бригады, осуществляющей зарезку бокового ствола приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав буровой бригады по зарезке бокового ствола

Персонал	Количество, человек
Региональный представитель	1 (на 1–3 объекта)
Мастер буровой	1
Помощник бурового мастера/технолог	1
Бурильщик	2
1-й помощник бурильщик	2
2-й помощник бурильщика	2
3-й помощник бурильщика	2
Электрик	1
Слесарь	1
Машинист БУ	2

Персонал для выполнения технологических операций:

- инженер по вырезке «окна»;
- инженер по ОТиТБ;
- механик (в дежурном режиме на месторождении);
- электромеханик (в дежурном режиме на месторождении).

Подрядчик по ННБ и телеметрии

Данный сервис обеспечивает технологическое сопровождение строительства скважины, предоставляет необходимого оборудования для бурения скважины (винтовые забойные двигатели, телеметрические системы, калибраторы и т.п.), а также персонал. Несет ответственность за своевременную поставку необходимого оборудования и его качество. Полевой персонал подрядчика по ННБ и телеметрии представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Полевой персонал подрядчика по ННБ и телеметрии

Персонал	Количество, человек
Инженер по телеметрии	2
Инженер по ННБ	2

Подрядчик по буровым растворам

Предоставляет необходимые химические реагенты для приготовления бурового раствора, гарантирует их качество, ведет учет расхода химических реагентов. Обеспечивает и несет ответственность за соответствие параметров бурового раствора программным, производит измерения параметров бурового раствора, дает рекомендации по обработке бурового раствора, организует завоз и разгрузку химических реагентов, производит утилизацию использованной тары, обеспечивает контроль за работой системы очистки.

На объекте обычно находятся два инженера по буровым растворам. В практике некоторых компаний фигурирует привлечение лаборанта. Также практикуется наличие одного инженера по БР на кустовой площадке.

Подрядчик по долотному сопровождению

Предоставляет рабочую программу по долотному сопровождению бурения, породоразрушающий и аварийный инструмент в соответствии с договором. При сборке / разборке КНБК производит замер диаметра долота. Контролирует режим приработки нового долота к забою, ведет учет наработки ПРИ и полной выработки его ресурса.

На объекте находится один инженер по долотному сопровождению. При договорных отношениях типа «генеральный подряд», чаще всего функции

подрядчика по долотному сопровождению берет на себя подрядчик по ННБ и телеметрии, соответственно функции инженера по долотному сопровождению исполняет инженер по ННБ.

Подрядчик по цементированию

Несет ответственность за качественное цементирование затрубного пространства в процессе строительства скважины, за поставку необходимого количества химических реагентов, за своевременное предоставление цементировочной техники и персонала. Проводит необходимые расчеты и составляет программу по цементированию.

Количество персонала очень сильно варьируется в зависимости от цементировочной техники, которой располагает подрядчик, от схемы обвязки и способа цементирования.

Подрядчик по заканчиванию скважин

Предоставляет программу по спуску хвостовика с последовательным и детальным описанием каждой технологической операции, несет ответственность за своевременную поставку оснастки хвостовика и ее качество. Инженер по заканчиванию контролирует процесс активации хвостовика после его спуска и несет за это ответственность.

Иногда, стремясь сократить расходы, генеральный подрядчик берет на себя ответственность за спуск хвостовика и его активацию, и самостоятельно обеспечивает данный технологический процесс.

Подрядчик по ГТИ

Обеспечивает наличие различных датчиков для регистрации различных параметров, таких как: давление на стояке, реальный расход, плотность и температура бурового раствора на входе и выходе, положение долота, плотность и уровни бурового раствора в емкостях, газосодержание раствора. Должен оперативно информировать об отклонении параметров. Отвечает за отбор и анализ шлама при бурении продуктивного пласта. Производит монтаж голосовой связи между участниками строительства скважины и средств видеофиксации.

Персонал подрядчика по ГТИ приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Полевой персонал подрядчика по ГТИ

Персонал	Количество, человек
Начальник партии ГТИ	1
Геофизик	1

2.2 Супервайзинг

Супервайзер с английского языка переводится как «наблюдатель». Опыт показывает, что довольно часто западные решения дают хорошие результаты и отлично себя показывают в России. Слово «надзор» дает более полное описание такого понятия, как «супервайзинг» [5].

Супервайзерская служба Заказчика выполняет следующие функции: обеспечение производственного контроля за соблюдением подрядными организациями требований проекта, планов работ, программ на строительство скважины, стандартов, мероприятий, регламентирующих проведение работ, требований норм и правил РФ, ЛНД компаний в области промышленной безопасности и охраны труда.

Планирование, организация и контроль проведения работ осуществляется в соответствии с проектной документацией, правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, постановлением Правительства РФ «О порядке проведения контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства», а также ГОСТами ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001 [6-8].

Обработка информации при проведении работ производится посредством утвержденных стандартных форм отчетов, актов, суточных рапортов, предусмотренных нормативной документацией каждой компании Заказчика. Консолидированная информация служит для формирования оценки эффективности проводимых работ на объекте, шкалы оценки качества для каждой из сервисных подрядных организаций, анализа эффективности проводимых опытно-промышленных исследований и внедрения инновационных технологий, анализа произошедших осложнений, аварий, брака, несчастных

случаев и т.д.

Использование консолидированных данных позволяет определять множество проблем по организации и качеству выполнения буровых работ, разрабатывать мероприятия, позволяющие повысить уровень организации и качество работ всех подрядчиков, исходя из проведения работ на разных объектах и локациях в одно время с использованием тех же ресурсов.

Отдел супервайзинга участвует в составлении актов подтверждения качества и полноты объемов фактически выполненных работ, примененных материально-технических ресурсов, кадровых ресурсов, эффективности работы с внедренными инновациями и т.д. Также инициирует и принимает участие в проведении претензионной работы на предмет невыполнения подрядчиком своих договорных обязательств и определяет виновность подрядчика в допущении непроизводительного времени по различным причинам. По результатам проверок и претензионных работ служба уполномочена применять штрафные санкции к подрядчику на основании договора. Она также несет ответственность за фиксирование и оформление всех допущенных отклонений в сроках выполнения работ, предусмотренных в договоре, расследование всех аварий, осложнений и брака, возникающих в процессе строительства скважин согласно положениям Компаний по расследованию аварий, анализ произошедших аварий, осложнений и брака при выполнении работ, разработку мероприятий по сокращению аварий, осложнений и брака, обеспечение выполнения этих мероприятий. Составленные и утвержденные отчеты имеют прямое влияние на полноту оплаты услуг [9].

Служба супервайзинга ответственна за проведение проверок подрядных организаций с целью оценки качества технических и трудовых ресурсов подрядчика на соответствие условиям договора, нормам промышленной безопасности и охраны труда и нормативным документам Заказчика. Данные проверки проводятся как периодически, так и внепланово, в зависимости от многих факторов, в том числе и характера проводимых работ. Такая оценка также может влиять на оплату услуг, но основной её целью является

своевременное обеспечение соответствия условий и различных ресурсов утвержденным нормам для повышения эффективности проводимых работ. В случае несоответствия работ требованиям программы работ, проектной документации, правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, а также требованиям стандартов Компаний в области промышленной безопасности и охраны труда, когда действия любого сервисного подрядчика представляют опасность для жизни и здоровья персонала, могут стать причиной осложнений и аварийных ситуаций или приводят к порче оборудования и инструмента, служба уполномочена запретить или остановить работы. Под остановку или отстранение от работ могут попасть как отдельные инженеры и рабочие, так и целые подрядные организации.

Служба участвует в формировании закупочной документации, составлении договорной документации на выполнение работ, разработке и внесение предложений, направленных на улучшение качества и сокращение затрат и дальнейшем анализе подрядных организаций на предмет соответствия заявленным условиям. По результатам такого вида работ разрабатываются корректировки в требованиях к подрядным организациям, а, следовательно, и в размере оплаты труда подрядных организаций.

В рамках основных обязанностей службы супервайзинга также ведется работа по разработке и актуализации должностных инструкций персонала, задействованного в супервайзинге и разработке положений о подразделениях супервайзинга. Данная обязанность является одной из ключевых по причине необходимости постоянной модернизации и актуализации нормативной документации Заказчика относительно регламентов работ полевого персонала вследствие частых изменений и поправок в федеральных законах, правилах и нормах и иной нормативной документации с целью осуществление управления и обеспечения супервайзеров на месторождениях.

Также отдел непосредственно участвует в разработке ЛНД, в т.ч. регламентов, инструкций по проведению производственных операций в процессе строительства скважин. Для формирования нормативной

документации используются консолидированные отчеты касательно направленности действия разрабатываемого нормативного документа, например отчеты по аварийности и осложнениям, управления рисками, выполнения и совершенствования проектов, программ, планов, процедур, технологий в пределах компетенции супервайзерской службы и т.д.

Проведение ежедневных селекторных совещаний с супервайзерами – одно из необходимых условий эффективного управления полевым персоналом. Совещания проводятся по вопросам организации производственного процесса, качества, сроков, нарушений, браков и т.д. Целью селекторов является сбор и ведение консолидированной отчетности на основе информации с производственных объектов от буровых супервайзеров.

По итогам селекторных совещаний производится подготовка ежедневных, а вследствие этого и ежемесячных, квартальных и годовых отчетов о статусе строительства скважин (динамика аварийности, соответствие нормам промышленной безопасности и охраны труда, экономические показатели бурения, рекомендации по сокращению сроков строительства, трудовые и технические ресурсы и т.д.).

2.3 Буровой супервайзер

Исходя из всего вышесказанного, можно сделать вывод, что супервайзер – это не просто наблюдателем, а активно вмешивается в процесс строительства скважины, пытаясь избежать аварий и инцидентов. Супервайзер с одной стороны является профессиональным технологом, а с другой – опытный управленец, который должен видеть события на много шагов вперед [10].

«Основная задача супервайзера состоит в контроле за деятельностью подрядчиков и оценке качества их работ. Начиная с вышкомонтажных работ и заканчивая освоением, представитель Заказчика – супервайзер присутствует на буровой и контролирует технико-технологические операции, следит за выполнением проекта и участвует в разрешении конфликтных ситуаций. Супервайзер своими знаниями компенсирует недостаток опыта персонала буровой бригады на скважине. Результаты организационной и

техникотехнологической деятельности подрядчика отражаются в суточном рапорте супервайзера. Независимость супервайзера от бурового подрядчика способствует объективному анализу ситуации на буровой. Благодаря работе служб супервайзинга повышается эффективность и качество работы подрядчиков, сокращаются сроки выполнения работ, значительно экономятся денежные средства нефтегазодобывающей компании» [11-12].

Целью работы бурового супервайзера является повышение эффективности вложения инвестиций в бурение скважин путём непосредственного участия и влияния Заказчика на производственный процесс посредством его планирования, организации, координации, мотивации и контроля подрядных организаций при условиях обеспечения качества построенной скважины.

Основные задачи бурового супервайзера:

- выполнение производственной программы строительства скважин и ЗБС путем непосредственного его участия в планировании и организации выполнения работ подрядными организациями, оказывающих услуги по строительству скважин;
- контроль и управление безопасностью и качеством работы подрядчиков непосредственно на объекте производства работ в соответствии с требованиями федеральных норм и правил промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды;
- обеспечение Заказчика объективной и достоверной информацией о ходе строительства скважин и зарезки боковых стволов, в т.ч. своевременное информирование обо всех отклонениях, выявленных в производственном процессе;
- подтверждение выполненных объемов работ и расхода материалов для исключения их необоснованного завышения.

Одна из основных функций бурового супервайзера – это организация работы сервисных подрядчиков, обеспечение выполнения поставленных задач, оформление указаний по производимым работам в письменном виде и передача

их лицам, ответственным за выполнение той или иной операции, контроля безопасности ведения буровых работ в соответствии с правилами безопасности. Для обеспечения выполнения проектных решений необходимо на постоянной основе проверять наличие проектной документации, планов и программ на объекте работ, ознакомление персонала подрядчиков с проектной документацией и планами работ под роспись или устно в формате брифинга, соответствие заданий на смену планам работ, контроль исполнения заданий на смену, в случае отклонений принимать меры по нормализации хода работ согласно планов и программ., самостоятельно проводить инструктажи по промышленной безопасности с персоналом, проводить УТЗ по действиям при ЧС и ГНВП.

Буровому супервайзеру необходимо уметь грамотно координировать и управлять работой подрядчиков на объекте проводимых работ. Для обеспечения координации и управления персоналом на должном уровне необходимо регулярно организовывать и проводить технологические совещания с инженерами подрядчиков по выполнению и планированию задания, контролировать организацию работ, организовать мониторинг хода работ, координацию действий подрядчиков при корректировке планов, согласовывать оперативные решения, составлять сменные задания, подтверждать фактическое выполнение объемов работ. Во исполнение этой функции необходимо уметь взаимодействовать с членами рабочего коллектива, знать и уметь использовать программные продукты для мониторинга бурения, формулировать производственные задачи и уметь их решать, давать ответы на вопросы или решать проблемы, возникающие в ходе совещаний (планерок) и при мониторинге производственного процесса, оценивать правильность и целесообразность предложенных решений, знать методики оценки качества выполненных работ. А также знать технологии бурения скважин, регламенты взаимодействия между заказчиком и подрядчиком, основы производственного менеджмента и систем организации и управления производством и трудовым коллективом, условия договорных отношений между заказчиком и

подрядчиками, методы выявления причин трудовых споров и конфликтов, способы их разрешения, офисные программы и прочие программные продукты. Контролирует распространение по всем подрядчикам уроков и расследований аварий, инцидентов и осложнений, информационных писем, молний и лучших производственных практик, и мероприятий по предупреждению и минимизации рисков.

Представитель заказчика должен в обязательном порядке организовывать технический контроль состояния, условий хранения, достаточность и качество технических, кадровых и материально-технических ресурсов подрядчика и Заказчика в соответствии с договором. Супервайзер постоянно находится на объекте, контролирует качество и сроки выполнения работ на ответственных и ключевых операциях в соответствии с перечнем и планами работ.

Для обеспечения контроля необходимо проводить регулярный осмотр состояния бурового оборудования и условий хранения материалов на буровой площадке, выявлять и фиксировать факты ненадлежащего хранения бурового оборудования и материалов на буровой площадке, принимать меры по приведению оборудования и условий хранения материалов в соответствие с нормативной документацией и техническими регламентами, контролировать и учитывать расход материалов, запасных частей и оборудования, разрабатывать предложения по повышению эффективности использования оборудования и материально-технических ресурсов, контролировать ведение журнала осмотра оборудования, контролировать исполнение графиков. Для исполнения этой функции необходимо уметь анализировать и обобщать данные о работе оборудования, разработать методику учета и производить учет расхода материалов, запчастей и оборудования, оценивать работоспособность бурового оборудования, оценивать правильность хранения бурового оборудования и материалов, а также знать конструктивные особенности и основные характеристики оборудования, физико-химические механизмы действия и свойства и буровых растворов, применяемых при бурении скважины.

Представитель компании заказчика обязан своевременно и достоверно информировать его о ходе производственного процесса бурения. Для информирования заказчика необходимо составлять и предоставлять ему суточную отчетность и основную информацию о проделанных и планируемых работах, незамедлительно ставить в известность и предоставлять необходимую информацию об инцидентах, осложнениях и авариях, об остановках работ по любым причинам. Заказчику необходимо знать также и о допущенных нарушениях технологий бурения, нарушениях правил и норм промышленной безопасности и охраны труда. Для исполнения этой функции необходимо уметь грамотно формулировать и корректно передавать фактические данные производственного процесса, контролировать ведение и организовывать сбор установленной отчетности строго в срок, использовать программные продукты для составления и передачи отчетов, выделять важную информацию, требующую первоочередных действий, вырабатывать предложения по улучшению проектных решений. Знать порядок оповещения о любом виде происшествия.

2.4 Формы договорных отношений

В настоящее время основной целью строительства скважин является экономически рентабельное производство с поддержанием требуемого уровня качества. Исходя из разных условий работ и технологических причин не представляется возможным добиться прироста рентабельности только за счет внедрения новых технологий и рационализации сфер рабочего процесса. В таких ситуациях необходимо обратить особое внимание на организацию и управление строительством скважин. Со стороны управленческой и организационной сферы основным документом, устанавливающим обязанности и права всех участвующих в нем сторон, является договор на оказание услуг.

Договорные отношения – это документ, подтверждающий факт найма заказчиком подрядной организации для оказания услуг, регламентирующий взаимодействие сторон заказчика и подрядчика, требования к оснащению исходными материалами, качеству продукта на выходе, оговаривающий все

нюансы, которые могут возникнуть в производственном процессе, и зону ответственности, обязанности и права сторон. Правильно выбранный подход и тип договорных отношений – это залог экономического успеха проекта [13].

В настоящее время в нефтегазовой отрасли существует четыре основных типа договорных отношений:

- генеральный подряд, или строительство скважины «под ключ»;
- генеральный подряд с выделенными сервисами;
- отдельный сервис;
- интегрированный сервис или Integrated Project Management (IPM).

2.4.1 Генеральный подряд и генеральный подряд с выделенными сервисами

Блок-схема договорных отношений типа «генеральный подряд» представлена на рисунке 6.

Согласно типовому договору при строительстве скважин «под ключ» работы ведет генеральный подрядчик (рис.5). Он отвечает за строительство скважины в соответствии с заданием заказчика. Генподрядчик пользуется определенной свободой, привлекая субподрядчиков и оплачивая их работу. Заказчик оплачивает заявленную стоимость скважины генеральному подрядчику и контролирует выполнение основных пунктов договора, требований норм и правил ПБОТОС, не вмешиваясь в технологическую часть производственного процесса. При этом многие детали остаются скрытыми от его глаз, например, документооборот между генеральным подрядчиком и субподрядчиками, система оплаты работ субподрядчиков, системы штрафных санкций, шкала оценки качества (ШОК) от генерального подрядчика.

Как правило, генподрядчиком выступает буровая компания, которая наряду с заключением контрактов с субподрядными организациями, привлекаемыми к работам на объекте, также выбирает буровое оборудование, рецептуры технологических жидкостей, продумывает логистику снабжения всеми расходными материалами своей компании и компаний-субподрядчиков и т.д. Следовательно, все производственные риски генеральный подрядчик берет

на себя, а заказчику проще выявить виновную сторону в конфликтных ситуациях [14].

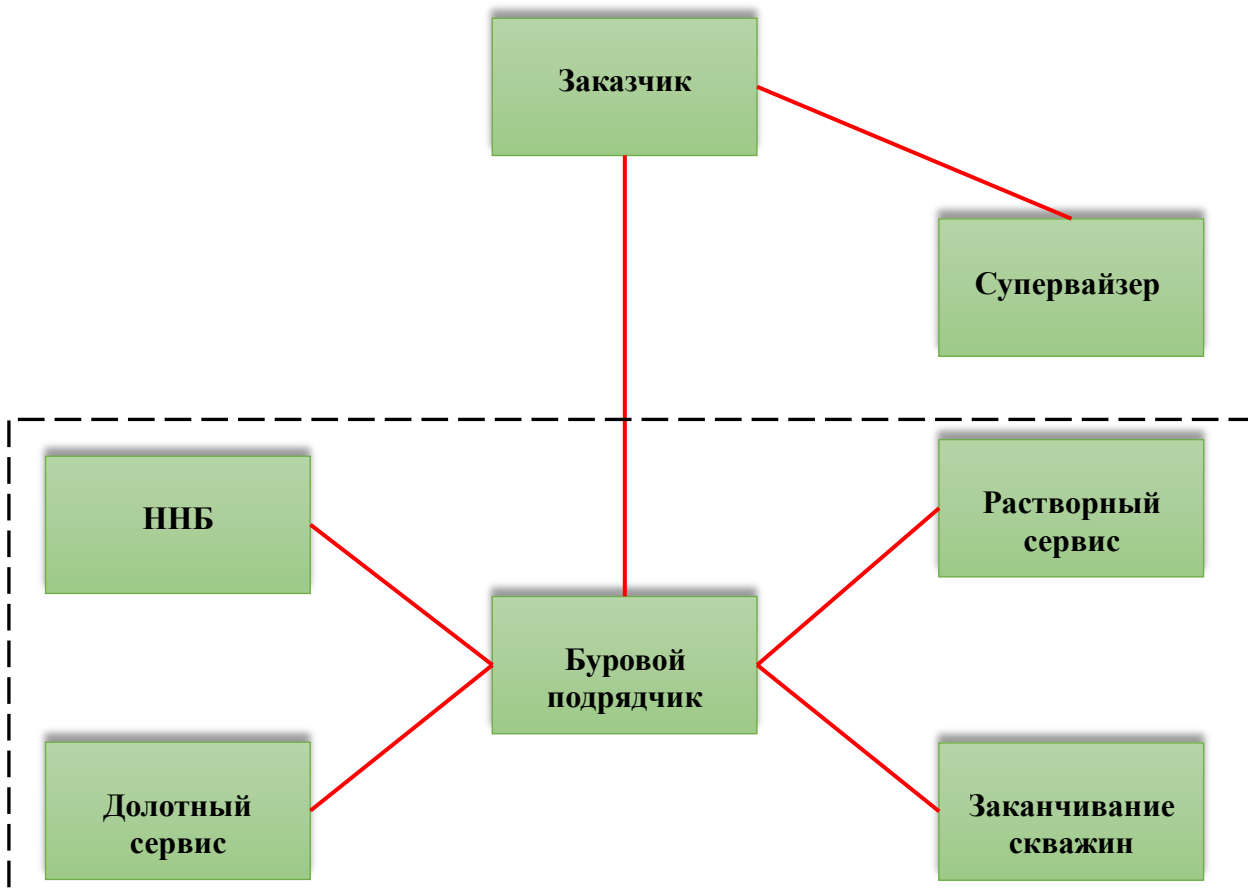


Рисунок 6 – Блок-схема договорных отношений типа «генеральный подряд»

Схема оплаты работ тоже упрощается. Оплата заказчиком производится за построенную скважину, либо за 1 метр проходки построенной скважины, что в свою очередь мотивирует генподрядчика к ускорению работ путем модернизации оборудования, оптимизации времени «безметражных» работ, исключение непроизводительного времени (НПВ) и сокращение скрытого непроизводительного времени (СНПВ).

С целью ускорения рабочего процесса нередко генподрядчик использует новейшее буровое оборудование, что дает возможность бурить скважину при высоких режимах бурения, которые не достигаются более дешевыми моделями используемого оборудования. Это относится как к забойному, так и к наземному оборудованию.

Основным недостатком системы генерального подряда для заказчика является высокая стоимость работ и, как говорилось выше, непрозрачность организации работ.

В системе генерального подряда выделяют еще один тип договорных отношений – генеральный подряд с выделенными сервисами.

Блок-схема договорных отношений типа «генеральный подряд с выделенными сервисами» представлена на рисунке 7.

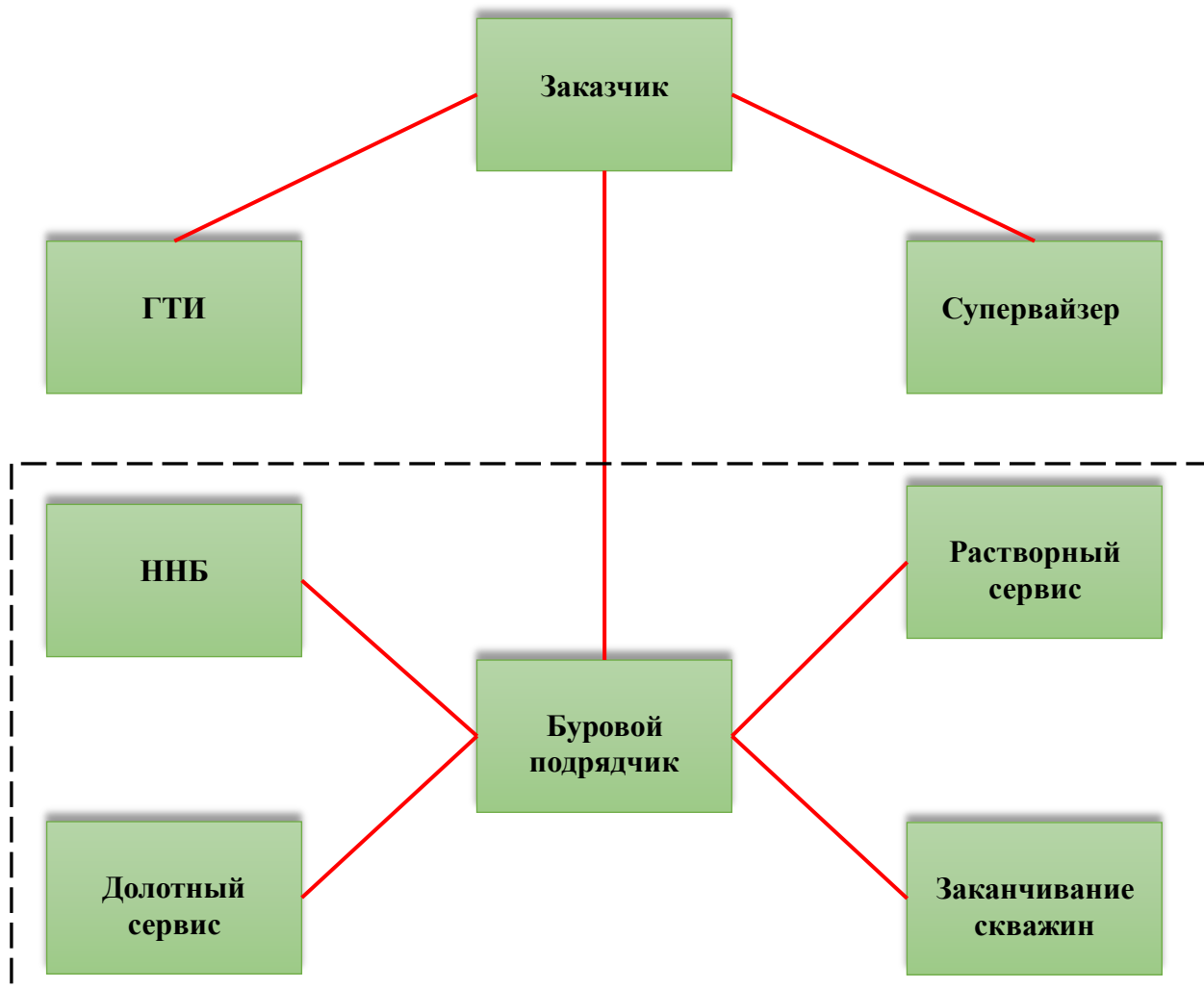


Рисунок 7 – Блок-схема договорных отношений типа «генеральный подряд с выделенными сервисами»

Генеральный подряд с выделенными сервисами практически ничем не отличается от генерального подряда, но встречается чаще по причине стремления заказчика усилить контроль за ходом работ, вводя на производственный объект дополнительного подрядчика, например, партию геолого-технологических исследований и газового каротажа (ГТИ и ГК). Блок

схема договорных отношений типа «генеральный подряд с выделенными сервисами» представлена на рисунке 7.

2.4.2 Раздельный сервис

При раздельном сервисе заказчик заключает договор с каждой компанией в отдельности. Такой подход обеспечивает большую прозрачность работы подрядчиков, однако требует от заказчика более серьезных компетенций и активного участия в процессе, правильной организации работы подрядчиков, непосредственного вмешательства в технологии производства работ, планирование, оптимизацию работ с целью сокращения сроков строительства скважины и тем самым затрат компании. Интересы заказчика на объекте производства работ представляет супервайзер. Данная система нуждается в большем количестве квалифицированных кадров в составе управления супервайзинга компании заказчика, чем при генеральном подряде. За неимением собственных кадров заказчик может нанять сервисную компанию по супервайзингу, которая также будет являться подрядной. Блок схема договорных отношений типа «раздельный сервис» представлена на рисунке 8.

Служба супервайзинга заказчика занимается всем спектром вопросов и проблем, возникающих в процессе строительства скважины, начиная с непосредственного контроля рабочих процессов на кустовой площадке, правил промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, заканчивая урегулированием вопросов сдачи объекта, документооборота и правовых конфликтов на управленческом уровне.

Оплата работ производится за сутки бурения и за объем оказанных услуг. Данная система подразумевает собой оплату услуг бурового подрядчика, инженеров сервисных компаний, аренды оборудования за время работ по строительству скважины в сутках и за фактические технологические операции.оборот бюджета становится прозрачным и податливым к оптимизации. Вследствие посуточной оплаты работ мотивация бурового подрядчика к ускоренному строительству скважины кратно меньше, чем при генподряде, что

добавляет буровому супервайзеру дополнительную функцию контроля сроков строительства скважины.

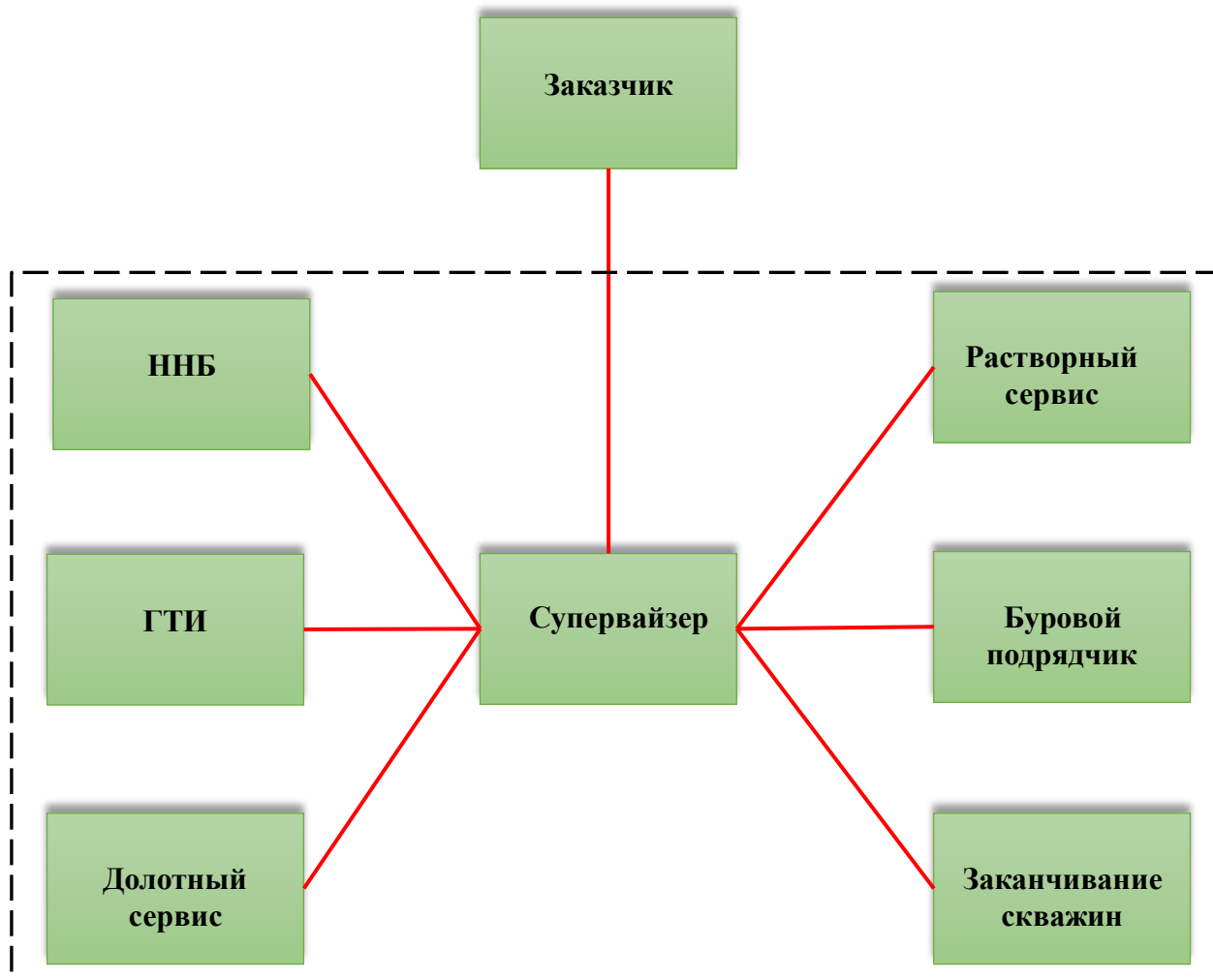


Рисунок 8 – Блок-схема договорных отношений типа «раздельный сервис».

Раздельный сервис дает заказчику огромные возможности к сокращению затрат на строительство скважин через экономию средств на каждом из видов сервиса. Это подразумевает не только расширенную систему штрафных санкций и усиленный контроль, но и аренду более дешевого оборудования с ограниченным ресурсом работ и возможностей, но удовлетворяющего техническому заданию, исключение или совмещение некоторых работ в цикле строительства скважины и т.д. [15].

Чем сложнее скважины, тем эффективнее внедрение раздельного сервиса. Этот подход стимулирует всех. Заказчик ищет возможности снизить стоимость и время строительства скважины за счет организации работ и привлечения новых

технологий, а подрядчики избавляются от внешних рисков и получают возможность сосредоточиться на собственной эффективности.

2.4.3 Интегрированный сервис или Integrated Project Management

Интегрированный сервис – это система, сочетающая в себе простоту генподряда и доступность отдельного сервиса, характеризуется прежде всего наймом сервисных подрядчиков, относящихся к одной организации – подрядчику по IPM. Подрядчик IPM обеспечивает логистику, оснащенность МТР и работу инженеров сервисных организаций. Чаще IPM объединяет собой подрядчиков по долотному сервису, ННБ, аренде ВЗД, телеметрии и ГИС, заканчиванию скважин. Блок схема договорных отношений типа «интегрированный сервис» представлена на рисунке 9.

Данная система обеспечивает заказчику полную прозрачность документооборота и оборота финансов, подрядная компания согласовывает каждое технологическое решение с заказчиком, чем возлагает ответственность за принятие решения на представителей компании-заказчика. При всех вышеупомянутых нюансах система интегрированного сервиса позволяет Заказчику иметь не такой большой штат работников службы супервайзинга, как при отдельном сервисе [16-18].

Оплата работ по строительству скважины производится чаще всего за объем оказанных услуг или за сутки оказания услуг. Но, несмотря на это, стоимость услуг по IPM выше и менее предсказуемая, чем оплата генеральному подрядчику за строительство скважины «под ключ».

Согласованию подлежат не только производственные решения по технологическим операциям, но и выбор бурового оборудования, элементов КНБК, рецептуры растворов и используемых хим.реагентов, что позволяет заказчику отслеживать уровень используемых материально-технических ресурсов и планировать сроки выполнения и ожидаемое качество выполненных работ.

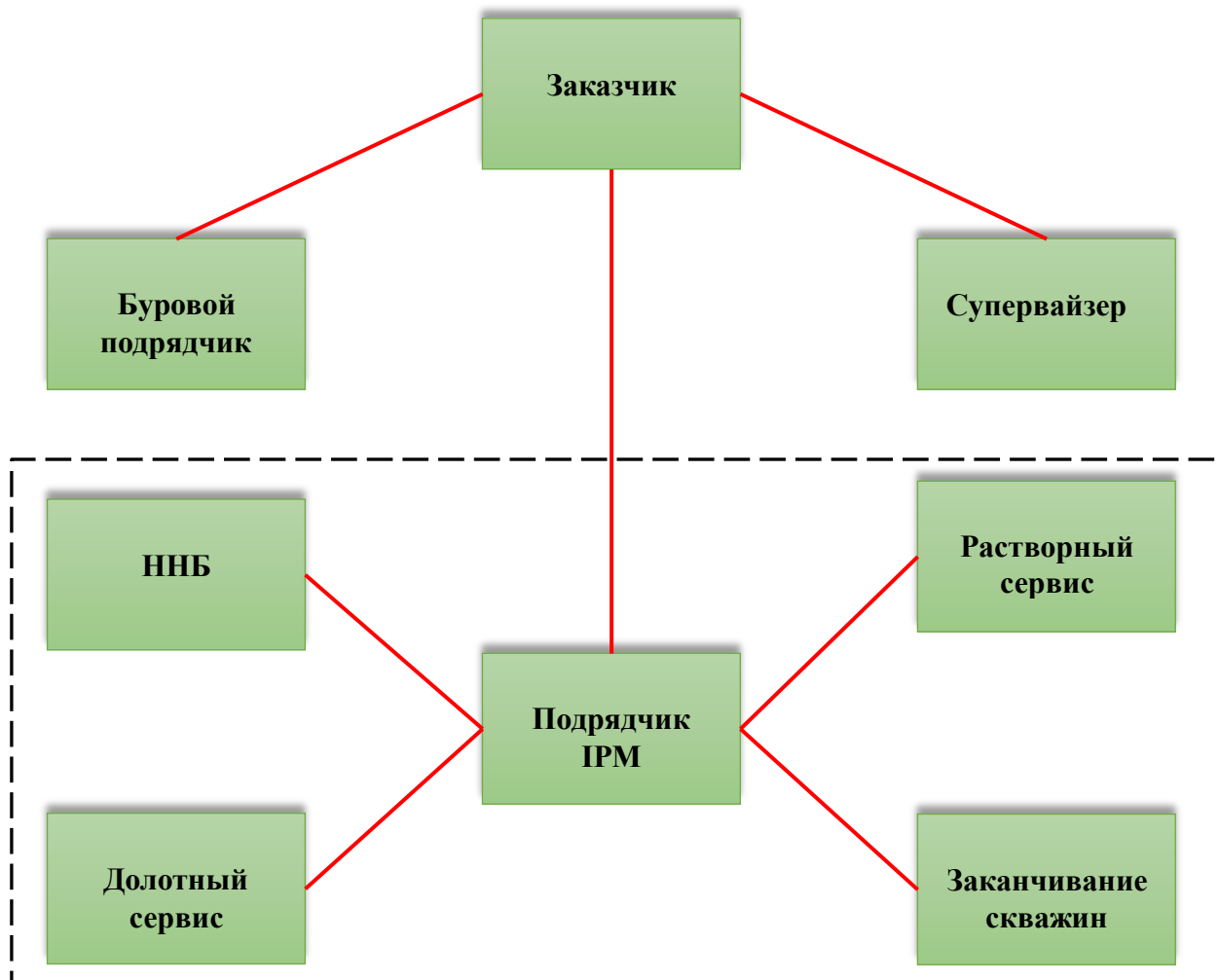


Рисунок 9 – Блок-схема договорных отношений типа «интегрированный сервис»

3 ОПТИМИЗАЦИЯ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВОМ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

3.1 Оптимизация полевого персонала

Особое место в оптимизации процесса строительства скважин составляет численность полевого персонала. Потребность в персонале определяется числом сотрудников, которое необходимо для выполнения текущих задач предприятия, в нашем случае – бурения скважин. Нерациональное использование кадрового состава – важная проблема на сегодняшний день для большого количества компаний. Очень важно найти тот самый баланс между числом сотрудников и необходимым качеством выполнения работ. На рисунке 10 представлена блок-схема полевого персонала.

На буровой площадке присутствует достаточно большое количество работников, участвующих в строительстве скважины. С внедрением новых техник и технологий приходят новые перспективы эволюции взаимодействия персонала. За счет создания цифровых платформ, упразднения одних профессий и наделения новыми полномочиями других удастся сократить численность сотрудников на буровой площадке.

Уменьшение количества людей на буровой позволяет снизить затраты на транспорт, проживание, а также минимизирует риски, которым подвергаются работники на буровой. Ниже рассмотрены направления их оптимизации.

3.1.1 Дистанционное сопровождение бурения

Исторически первые центры дистанционного сопровождения бурения скважин появились для контроля и оптимизации процесса строительства скважин в Мексиканском заливе в начале 2000-х годов. Назывались такие центры war room, что можно перевести как «командный центр». Они представляли собой небольшие комнаты в офисах компаний-операторов, где можно было отслеживать в реальном времени различные технические параметры строительства скважин [19].

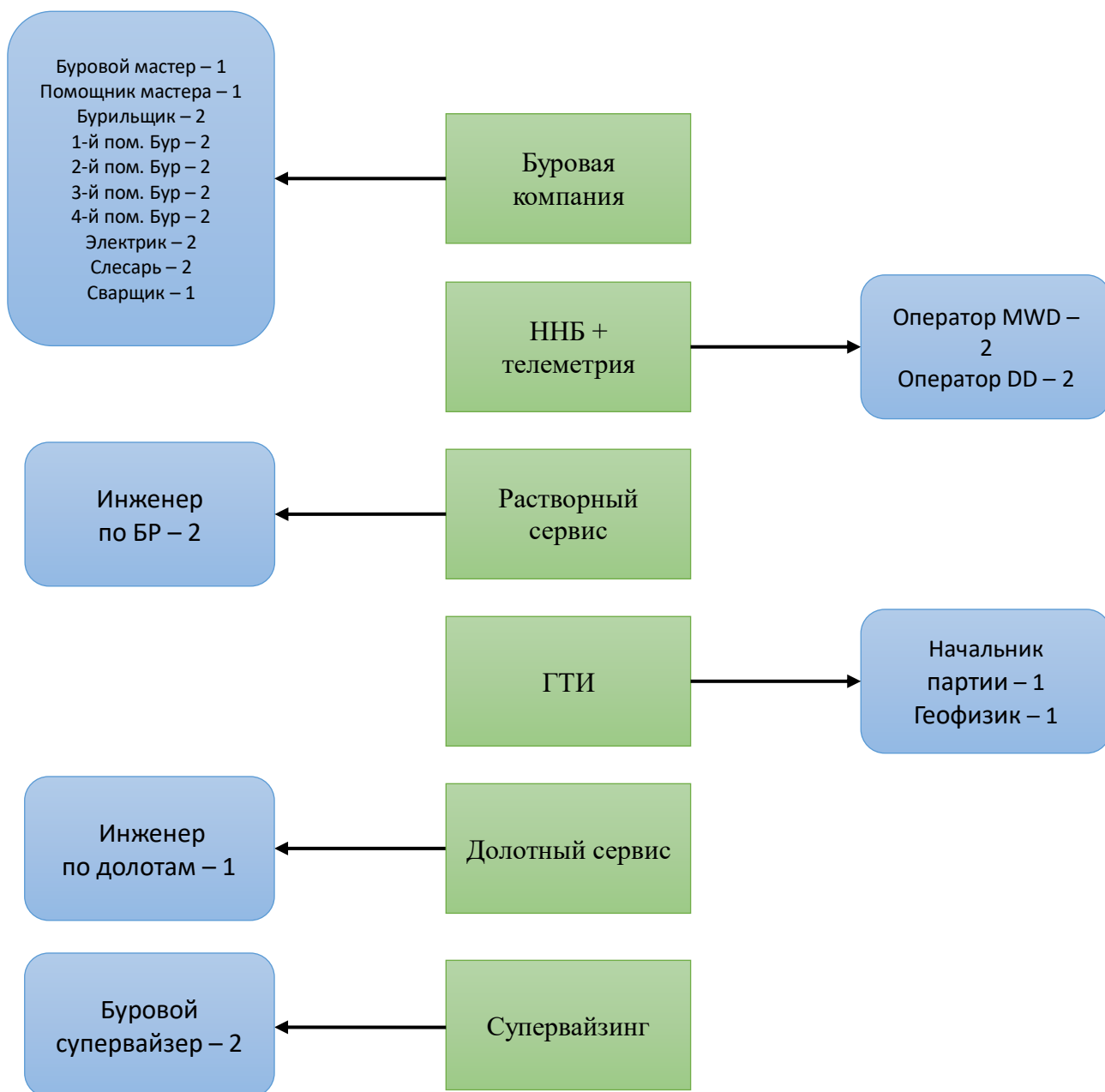


Рисунок 10 – Блок схема полевого персонала

В дальнейшем, в связи со значительным увеличением количества данных и сложности решаемых задач, подобные центры все более усложнялись и совершенствовались. В настоящее время данная технология получила широкое распространение, и сейчас центры дистанционного сопровождения бурения занимают многие десятки и сотни квадратных метров с самым современным оборудованием, включая 3D-кинзалы для графической визуализации геологической информации, а количество одновременно работающих там специалистов достигает нескольких десятков.

Так в чем же особенности и преимущества таких центров, позволившие им стать обязательным условием работы как сервисных компаний, так и компаний-операторов? Ниже будут рассмотрены основные моменты, связанные с организацией работ центров дистанционного сопровождения бурения, позволяющие решать широкий спектр задач.

Принцип работы

Основным принципом работы центров дистанционного сопровождения бурения скважин является возможность круглосуточно и удаленно контролировать и оптимизировать процесс строительства скважины в реальном времени.

Достигается это за счет передачи данных с буровой по локальной сети или через сеть интернет по протоколам WITS/WITSML (в случае компании Halliburton передача данных осуществляется посредством программного обеспечения InSite Anywhere). Помимо параметров бурения (вес на крюке, давление в манифольде, момент, расход промывочной жидкости, число оборотов) также передаются данные датчиков каротажа в процессе бурения (LWD) и на кабеле, параметры раствора, данные, получаемые во время цементирования, гидроразрыва или заканчивания скважин. В свою очередь, в центрах сопровождения установлено программное обеспечение, дающее возможность визуализировать, анализировать и хранить все получаемые данные [20-21].

В случае если возникают какие-либо проблемы со связью, программное обеспечение позволяет позже, при установлении соединения с буровой, получить все недостающие данные. Таким образом, специалисты, находящиеся в центрах дистанционного сопровождения, получают все те же данные в реальном времени, что и специалисты на буровой.

В центрах дистанционного сопровождения бурения скважин реализовано тесное взаимодействие специалистов различного профиля, при этом они могут представлять как сервисные компании, так и компании-операторы месторождений. Обычной практикой является круглосуточное присутствие в

подобных центрах следующих специалистов: инженеры по бурению, инженеры технической поддержки, специалисты по оптимизации бурения, геологи, геомеханики. При бурении в северных широтах или в регионах со слабой изученностью естественного магнитного поля Земли (к таким можно отнести и Россию) в центрах сопровождения также присутствуют специалисты по контролю качества инклинометрических замеров. В случае необходимости данные специалисты могут оперативно внести необходимые поправки и снизить неопределенность положения ствола скважины.

Для работы в центрах сопровождения привлекаются опытные специалисты, имеющие большой практический опыт. Таким образом компании получают возможность максимально эффективно использовать наиболее опытных сотрудников. При необходимости центры сопровождения могут быть максимально быстро дополнены и другими специалистами.

Кроме того, центры сопровождения имеют возможность собирать и анализировать данные и опыт со всех работ, а также оперативно обращаться к глобальной базе данных, в том числе и к мировому опыту. Как правило, центры сопровождения контролируют работы в нескольких регионах или странах со схожими условиями работы. При этом существуют также центры поддержки, контролирующие все региональные центры, которые помогают решать наиболее сложные задачи и привлекать специалистов с уникальным опытом и знаниями.

Основные задачи

Изначально задачей центров дистанционного сопровождения являлась техническая поддержка инженерных операций на буровой. Такая задача, безусловно, и сейчас стоит перед специалистами центров сопровождения, но сегодня все чаще основными задачами являются оптимизация бурения и геологическое сопровождение в реальном времени. Зачастую центры дистанционного сопровождения объединяют с центрами геологического сопровождения в реальном времени (геонавигация), и в этом случае компании-операторы могут не только получать в реальном времени всю информацию о процессе строительства скважин, но и оперативно принимать и согласовывать

(что зачастую требует значительного времени) изменения в траектории бурения и решать геологические задачи.

Кроме того, центры дистанционного сопровождения позволяют значительно сократить число специалистов, занятых непосредственно на буровой, что дает возможность снизить транспортные затраты, затраты на проживание и существенно уменьшить риски, которым подвержен персонал на буровой.

Если попытаться сформулировать задачу центров дистанционного сопровождения в одном предложении, то это будет звучать следующим образом: улучшение и ускорение процесса планирования, оптимизации, контроля и согласования процесса строительства скважин.

Автоматизация работы

Помимо передачи и визуализации данных, программное обеспечение, установленное в центрах дистанционного сопровождения бурения, позволяет автоматизировать некоторые процессы, что дает возможность инженерам центра уделять больше внимания оптимизации процесса строительства скважины и аналитической работе. Так, например, существует возможность в автоматическом режиме получать данные о фактической траектории скважины в реальном времени, сравнивать с последней версией плановой траектории и рассчитывать отклонение. В случае если отклонение превышает заранее установленные пределы, программный комплекс информирует об этом специалистов. Также существуют алгоритмы, позволяющие выявить на ранних стадиях проблемы, связанные с бурением. К таким проблемам относятся: промыв бурового инструмента, высокий уровень забойных напряжений и вибраций, нефтегазоводопроявления и т. д.

Риски

Кроме широкого спектра преимуществ, центры дистанционного сопровождения обладают и некоторыми недостатками. В частности, одним из наиболее критичных условий работы является наличие связи между буровой и центром сопровождения. И хотя в последнее время на фоне распространения как

спутниковой, так и мобильной связи эта проблема не является острой, тем не менее данный момент необходимо учитывать при планировании и реализации центров сопровождения. Как правило, указанная проблема решается за счет дублирования каналов связи (как на буровой, так и в центре сопровождения), например, спутниковая связь дублируется мобильной связью.

Перспективы развития

Уникальный штат сотрудников, программное обеспечение и инфраструктура центров дистанционного сопровождения бурения скважин позволяют не только решать существующие задачи, но и развиваться. Одним из наиболее перспективных направлений развития центров сопровождения является удаленное сопровождение операций. Это может быть полезно, например, для морского бурения, где зачастую количество персонала на буровой строго регламентировано, а количество высокотехнологического оборудования, используемого при строительстве скважин, увеличивается.

В этом случае часть работы может выполняться удаленно из центров сопровождения – без ущерба для качества выполнения. Также данное направление может быть полезно при бурении типовых скважин, где удаленное сопровождение может значительно сократить затраты.

3.2 Переход от генерального подряда к отдельному сервису

В мировой практике уже давно распространен отдельный сервис по суточной ставке. Крупные российские компании тоже переходят на этот тип договорных отношений. Однако, небольшие компании предпочитают работать по генеральному подряду, поскольку, зачастую, у них нет финансовой стабильности, квалифицированных кадров и необходимых компетенций.

Почему ведущие нефтяные компании и большая часть отечественных предрасположены к отдельному сервису? Основным фактором – это ускорение и повышение эффективности работы. Время – один из важнейших факторов в бурении, т.к. сокращение времени строительства скважины влечет за собой экономию средств, а также приближает момент ввода скважины в эксплуатацию.

При договорных отношениях типа «генеральный подряд», генеральный подрядчик меньше заинтересован в привлечении дополнительных средств к строительству скважины, т.е. оплата за скважину фиксированная. Возможно, он и имеет интерес в бурении большего количества скважин за это же время, но в таком случае, возникает необходимость нести большие риски – вкладывать средства, окупаемость которых остается под вопросом. Поэтому, генеральному подрядчику проще работать по отработанной схеме, не выходя за границы договора, когда у него имеется уверенность в получении результата и прибыли.

При договорных отношениях типа «раздельный сервис» по суточной ставке – все риски заказчик берет на себя, а все подрядчики стремятся выполнять работу с максимально возможной эффективностью в требуемом объеме, но при этом не рискуя понести финансовые убытки в связи с простоями и задержками других подрядных организаций.

По наблюдениям, переходя на раздельный сервис, заказчик может сократить стоимость строительства скважины на 40-70%, а также приобретает большую маневренность в выборе разнообразных технологий. В данном случае всеми процессами управляет заказчик в лице супервайзера. Во многом от его компетенции, уровня квалификации и знаний, умения организовать производственный процесс, зависит итог работы, а именно сооруженная без простоев и инцидентов, за минимальное количество времени, сданная вовремя скважина.

Функции бурового супервайзера

В связи с переходом на данный тип договорных отношений, возникает пересмотр функций бурового супервайзера. В основном – это постоянная координация работы всех подрядчиков и планирование дальнейших работ на несколько дней вперед. Растет количество различных отчетов, требуется постоянное ведение учета оборудования, наработки, различных материалов. Рост обязанностей влечет за собой рост ответственности, в том числе финансовой, т.к. ведется учет объема выполненных работ каждым подрядчиком, а также материальной – за сохранность оборудования и других материально-

технических ресурсов. Однако, сохраняются обязанности, выполняемые супервайзером при генеральном подряде, к примеру: контроль различных технологических операций, контроль за соблюдением правил безопасности нефтяной и газовой промышленности и охраны труда.

Раньше, при строительстве скважины «под ключ», объекте строительства находился один буровой супервайзер, который вполне справлялся со своей работой. При управленческом супервайзинге, учитывая возросший объем работы, одного супервайзера на объекте недостаточно. На данный момент, абсолютное большинство нефтегазовых компаний обеспечивают наличие именно двух работников на посту.

Следует учитывать, что новые функции супервайзера требуют существенного повышения уровня компетенций. Координация производственного процесса и эффективность планерок не может происходить без наличия организационных и управленческих качеств, планирование работ и прогноз ситуации – без логистических знаний, работа с финансовой документацией – без базовых знаний в бухгалтерии. Поэтому, приход управленческого супервайзинга делает профессию супервайзера совершенно обособленной, которая требует отдельного обучения.

Эффективность раздельного сервиса

При генеральном подряде оценить эффективность супервайзинга довольно просто и делается это по следующим параметрам:

- отсутствие аварий и инцидентов;
- количество выписанных пунктов и проведенных проверок.

Нефтегазовые компании проводят оценку по сумме штрафных санкций, которые выставляются подрядчику по предписаниям супервайзера. Исходя из суммы штрафов делается вывод об экономической оправданности. Дать оценку эффективности при раздельном сервисе уже сложнее.

Каждая нефтегазовая компания имеет свои критерии оценки, а именно ключевые показатели эффективности.

В основу такой системы положен принцип оценки эффективности проекта по достижению нескольких целевых показателей эффекта.

В целом, оценка эффективности супервайзинга по КПЭ имеет право на жизнь. Вместе с тем, есть некоторые спорные моменты, не позволяющие этой системе заработать в полную силу. Например, при расчете показателя эффективности НПВ в расчет часто берется общее НПВ по скважине, куда входят и простои по погоде, и отказ телеметрического оборудования. Т.е. события, на которые супервайзер не влияет, могут существенно повлиять на общую оценку КПЭ.

Все же главным тормозом развития оценки супервайзинга по КПЭ является отсутствие поощрений при достижении высоких баллов. Высокие КПЭ не дают какой-либо финансовой мотивации для супервайзингового предприятия или службы, не гарантируют преференций в тендерных процедурах. Таким образом, оценка супервайзинга по КПЭ в настоящий момент носит исключительно информативный характер.

Приобретаемые преимущества

Эффективность применения отдельного сервиса увеличивается прямопропорционально росту сложности строительства скважин, т.к. эта система наиболее успешным образом позволяет применять новые технологии, а также дает стимул всем участникам процесса: заказчик в лице нефтегазовой компании ищет новые решения по снижению стоимости скважины и времени строительства, а подрядчики имеют минимальные внешние риски и могут сконцентрироваться на собственной эффективности.

Немаловажную роль играет прозрачность для заказчика и получение новых знаний. Извлеченные уроки позволяют заказчику каждую следующую скважину строить более эффективно, а в случае смены подрядчика быстрее вводить его в курс дела, давая более точные указания и предостерегая о возможных сложностях.

Именно отдельный сервис позволил создавать и реализовывать оптимизированные дизайны скважин для разных активов и геологических

условий. Суть этого подхода в том, что нужного эффекта (повышение скорости, эффективности, снижение стоимости строительства без ухудшения качества и с сохранением или повышением объемов добычи) позволяет добиться не отдельно взятая технология, а комплексное решение. Однако без компетентных специалистов на местах и без активного вовлечения в работу.

3.3 Совмещение супервайзинга и ГТИ

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

3.4 Интеграция супервайзинга, ГТИ и авторского надзора

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ООО «РН-Бурение»

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ООО «РН-Бурение» создано в марте 2006 года в результате консолидации сервисных активов ОАО «НК «Роснефть». Уставный капитал Общества составляет 11 000 385 057,18 рублей.

Общество осуществляет деятельность по бурению нефтяных и газовых эксплуатационных и разведочных скважин. Генеральным директором Общества является Асадуллин Роберт Рашитович. Общество обладает одной из самых разветвленных филиальных сетей в Российской Федерации среди буровых компаний (12 филиалов).

Регионы присутствия ООО «РН-Бурение»:

- Ханты-Мансийский автономный округ – Югра;
- Ямало-Ненецкий автономный округ;
- Республика Коми;
- Краснодарский край;
- Красноярский край;
- Иркутская область;
- Сахалинская область;
- Чеченская республика;
- Оренбургская область;
- Республика Башкортостан

Парк буровых установок ООО «РН-Бурение» по состоянию на 01.07.2019 составляет 267 единиц, количество буровых бригад – 202, бригад ЗБС – 39

4.1.2 Организационная структура управления предприятием

Организационная структура предприятия представлена в приложении А.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины приведена в приложении Б, таблица Б.1.

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_m} = \frac{2633}{193} = 13,6 \text{ м/ч}, \quad (2)$$

где H – длина скважины, м;

t_m – время механического бурения, час

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{t_m + t_{\text{СПО}}} = \frac{2633}{193 + 36} = 11,5 \text{ м/ч}, \quad (3)$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H * 720}{T_K} = \frac{2633 * 720}{549} = 3453 \frac{\text{м}}{\text{ст.мес}}, \quad (4)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{2633}{4} = 658,25 \text{ м}, \quad (5)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки. Затем пятнадцать дней выходных. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав буровой бригады приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Состав буровой бригады

Должность	Количество, чел
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	1
Технолог	2
Бурильщик седьмого разряда	4
Первый помощник бурильщика шестого разряда	4
Второй помощник бурильщика пятого разряда	4
Третий помощник бурильщика четвертого разряда	4
Электрик	4
Слесарь	2

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 229 часов или 9,5 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 192 часов или 8 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на месторождении ХМАО представлен на рисунке

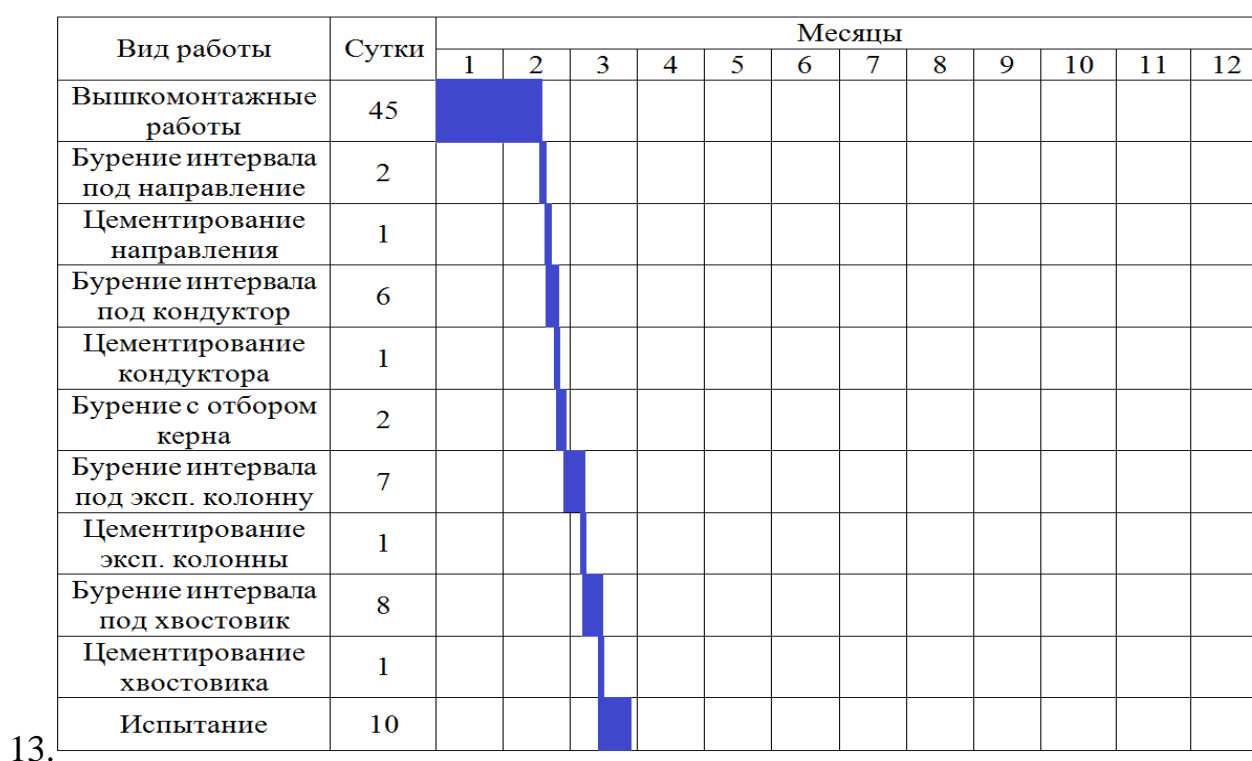


Рисунок 13 – Линейный календарный график проведения работ

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении В в таблицах В.1 и В.2.

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению нового решения

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Совершенствование методов управления строительством нефтяных и газовых скважин на сегодняшний день очень актуальная тема для исследований. Данное направление очень важно, как для нефтегазодобывающих предприятий, так и для нефтесервисных. Ведь в современных реалиях погоня за оптимизацией – это выход из сложившейся ситуации в нефтегазовой сфере, когда привычный порядок дестабилизирован ценами на энергоносители, низкой рентабельностью деятельности нефтесервисных компаний, усложнением процесса строительства скважины и еще некоторыми факторами.

В связи со всеми неблагоприятными факторами, возникает вопрос, о повышении качества строительства, снижении затрат на строительство и последующий ремонт скважины.

Для этого могут использоваться передовые технологии. Однако, зачастую, использование новых решений сводится к использованию новых рецептур буровых растворов и систем их очистки, телеметрических систем, винтовых забойных двигателей и породоразрушающих инструментов. Но, несмотря на это, даже если все составляющие идеально подходят к данным горно-геологическим условиям, не всегда удастся построить скважину, отвечающую всем стандартам качества, не говоря уже о сокращении затрат материально-технических ресурсов в процессе строительства.

Недостатки, существующие в методах управления строительством скважин, подталкивают к поиску новых организационно-управленческих механизмов или же к модернизации существующих.

Нефтегазовые предприятия – основные налогоплательщики нашей страны и от уровня их дохода напрямую зависит пополнение бюджета РФ и уровень оплаты труда сотрудников. В связи с этим, социальная направленность данной темы не вызывает сомнений.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения

безопасности

Бригады ЭИРБ и ТКРС работают в составе по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труд женщин (Постановление Правительства РФ). Компенсируется за вредность в виде выдачей молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы.

Работники, занятые на работах с опасными и вредными условиями труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [22].

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате.

Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка, пенсионный фонд и др.).

Для решения вопросов о чрезвычайных ситуациях, создана комиссия, которая занимается финансовым, продовольственными, медицинскими и

информационными проблемами, связанными с возникновением чрезвычайной ситуации.

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [23].

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [24].

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

5.2 Анализ вредных и опасных факторов производственной среды

Таблица 8 – Возможные опасные и вредные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015[25])

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	М/ж подъемного агрегата, мостков	Д/ж устьевого оборудования подъем	СПО, бурение	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [26].
2. Превышение уровня шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [27].
3. Укусы насекомых	+	+	+	СанПиН 2.1.7.2790-10. Требования к организации и проведению мероприятий по уничтожению бытовых насекомых и комаров [28].
4. Превышение уровня вибрации			+	СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [29].
5. Повышенное значение эл. напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [30].
6. Содержание вредных примесей в атмосфере		+	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [31].

5.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха (°С); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м²) или тепловая нагрузка среды (°С). Эти параметры, отдельно и в комплексе, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [32]. и Санитарными нормами микроклимата производственных помещений (СН 4088-86).

Основным значением для норм является отдельное нормирования

каждого из компонент: влажности, скорости движения воздуха, температуры. В зоне производственной деятельности должны быть оптимальные параметры микроклимата с допустимыми значениями данных параметров.

Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям. Высокая температура воздуха предшествует понижению внимания, возникает торопливость и неосмотрительность. Низкая температура снижает подвижность конечностей из-за способности тела отдавать тепло в окружающую среду.

Рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Летом – спецодежда х/б, сапоги, головной убор, перчатки, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка-ушанка, теплая обувь, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

5.2.2 Содержание вредных примесей в атмосфере

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H₂S – 0.1 м²/м³ по ГОСТ 12.1.005-88 [33]. За контролем запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно– допустимых концентраций.

5.2.3 Повреждения в результате контакта с насекомыми

В летне-осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят бесчисленные укусы, переносящие вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли и мази от насекомых.

5.2.4 Превышение уровня шума

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы, насосы, автотранспорт и ДЭС.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [34]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83 [34])

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для снижения шума применяют:

- уменьшение уровня шума в источнике его возникновения (своевременное смазывание движущихся частей);
- звукопоглощение и звукоизоляция;
- установка глушителей шума;
- рациональное размещение оборудования;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, ушные вкладыши).

5.2.5 Превышение уровня вибрации

Воздействие вибрации возникает при работе на буровой установке, спецтехнике, подъемных и цементируемых агрегатах, при спуске и подъеме насосно – компрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании

расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

При продолжительном воздействии вибрации высокого уровня на организм возникает преждевременное утомление, снижается продолжительность труда, рост заболеваемости и развивается вибрационная болезнь.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.003-83 [35] приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.01290 ГОСТ 12.1.003-83 [35])

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	—	108	99	93	92	92	92	—	—	—	—
Локальная вибрация	—	—	—	115	109	109	109	109	109	109	109

В качестве средства защиты от вибраций рабочего места, конструкций, оборудования эффективным является виброизоляция, которая представляется собой упругие вставки между вибрирующей машиной и основанием.

Для индивидуальной защиты человека от вибраций, которые передаются через ноги, следует носить обувь с войлочной или толстой резиновой подошвой. Для защиты рук используются виброгасящие перчатки.

5.2.6 Электромагнитные поля

Электромагнитное поле воздействует на центральную нервную и сердечно-сосудистую системы. Появляются жалобы на головную боль, сонливость или бессонницу, утомляемость, слабость, повышенную потливость, снижение памяти, потемнение в глазах, чувство тревоги и страха.

Источники излучения электромагнитного поля:

- трансформаторы, установленные в медицинском оборудовании;
- электропроводка;
- распределительные устройства (автоматы защиты, контакторы, релейные схемы и т. п.);

- индукторы и т.п.

Нормируется только электрическая составляющая поля на промышленной частоте, которая измеряется в киловольт/метр, представленная в таблице 11.

Таблица 11 – Нормативы для обслуживающего персонала (СанПиН 2.2.4.1191-03 [11])

Напряженность поля, кВ/м	5	10	15	20	25
Время, ч	8	3	1,5	10	5

При напряженности более 15 кВ/м - необходимо надевать спецодежду.

Защита:

- экранирование;
- уменьшение времени пребывания;
- удаление от источника электромагнитного излучения;
- заземление или зануление оборудования.

5.2.7 Механические опасности

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочих механизмов ротора, ШН, буровых насосов, буровой лебедки, вспомогательной лебедки и т.п. Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

1. Проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов.
2. Плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств.
3. Проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 данные зоны ограждаются сетками, экранами и кожухами. Их размеры и установка предусматривает любое случайное проникновение человека в опасную зону. Для обустройства ограждений есть также свои определенные требования. При снятом или неисправном ограждении работа запрещена.

5.2.8 Электробезопасность на рабочем месте

Правила имеют целью обеспечить надежную, безопасную и рациональную эксплуатацию электрооборудования. Работник должен помнить, что прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением ведет к поражению электрическим током или электрической дугой. Поражающие свойства электрического тока проявляются в виде электрических ударов и электрических травм (электрические ожоги, электрические знаки, электроофтальмия, электрометаллизация кожи, механические поражения). Степень воздействия тока на тело человека приведено в таблице 5.

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции в электроустановках потребителей должны быть предусмотрены защитные меры. В качестве таких мер могут быть использованы заземление, зануление, защитное отключение, разделяющий трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

Средства защиты, предназначенные для обеспечения электробезопасности, называются электрозащитными и подразделяются на основные и дополнительные.

Основным называется изолирующее электрозащитное средство, изоляция которого длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановки и которое позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Дополнительным называется изолирующее электрозащитное средство, которое само по себе не может при данном напряжении обеспечить защиту от поражения электрическим током, но дополняет основное средство защиты, а также служит для защиты от напряжения шага.

Таблица 12 – Характер воздействия электрического тока на организм человека в зависимости от рода и величины тока

Ток, мА	Характер воздействия	
	переменного тока 50-60 Гц	постоянного тока
0,6-1,5	Начало ощущения, легкое дрожание рук	Не ощущается
5-7	Судороги в руках	Зуд, ощущение нагрева
20-25	Руки парализуются мгновенно, оторваться от токоведущей части невозможно. Сильные боли, затрудняется дыхание	Ощущение нагрева. Незначительное сокращение мышц
50-80	Паралич дыхания	Сильное ощущение нагрева. Судороги мышц рук. Затрудненное дыхание
90-100	Паралич дыхания. При длительности 3с. и более – паралич сердца, смерть.	Паралич дыхания

В электроустановках до 1000В необходимо применять следующие основные электрозащитные средства: изолирующие штанги, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, изолированный инструмент, дополнительные – диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, изолирующие ковры, изолирующие подставки и колпаки.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт); растворителей (окрасочные работы); сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов

вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт.

Также необходимо: оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок; раздельное хранение легко воспламеняющихся веществ; использование компрессоров с электроприводом; утилизация попутного газа; работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах; автоматическое регулирование режимных технологических параметров; автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при аварийных ситуациях; безрезервуарная откачка нефти.

5.3.2 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие: изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН, КНС, отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

В качестве основных вредных источников, за счет которых вредные вещества поступают в поверхностные воды на протяжении разведки и освоения нефтяных месторождений выступают производственные и бытовые стоки, талые и ливневые воды, которые стекают с загрязненных установок и

площадок, работы по строительству объектов, приводящие к эрозии прибрежных зон водоемов с засорением их строительным мусором, разливы нефти и сброс отходов в стоки без согласия соответствующих инстанций.

5.3.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

Они включают в свой состав следующие: прокладка в единых коридорах совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидация переполненных шламовых амбаров и амбаров, расположенных вблизи рек; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю.

Использования различных методов защиты трубопроводов от внутренней и внешней коррозии; установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления; 100 % контроля швов сварных соединений трубопроводов.

5.4 Защита в ЧС

Характерны чрезвычайные ситуации (ЧС) – природного (паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже -40°C), метели и снежные заносы) и техногенного характера (открытое газонефтеводопроявление (фонтан), разгерметизация трубопроводов, пожары, взрывы, разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ), отключение электроэнергии).

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке

месторождения возможны два вида аварийных ситуаций – открытое фонтанирование нефти из скважин и порывы нефтесборной сети и сети ППД.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность почвы несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии. При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры к быстрой локализации аварии, сбору нефти и ликвидации последствий загрязнения природной среды.

Так же большую опасность в работе бригады ТКРС представляют чрезвычайные ситуации, связанные с коррозионными отказами трубопроводов. Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность транспортируемых нефтепродуктов, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод. Присутствие механических примесей в продукции скважин при большой скорости потока приводит к абразивному износу внутренней поверхности трубопроводов – ручейковой коррозии.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается: Оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение планово–предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов, очередность и технологию ремонта [36].

5.4.1 Газонефтеводопроявление

Газонефтеводопроявление (ГНВП) – выброс нефти, газа или воды из продуктивного пласта в скважину, через устье на поверхность при производстве ремонта, освоения или бурения скважины.

Причины газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых нефтяных и газовых фонтанов:

1. Невыполнение требований проекта и технологических регламентов по параметрам промывочной жидкости, промывкам скважины, скоростям спуска и подъема бурильной и обсадных колонн, что приводит к снижению противодействия на пласт.

2. Длительные простои скважины без промывки и долива.

3. Снижение уровня промывочной жидкости в скважине в процессе спуско-подъемных операций, геофизических исследований, ремонтных работ и простоев в результате несвоевременного и недостаточного ее заполнения промывочной жидкостью.

4. Непринятие оперативных мер по герметизации устья скважины при появлении признаков нефтегазоводопроявления.

5. Увеличение объема вытесняемого из скважины раствора при спуске бурильных или обсадных колонн по сравнению с расчетным.

Действия бригады ТКРС при появлении признаков ГНВП:

1. При появлении признаков нефтегазоводопроявления немедленно загерметизировать устье скважины, зафиксировать избыточное давление в трубах и затрубном пространстве.

2. При подъеме бурильных труб непрерывно доливать скважину буровым раствором с регистрацией объема долива в вахтовом журнале.

3. При геофизических исследованиях скважины, ремонтах и простоях регулярно доливать скважину буровым раствором.

4. Строго исполнять требования геолого-технического наряда и технологических регламентов.

5. Ежемесячно проверять надежность фланцевых соединений противовыбросового оборудования, колонной головки и манифольда.

Заключение

Проанализировав существующие вызовы перед нефтяной отраслью нашей страны была определена важность и необходимость проведения исследования в данной области.

В ходе данной выпускной квалификационной работы рассматривались методы управления строительством скважин и договорные отношения между заказчиком и подрядчиком, из чего был сделан вывод, что существующая система имеет ряд недостатков, а именно, что до сих пор используется менее продуктивная форма договорных отношений типа «генеральный подряд», несмотря на то, что «раздельный сервис» показывает себя как более эффективная форма управления строительства нефтяных и газовых скважин.

Однако, нельзя сказать, что строительство скважин «под ключ» не заслуживает внимание, ведь имеются очевидные плюсы для заказчика, в виде большого снижения рисков. В связи с этим были выработаны критерии применения того или иного типа договорных отношений. Предлагается прибегать к использованию генерального подряда при бурении поисковых и разведочных скважин, а также при бурении скважин в отсутствие развитой инфраструктуры и условиях автономности месторождения.

При анализе состава полевого персонала выявлены упущения по оптимизации. Современный уровень развития технологий позволяет многие операции производить в удаленном режиме, но большинство компаний предпочитают производить работы по уже отработанной схеме и не вносить никаких изменений, тем самым упуская возможную выгоду.

Снижение численности работников на буровой – это не только экономия средств на заработной плате и транспортировке, но и минимизация рисков, ведь просто нахождения на опасном производственном объекте подвергает жизнь и здоровье работников опасности. В связи с этим, предлагается повсеместное внедрение дистанционных центров сопровождения бурения, что позволит сократить партию по ННБ и телеметрии с четырех до двух человек, передача функции сервиса по долотному сопровождению сервису по ННБ и телеметрии.

Предлагается совмещение сервисов по супервайзингу и ГТИ, которое даст дополнительную динамику в развитии геолого-технических исследований, ведь предоставление услуг по ГТИ находится на достаточно низком уровне. Непосредственное подчинение партии ГТИ буровому супервайзеру, оказывает положительный управленческий эффект и позволяет последнему больше внимания уделять непосредственно работе на буровой, а не формированию различной документации.

Создание цифровой платформы на базе сервиса по супервайзингу, ГТИ и центра проектирования скважин позволит проектировщику в реальном времени получать неинтерпретированные данные непосредственно с бурового объекта, что позволит ему в самые сжатые сроки вносить корректировки в программу на строительство / реконструкцию скважины.

Хотелось бы отметить некоторые другие возможные направления для дальнейших исследований:

- внедрение данных решений в практику нефтегазовыми компаниями;
- разработка новых оптимизационных управленческих решений с целью совершенствования управления строительством скважин;
- экономическое обоснование эффективности повсеместного внедрения данных решений;
- рассмотрение возможных трудностей на пути внедрения данных решений.

Список использованных источников

1. Пархоменко А.К. Организационно-управленческий механизм повышения эффективности бурения и ремонта нефтяных скважин. – Москва, 2018 – 152 с.
2. Башмур К.А., Костоустова Е.В. Обоснование экономической эффективности модернизации буровой установки. 4 с.
3. Аналитический отчет «Российский рынок бурения нефтяных скважин». 112 с
4. Татьяна Митрова, Екатерина Грушевинко, Артем Малов. Перспективы российской нефтедобычи: жизнь под санкциями. М., 2018 – 45 с
5. Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Гришин Д.В., Александров В.Л.. Методическое и информационное обеспечение бурового супервайзера. Москва – 2009. 252 с.
6. ISO 9001. Системы менеджмента качества. Требования.
7. ISO 14001. Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению.
8. OHSAS 18001. Системы менеджмента безопасности труда. Требования.
9. Андреев А.Ф., Маккавеев М.В. Организация и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности. – Нефть и газ. 1997 – 80с.
10. Профессиональный стандарт «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 27 ноября 2014 г. № 942н.
11. Сизов А.В., Боярко Г.Ю. Супервайзинг как инструмент контроля качества инженерных изысканий // Инженерные изыскания, -М., 2014 - № 13-14 - С. 24-29.
12. Аминов С.М., Баталов Д.А., Справочник супервайзера. – Сургут: Нефть Приобья, 2011.- 224 с.

13. Положение компании. Порядок взаимодействия с подрядными организациями в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды. – Москва 2019. 73 с.
14. Руднева Л.Н. Организация и управление деятельностью бурового предприятия в условиях сервисного обслуживания. Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 166 с.
15. Кульчицкий В.В. Супервайзинг строительства нефтяных и газовых скважин. Практическое руководство / — М. : Вече, 2019. — 368 с.
16. Кустарев Д.А. Сравнение интегрированного и отдельного сервиса на примере строительства скважин в ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ» / Инженерная практика №10-2014
17. Щебетов А.В. Супервайзинг как бизнес: дешево и сердито. ROGTEC. – Апрель 2017 – С.64-73
18. Кульчицкий В.В. Диалектика бурового супервайзинга // Нефтесервис. 2013. № 2. С. 34–35.
19. Ken Fraser, Jim Peden. Managing drilling operations. / British Library Cataloguing in Publication Data – 2014. – P. 246
20. Wolfgang F. Prassl. Drilling Engineering / Curtin University of Technology – 2007. – P. 274
21. Carl Gatlin. Drilling and well completions / Prentice hall, INC. – 2006/ - P. 341
22. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
23. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».
24. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».
25. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

26. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
27. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
28. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
29. СанПиН 3.5.2.541-96. Требования к организации и проведению мероприятий по уничтожению бытовых насекомых и комаров.
30. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
31. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
32. ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
33. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
34. ГОСТ 12.1.003-83. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука.
35. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях.
36. Федеральные Нормы и Правила в области промышленной безопасности «Правила Безопасности в Нефтяной и Газовой Промышленности».

Приложение А

Организационная структура ООО «РН-Бурение»

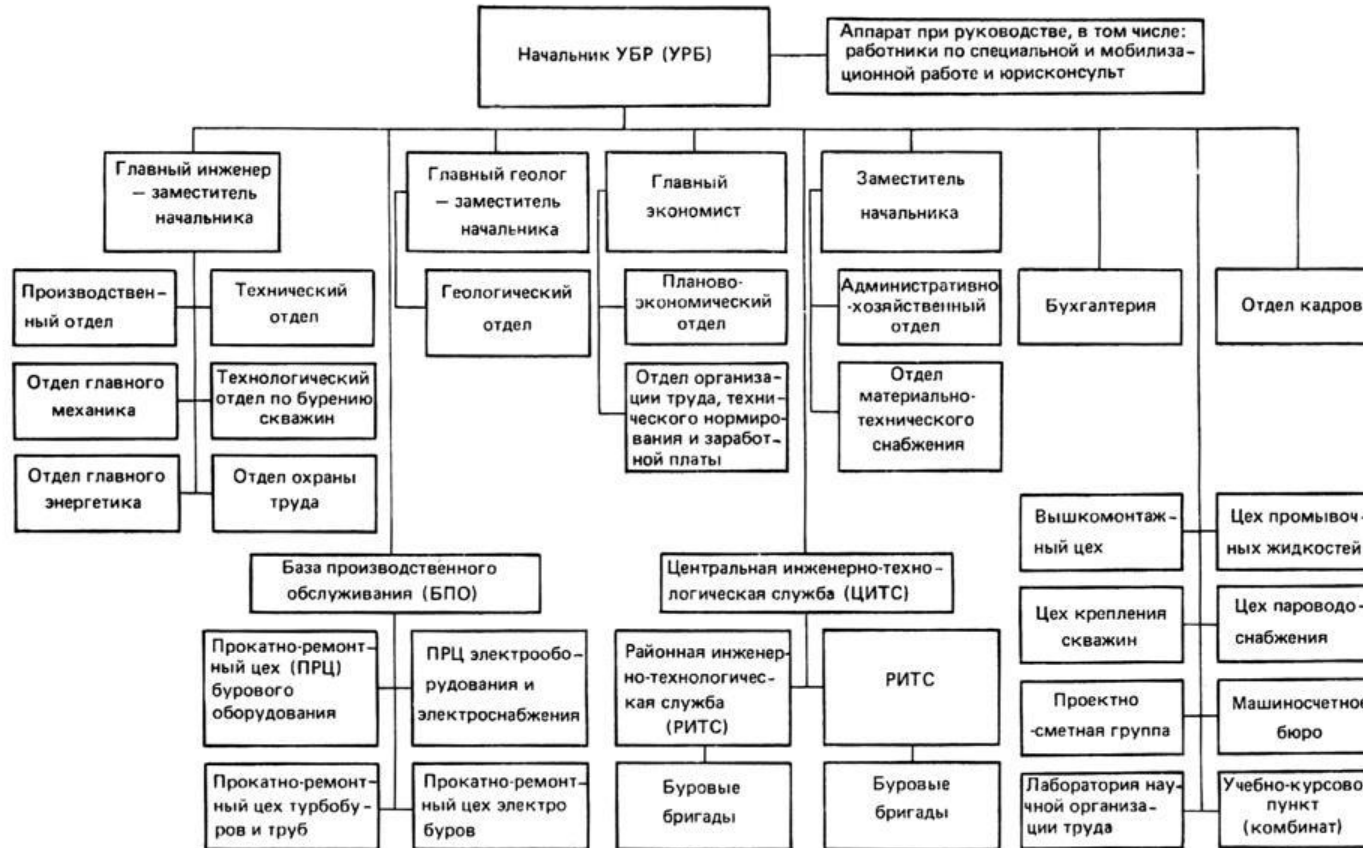


Рисунок А.1 - Организационная структура ООО «РН-Бурение»

Приложение Б

Нормативная карта

Таблица Б.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота (буровой головки)	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения, м/ч					
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы к Бурению										96
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	ВБМ 393,7 GRDP 215	0	30	350	0,036	30	0,14	1,00	0,12	1,08 0,03 0,13 0,24 0,43 1,13 0,37 17 1,43 0,30 22,14
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	ВБМ 295,3 FD 519 SM	30	842	3200	0,067	812	0,30	28,62	3,12	54 0,31 5,5 0,24 0,43 0,83 0,60 68 5,45 4,80 0,90 141,06

Продолжение таблицы Б.1

Бурение под отбор керна Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	ВБМ 215,9/100 СВ 913 SM	1790	1924	1500	0,09	134	0,01	1,26	8,09	12 2 0,3 0,25 0,4 1 0,20 14,37 1,6 0,30 32,42
Бурение под эксплуатационную колонну Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	ВБМ 215,9 FD 713 MH	842	1918	3200	0,083	1076	0,09	21,24	8,26	89 1,13 1,33 0,24 0,47 0,20 72,3 10,10 5,90 1,00 180,34
Бурение под хвостовик Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	ВБМ 142,9 FD 613 M	1918	2633	2000	0,1	715	0,25	45,00	10,60	73 1,03 2,80 0,24 0,43 3,12 1,35 61,3 12,64 7,02 1,20 164,13

Приложение В

Сметный расчет на бурение и крепление скважины

Таблица В.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,2	4,00	516,6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Социальные отчисления, 30%			0,00	175,6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,2	0,00	0,00	0,05	6,91	2,25	310,93	3,71	512,68	3,00	414,6
Социальные отчисления, 30%			0,00	0,00	0,00	2,35	0,00	105,72	0,00	174,31	0,00	141
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,00	46,4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Социальные отчисления, 30%			0,00	158	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	0,00	0,00	0,05	0,72	2,25	32,40	3,71	53,42	3,00	43,20
Социальные отчисления, 30%			0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	11,02	0,00	18,16	0,00	14,69
Содержание бурового оборудования	сут	252,9	4,00	1011	0,05	12,64	2,25	568,94	3,71	938,11	3,00	758
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,00	5732	0,05	71,65	2,25	3224,25	3,71	5316,43	3,00	4299
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,8	4,00	615,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	0,00	0,00	0,0	0,00	1,20	269,52	4,96	1114,02	1,88	422,25
Прокат ВЗД	сут	19,5	4,00	77,84	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прокат ВЗД	сут	92,7	0,00	0,00	0,00	0,00	1,20	111,19	4,96	459,59	0,00	0,00

Продолжение таблицы В.1

Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %.	сут	241	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,88	453
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	4,00	35,60	0,27	2,40	2,10	18,69	4,96	44,14	1,88	16,73
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,5	-	-	0,27	2,04	2,10	15,83	4,96	37,40	1,88	14,18
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,5	0,00	0,00	0,27	40,36	2,10	313,91	4,96	741,42	1,88	281
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,5	4,00	182,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,9	0,00	0,00	0,27	29,14	2,10	226,65	4,96	535,33	1,88	203
Эксплуатация трактора	сут	33,9	4,00	136	0,05	1,70	1,20	40,70	8,19	277,80	1,88	64
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,00	401,6	0,05	5,02	1,20	120,48	8,19	822,28	1,88	189
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,5	4,00	22	0,27	1,49	2,10	11,61	4,96	27,43	1,88	10,40
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,3	4,00	677	0,05	8,46	1,20	203,15	8,19	1386	1,88	318
Порошок бентонитовый марки Б	т	40,2	0,00	0,00	4,0	160,8	8,00	321,6	4,00	160,8	0,00	0,00
Сода каустическая	т	875,2	0,00	0,00	0,0	14,00	0,10	87,52	0,35	306,32	0,20	175,04
Сода кальцинированная марки	т	183,3	0,00	0,00	0,0	0,00	10,0	1833	9,00	1649,7	5,00	916,50
КСІ	т	215,6	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,00	862,40
Биополимер	т	60	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,00	300,00
Мраморная крошка (фракции 20, 60, 100)	т	198,6	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ectazan-C, Праестол	т	1491	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,4	6,63	2,32	4,0	1,40	3,20	1,12	6,00	2,10	12,0	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,7	0,00	0,00	0,0	0,00	11,2	186,82	10,6	176,81	18,0	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,1	0,00	0,00	4,0	80,64	18,10	363	9,35	188	14,2	285

Продолжение таблицы В.1

Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				9647		442		8378		14942		10486
ВБМ 393,7 GRDP 215	шт.	2686	0,00	0,00	0,1	376,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ВБМ 295,3 FD 519 SM	шт	4852	0,00	0,00	0,0	0,00	0,30	1455,81	0,00	0,00	0,00	0,00
ВБМ 215,9 FD 713 МН	шт	5234	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,86	4501,58	0,00	0,00
ВБМ 215,9/100 СВ 913 SM	шт	8845	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,01	88,46	0,00	0,00
ВБМ 142,9 FD 613 М	шт	6971	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	1743
Калибратор 393,7	шт.	459	0,00	0,00	0,0	0,00	0,40	183,56	0,00	0,00	0,00	0,00
Калибратор 295,3	шт.	443	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,80	354,08	0,00	0,00
Транспортировка труб	т	4,9	0,00	0,00	18,	90,34	24,80	121,77	48,60	238,63	60,90	299
Транспортировка долот	т	6,6	0,00	0,00	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	1268	1268									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0,0		0,00		473		1768		5189		2048
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				9647		915		10146		20132		12534
Всего по сметному расчету, руб		53374										

Таблица В.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	5	6	7	8	9	10	11	12
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	127,15	0,70	89,01	2,80	356,02	3,00	381,45	2,55	324,23
Социальные отчисления, 30%				26,70		106,81		114,44		97,27
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,70	8,12	2,80	32,48	3,00	34,80	2,55	29,58
Социальные отчисления, 30%				2,44		9,74		10,44		8,87
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,70	5,28	2,80	21,11	3,00	22,62	2,55	19,23
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,70	177,00	2,80	708,01	3,00	758,58	2,55	644,79
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,70	1003,10	2,80	4012,40	3,00	4299,00	2,55	3654,15
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут	1368,00	0,70		2,80		3,00		2,55	
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,70	293,58	2,80	1174,32	3,00	1258,20	2,55	1069,47
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,70	97,22	2,80	388,89	3,00	416,67	2,55	354,17
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,70	70,59	2,80	282,35	3,00	302,52	2,55	257,14
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,70	6,23	2,80	24,92	3,00	26,70	2,55	22,70
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,70	70,28	2,80	281,12	3,00	301,20	2,55	256,02
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,70	118,50	2,80	474,01	3,00	507,87	2,55	431,69
Эксплуатация бульдозера	сут	18,40	0,70	12,88	2,80	51,52	3,00	55,20	2,55	46,92
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,70	23,74	2,80	94,98	3,00	101,76	2,55	86,50

Продолжение таблицы В.2

Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6,00	49,26	21	172,41	16,00	131,36	5,00	41,05
Башмак колонный БК-324	шт	85,50	1,00	85,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Башмак колонный БК-245	шт	65,00	-	-	1,00	65,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Башмак колонный БК-168	шт	45,50	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	45,50	0,00	0,00
Башмак колонный БК-114	шт	32,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	32,00
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,40	0,00	0,00	17	431,8	0,00	0,00	0,00	0,00
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,70	0,00	0,00	0,00	0,00	38,00	710,6	0,00	0,00
ЦКОД-324 ОТТМ	шт	125,60	1,00	125,6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЦКОД-245 ОТТМ	шт	113,10	0,00	0,00	1,00	113,10	0,00	0,00	0,00	0,00
ЦКОД-168 ОТТМ	шт	105	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	105,00	0,00	0,00
Продавочная пробка ПРП-Ц-324	шт	80,5	1,00	80,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Продавочная пробка ПРП-Ц-245	шт	59,15	0,00	0,00	1,00	59,15	0,00	0,00	0,00	0,00
Продавочная пробка ПРП-Ц-168	шт	30,12	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	30,12	0,00	0,00
ПХН1.114/168	шт	700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	700
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	3960	1,00	3960	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320	0,00	0,00	1,00	3320	0,00	0,00	0,00	0,00
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	2880	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2880	0,00	0,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				6305,53		12180		12494		8076
Обсадные трубы 324x8,5	м	37,21	3,00	111,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обсадные трубы 245x8,9	м	28,53	0,00	0,00	85,00	2425	0,00	0,00	0,00	0,00
Обсадные трубы 168x8	м	19,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы В.2

Обсадные трубы 168х7,3	м	16,47	0,00	0,00	0,00	0,00	192	3162	0,00	0,00
Хвостовик	м	14,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	97,0	1383
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	5,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15	75,75	0,00	0,00
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100		35,80	0,00	0,00	0,00	0,00	17,6	630	0,00	0,00
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	720	0,00	0,00
Затворение цемента, тампонажный цех, т		6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	54,8	329,35	0,00	0,00
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	1,50	54,6	0,00	0,00
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,6	0,00	0,00
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,60	-	-	-	-	1,00	80,6	-	-
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,2	15,00	552
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	4,00	147,2	5,00	184
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	-	-	-	-	1,00	40,8	2,00	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16,0	247,84	24,00	372	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,83	34,8	652,85	80,4	1508	10,50	197
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	14	525	3,00	112,6
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	268,00	6351,60							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб				752,1		4751,42		8259		2510,4
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб				16272		158950,43				
Всего по сметному расчету, руб				61680						

Приложение Г

Сводный сметный расчет

Таблица Г.1 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для ХМАО на апрель 2020 года

№ п/п	Код номер сметного расчета	Наименование работ и затрат	Един. изм.	Объем работ всего	Сумма в ценах 1984 года	Индекс к виду работ	Сметная стоимость в текущих ценах всего
1	2	3	4	6	8	10	12
1	Глава 1	Подготовительные работы					
1.1	см.рас. 1,1	Обустройство площадки	%	100	78 997	200	15 799 400
1.2	см.рас.	Рекультивация	%	100	12 364	200	2 472 800
1.3	см.рас.1.1	Разборка трубопроводов	%	100	2295	200	459 000
		Итого по подготовительным			93 656		18 731 200
2	Глава 2	Вышкостроение и монтаж оборудования					
2.1	см.рас. 2.1	Строительство и монтаж	монтаж	1	177 994	200	35 598 800
2.2	"-	Разборка и демонтаж	демонт.	1	11 351	200	2 270 200
2.3	см.рас. 2.2	Монтаж оборудования для испытания	монтаж	1	13 905	200	2 781 000
2.4	"-	Демонтаж оборудования для испытания	демонт.	1	1674	200	334 800
		Итого по вышкостроению и монтажу			204 924		40 984 800
3	Глава 3	Бурение и крепление					
3.1	см.рас. 3.1	Бурение скважины	пог.м	3542	53 375	200	10 674 930
3.2	см.рас. 3.2	Крепление скважины	%	100	61 680	200	12 335 943
3.4	Расчет	Затраты буровой бригады при проведении ВСП	сут	10	0	200	0
		Итого по бурению и креплению			115 054	200	23 010 873
4	Глава 4	Испытание скважины					
4.1	см.расч. 4.1	Испытание в процессе бурения	объект	1	14 037	200	2 807 400

Продолжение таблицы Г.1

4.2	см.расч. 4.2	Испытание первого объекта	объект	1	0	200	0
4.3	-"	Консервация скважины	объект	0	6 872	200	1 374 400
4.4	расчет	Оборудование устья скважины	%	100		200	0
4.5	расчет	Ликвидация (консервация) скважины	скв.	1	8080	200	1616000
		Итого по испытанию			28 989		5 797 800
5	Справка	Промыслово-геофизические работы					
		(от глав 3 и 4)	11%		15844,77042		3 168 954,08
5.1		Проведение ВСП					0
		Итого промыслово-геофизических работ			15844,77042		3168954,084
6	Глава 6	Доп-ные затраты при производстве строи- тельно-монтажных работ в зимнее время:	5,40%				
6.1		- при подготовительных работах			16 123	200	3224664
		Снегоборьба, 0,4%	0,40%		11 943	200	2388640
6.5	расчет	Эксплуатация теплофикационной котельной	сут	78,7	30 610	200	6122000
		Итого по главе 6			58 677		11 735 304
		ИТОГО прямых затрат			517 145		103 428 932
7	Глава 7	Накладные расходы	25,00%		129 286		20 375 500
8	Глава 8	Плановые накопления	8,00%		51 714		6 190 222
		ИТОГО с накладными и плановыми			698 145		129 994 653
9	Глава 9	Прочие работы и затраты					
9.1		Дополнительные затраты					

Продолжение таблицы Г.1

9.2		- премиальные доплаты	24,50%		171 045,60		3 457 857,76
9.3		- надбавка за вахтовый метод работы	4,40%		30 718,39		688 971,66
9.4		- северные льготы	2,98%		20 804,73		3 873 840,65
9.6		Промыслово-геофизические работы	руб				14 200 000
		Услуги по отбору керна	руб				3 150 000
9.7	расчет	Транспортировка керна в п. Каргасок	тн	0,5			11 456
9.8	расчет	Изготовление керновых ящиков	ящик	14			22 086
9.9	расчет						
9.10	расчет	Авиатранспорт	руб				3 975 300
	расчет	Транспортировка вахт автотранспортом	руб	2	68 000,00		136 000
9.11	см.расчет	Бурение скважины на воду					870 600
9.12		Перевозка вахт до г. Томска	руб				112 000
9.13	расчет	Услуги связи на период строительства скважины					25 300
		Итого прочих работ и затрат			290 569		30 523 412
		ИТОГО по гл 1-9			988 714		160 518 064
10		Резерв средств на непредвиденные					
		расходы	5,00%		49435,7003		-122866,4541
		Затраты на авторский надзор - 0,2% от итога по главам 1-8	0,20%		1396,290576		290428,4399
		ИТОГО			1 039 546		160 395 198
		Подрядные работы					
11		Затраты по составлению геолпроекта					0

Продолжение таблицы Г.1

11.1		- затраты на экспертизу геолпроекта					0
12		Затраты по составлению ПСД в т.ч.					0
12.1		- затраты на экспертизу промышленной безопасности ПСД					0
12.2		- затраты на экспертизу ПСД					0
13		Научное сопровождение при строительстве					0
14		Приемка, хранение и обслуживание керна					0
		Итого по подрядным работам					0
		ВСЕГО ПО СМЕТЕ					160 395 198
		НДС	18%				28 871 136
		ВСЕГО с учетом НДС					189 266 334

Приложение Д

(справочное)

The improving management methods for the construction of oil and gas wells

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ82	Грушин Денис Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев А.В.	к.х.н		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Гутарева Н.Ю.	к.п.н		

Introduction

Oil and natural gas are among the most important minerals for the mankind during the XX century and in the XXI century. The Russian Federation is the largest supplier of these resources to the world market. The share of the hydrocarbons in the Russian exports is about fifty percents of the total exports in the monetary terms, so it is difficult to overestimate the importance of the oil and gas industry for our country.

One of the most important and costly processes in the extraction of oil and natural gas which requires the vast technical and material resources is a well construction.

The advanced technologies are used to improve the quality of the well construction and to reduce the costs (or to find a compromise between these components). However, the use of the new solutions often comes down to the use of the new recipes of the drilling fluids and their treatment systems, the telemetry systems, the downhole motors and the rock-destructive tools. But in spite of this, even if all the components are ideally suited to the mining-geological data, it is not always possible to construct a well that meets all the quality standards, not to mention the cost reduction of the material resources in the construction process.

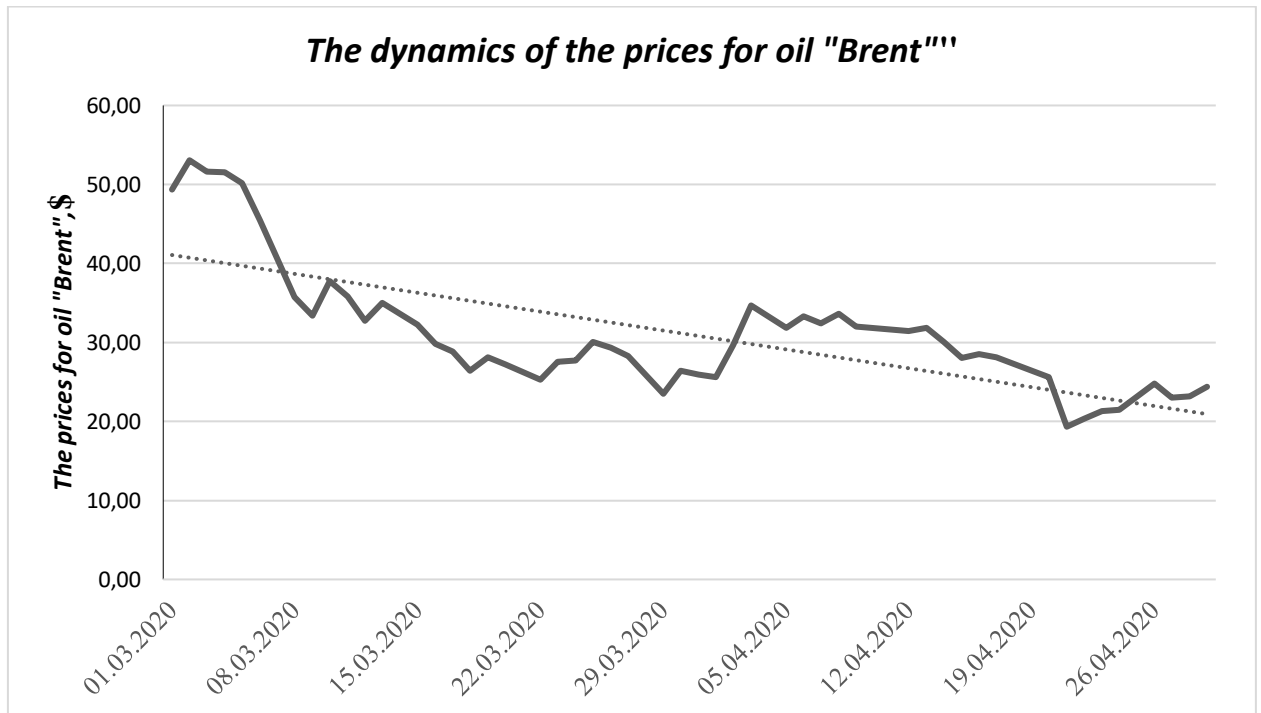
Why does it come? It comes from the adoption of the improper technological solutions, which entail the growth of the non-productive time and the increase in the consumption of the material and technical resources. The emergency could be the worst case in it.

In the most cases, the limited time is allocated to the decision making and the training of the employees on the cluster site is not enough to analyze the situation and to make the proper decision.

The shortcomings in the current methods of the managing of the well construction push to the search of the new organizational and managerial arrangements or to upgrade the existing ones.

1.1.1 The unstable situation on the world energy markets

The unstable situation in the global energy markets significantly affects the profitability of the service companies, the exploration investment and the innovation.



Picture 1 – The dynamics of the prices for oil "Brent"

In addition, in accordance with the new agreement of the countries belonging to OPEC+ Russia will reduce the oil production by 2.5 million barrels, which is about 20% of the production.

In the new realities, the oil and gas companies are losing most of the profits, which naturally will lead to a decline of the well construction and it will express in the desire to reduce the costs and to optimize the production.

2. The management of the well construction

2.1. The supervising

The supervisor is translated from English as "the observer". The experience shows that the Western solutions give quite often the good results and they show themselves perfectly in Russia. The word "oversight" gives a more complete description of such concepts as "the supervising".

The supervisor customer service performs the following functions: the provision of the production control over the observance by the contracting organizations of the requirements of the project, the work plans, the programs for the well construction, the

standards and measures governing the work, the requirements of the rules and regulations of the Russian Federation, LND companies in the field of the industrial safety and the labor protection.

The planning, the organization and the control of the work are carried out in accordance with the design documentation, the safety rules in the oil and gas industry, the decree of the RF Government "About the procedure for the control during the construction, the reconstruction and the capital repair of the capital construction objects", as well as the Standards ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001.

The information processing at the work is made by means of the approved standard forms for reports, statements, daily reports, provided with the legal documentation of each customer's company. The consolidated information is used for the formation evaluation of the effectiveness of the operations on the object, the scale for the assessment of the quality for each of the service contractors, the analysis of the effectiveness of the pilot studies and the introduction of the innovative technologies, the analysis of the event of the complications, the accidents, the marriage and etc.

The use of the consolidated data allows you to define many problems for the organization and the execution quality of the drilling, to develop the measures allowing to increase the level of the organization and the quality of the work of all the contractors on the basis of the work at the different sites and locations at the same time using the same resources.

The supervising department involved in the preparation of the acts of the confirmation of the quality and the completeness of the volumes of the work actually performed, the applied technical resources, the human resources, the efficiency of the implemented innovations, etc. It initiates and participates in the claim work on the subject to the default by the contractor of his contractual obligations and it determines the guilt of the contractor in the assumption of the unproductive time for the various reasons. This service is empowered to apply the penalties to the contractor under the contract using the results of the inspections and the claims of the work.

It is also responsible for the recording and the registration of all the approved deviations in the terms of the performance of the work provided for in the Treaty, the

investigation of all the accidents, the complications and the scrap arising in the process of the well construction in accordance with the provisions of the companies on the investigation of the accidents, the analysis of the accidents that have occurred, the complications and defects in the performance of the work, the development of the measures to reduce the accidents and the complications of the marriage, the enforcement of these activities.[13] The formulated and approved reports have a direct impact on the completeness of the payment.

The supervising department is responsible for the conducting inspections of the contracting organizations to assess the quality of the technical and human resources of the contractor for the compliance with the conditions of the contract, the norms of the industrial safety and the labor protection and the regulations of the customer. These inspections are conducted periodically and unscheduled depending on many factors including the nature of the work. This assessment can also affect the payment of the services but its main purpose is a timely compliance of the terms and the various resources approved by the standards to improve the efficiency of the operations.

In case of the discrepancy of the work requirements of the program of the work, the design documents, the safety regulations in the oil and gas industry, as well as the requirements of the standards of the companies in the field of the industrial safety and the labor protection when the actions of any service contractor are the danger to life and health of the staff and they can cause complications and emergencies or lead to the deterioration of the equipment and tools, the service is authorized to prohibit or to stop the work. The individual engineers and workers and the whole contracting organizations can get under the stop or the suspension of the work.

The service participates in the formation of the procurement documentation, the drafting of the contractual documentation for the execution of the work, the development and the submission of the proposals aimed at the improving quality and the reducing costs and the further analysis of the contractors to compliance with the stated conditions. The adjustments in the requirements to the contractors and, consequently, the wage of the contractors are developed using the results of such work.

The main responsibilities of the supervising department are also the working on the developing and the updating the job descriptions of the staff involved in the supervising and the development of the units of the supervising. This duty is one of the key because of the need for the constant modernization and the actualization of the normative documentation of the customer regarding the regulations of the work of the field staff due to the frequent changes and the amendments in the Federal laws, the rules and regulations and other normative documents for the implementation of the management and the supporting of the supervisors in the fields.

Also, this service directly involved in the development of the internal regulatory documents, including the regulations, the instructions for the conduct of the manufacturing operations in the drilling process. The consolidated reports are used in the relation to the action orientation of the developed normative document, such as the reports of the accidents and the complications, the risk management, the execution and the improvement of the projects, the programs, the plans, the procedures and the technologies within the competence of the supervising service for the formation of the regulatory documents and etc.

The conducting of the daily conference calls with the supervisors is one of the necessary conditions for the effective management of the field staff. The meetings are held on the organization of the production process, the quality, the deadlines and violations, the marriages, etc. The purpose of the selectors is to collect and to maintain the consolidated accounts on the basis of the information from the production facilities from the drilling supervisors.

The preparation of the daily monthly, quarterly and annual reports on the status of the well construction (the dynamics of the accidents, the compliance with the norms of the industrial safety and the labor protection, the economic indicators of the drilling, the recommendations for the reducing construction time, the labor and technical resources, etc.) is in the conclusion of the results of the selector meetings.

2.2. The drilling supervisor

Based on all of the above, it can be concluded, that the supervisor is not simply an observer, but actively involved in the well construction, trying to avoid the accidents

and the incidents. The supervisor on the one hand is a professional technologist, and the other is an experienced manager who needs to see the events on many steps forward.

"The main task of the supervisor is to monitor the performance of the contractors and the assessing of the quality of their work. The representative of the customer is the supervisor being present on the rig and he controls the technological operations, also he monitors the implementation of the project and he involved in the resolution of the conflict situations starting from the VMU to the development.

The supervisor compensates for the lack of the experience of the staff of the drilling crew at the well site with the help of his knowledge. The results of the organizational and technical technological activities of the contractor are reflected in the daily report of the supervisor. The independence of the supervisor from the drilling contractor contributes to the objective analysis of the situation on the rig. Thanks to the work of the supervising service, the efficiency and the quality of the work of the contractors are increased and they reduced the turnaround time and significantly save money of the oil and gas companies." [14]

The aim of the drilling supervisor is to increase the efficiency of the investments in the drilling of the well through the direct participation and the influence of the customer on the production process through the planning, the organization, the coordination, the motivation and the control of the contractors under the conditions of the ensuring of the quality of the well construction.

The main tasks of the drilling supervisor are:

- the execution of the production program of the well construction and the sidetracking through the direct participation in the planning and the organization of the execution of the work by the contractors, providing the services in the well construction;
- the monitoring and the control of the safety and the quality of the work of the conductors directly on the site production work in accordance with the requirements of the Federal norms and the rules of the industrial safety, the labor protection and the environmental protection;

- the providing the customer with the objective and reliable information on the progress of the well construction and the sidetracking, including the timely notification of all the deviations identified in the production process;
- the proof of the completed volumes of the work and materials to prevent their unjustified increase.

One of the main functions of the drilling supervisor is an organization of the service contractors; the ensuring of the implementation of the tasks, the execution of the instructions on the work produced in writing and the transferring them to the persons responsible for the execution of the operation, the security, the drilling in accordance with the safety regulations.

To ensure the execution of the design solutions it is necessary to check availability of the project documentation on a regular basis, the plans and programs on the facility, to familiarize the contractors with the project documentation and the plans of the work under the signature or verbally in the format of the briefing, the matching of the jobs to replace the plans of the work, the monitoring of the execution of the tasks on the shift, in case of the deviation, to take the measures for the normalization of the progress under the plans and programs, independently to conduct the training in the industrial safety with the staff, to conduct the drills for the dealing with the emergencies and TMG.

The drilling supervisor must be able to competently coordinate and manage the work of the contractors at the site of the work. To ensure the coordination and the personnel management at the appropriate level it should be regularly organized and conducted the technology meetings with the engineers and the contractors on the implementation and the planning of the task to control the organization of the work, to monitor the work progress, to coordinate the actions of the contractors when the adjusting plans to align the operational decisions, to create the work orders, to confirm the actual execution of the quantities.

You need to be able to interact with the members of the workforce to know and to be able to use the software for the operations monitoring, to formulate the production targets and to be able to solve them, to answer the questions or to solve the

problems that arise in the course of the meetings and the monitoring of the production process, to evaluate the correctness and the feasibility of the proposed solutions, to know the methodology of the evaluation of the quality of the performed work in the performance of this function.

And also it is necessary to know the technology of the drilling, the rules of the interaction between the customer and the contractor, the basics of the production management and the systems of the organization and the production management and the workforce, the conditions of the contractual relations between the customer and the contractors, the methods of the identifying of the causes of the labor disputes and the conflicts, their solutions, the office software and other software products. The drilling supervisor controls the distribution of all the contractors' lessons and the investigations of the accidents, the incidents and the complications, the newsletters, the zippers and the best manufacturing practices and the measures to prevent and minimize the risks.

The customer's representative should be required to organize the technical status of the monitoring, the storage conditions, the adequacy and the quality of the technical, human and technical resources of the contractor and the customer in accordance with the contract. The supervisor is constantly on the target, he controls the quality and the deadlines in the responsible and key operations in accordance with the list and the plans of the work.

To ensure control it is necessary to undertake a regular inspection of the drilling equipment and the materials of the drilling site, to detect and to record the facts of the improper storage of the drilling equipment and the materials at the rig site, to take steps to bring the equipment and the materials in accordance with the regulatory documents and the technical regulations to monitor and to account for the consumption of the materials, the spare parts and the equipment, to develop the proposals for the improving the efficient use of the equipment and the logistical resources, to monitor the equipment inspection log, to control the execution of the charts.

It is necessary to be able to analyze must and to compile data about the equipment's operation, to develop a methodology and to produce the accounting of the materials, the spare parts and the equipment, to assess the performance of the

drilling equipment, to assess the correct storage of the drilling equipment and materials for the execution of this function, as well as it is necessary to know the design features and the characteristics of the equipment, the physical and chemical mechanisms of the action and the properties, the drilling fluids used in the drilling of the well.

The representative of the customer shall inform timely and reliably the customer about the progress of the productive drilling process. It is necessary to inform the customer to make and to give the statements and the basic information about the completed and planned work, to immediately notify and to provide the required information about the incidents, the complications and the accidents, the work stops for any reasons. The customer should also know about the violations of the drilling technologies, the violations of the rules and the industrial safety standards and the labor protection.

It is necessary to be able to formulate competently and to transmit correctly the actual data of the production process, to control the management and to collect the statutory reporting strictly in time, to use the software products, to prepare and to transmit the reports, to highlight the critical information requiring the priority actions, to develop the suggestions for the improving of the design solutions and to know the order of the notification about any kind of the incident to execute this function.

2.3. The contractual relations

Currently, the main goal of the well construction is an economically viable production with the maintaining of the required level of quality. Based on different working conditions and technological reasons, it seems possible to increase profitability only through the introduction of new technologies and the rationalization of the areas of the work process. In such situations, it is necessary to pay special attention to the organization and the management of the well construction. On the part of the managerial and organizational sphere, the main document establishing the duties and rights of all the parties involved in it is a contract for the provision of the services.

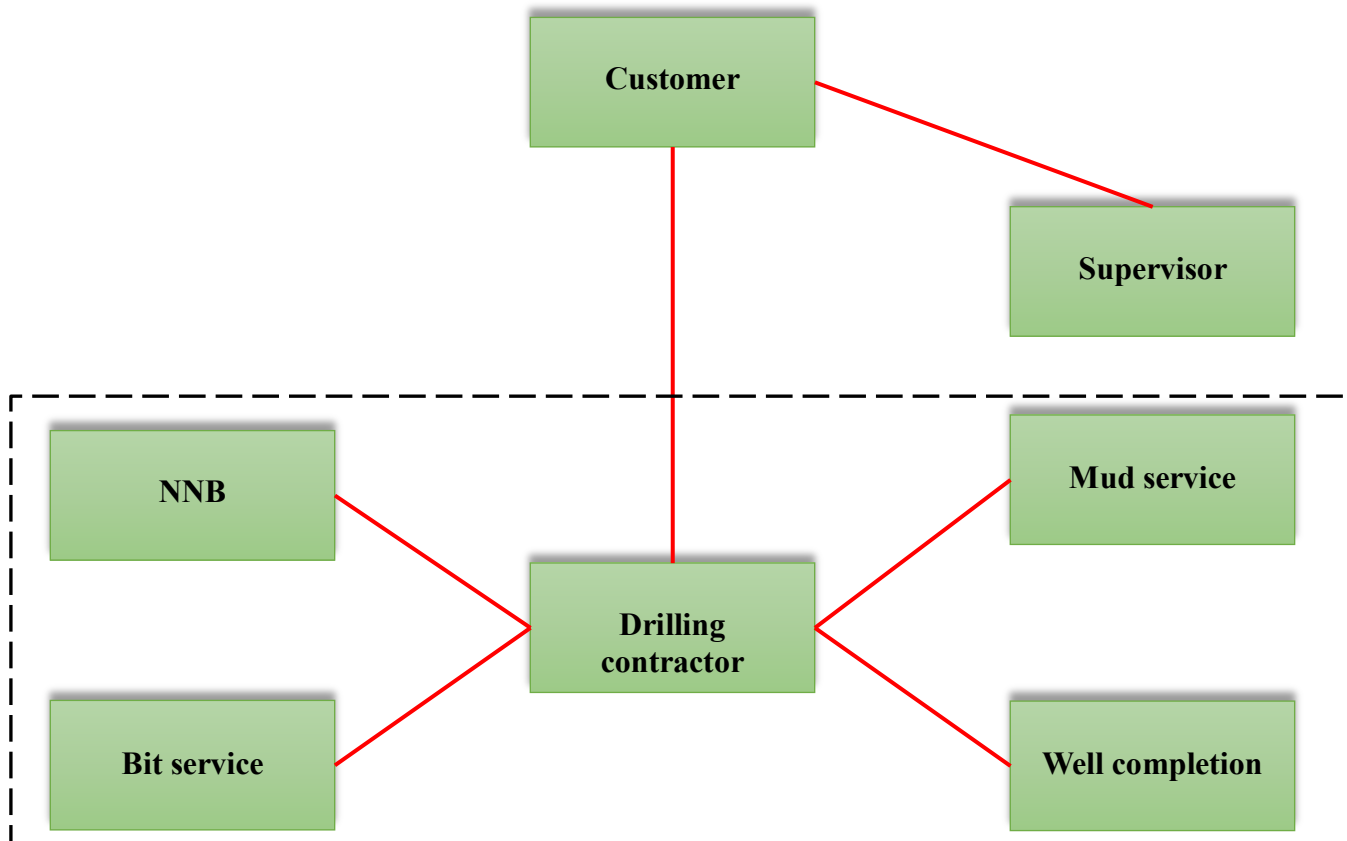
The contractual relations is a document confirming the customer hiring a contractor for the provision of the services, regulating the interaction between the parties of the customer and the contractor, the requirements to the equipment of the

raw materials, quality product, covering all the nuances that may arise in the production process, and the area of responsibility, duties and rights of the parties. The properly selected approach and the type of the contractual relations is the best key to the economic success of the project.

Currently, there are four main types of the contractual relations in the oil and gas industry:

- the General contract, or the turnkey well construction;
- the General contract with the dedicated services;
- the separate service;
- the integrated service or Integrated Project Management (IPM).

2.3.1 The General Contract and the General Contract with the dedicated services



Picture 5 – A block diagram of the contractual relations of the type "The General contract"

According to the standard contract in the turnkey well construction is performed by the General contractor (Picture 5). He is responsible for the well construction in

accordance with the instructions of the customer. The contractor enjoys a certain freedom attracting the subcontractors and paying for their work. The customer pays the declared cost of the well to the General contractor and he controls the performance of the main points of the contract, the requirements of the norms and the rules of industrial safety, without interfering in the technological part of the production process. However, many details remain hidden from his eyes, for example, a flow of the documents between the General contractor and the subcontractors, a payment of the work of the subcontractors, a system of the penalties, a rating scale quality (SHOCK) from the General contractor, etc.

As a rule, the General contractor acts as the drilling company, which along with the conclusion of the contracts with the subcontractors employed at the facility, also selects the drilling equipment, recipes, process liquids, contemplating the logistics of supply of all the consumables of the company and of the companies of the subcontractors, etc. Therefore, the General contractor takes over all operational risks and it is easy to identify the guilty party in the conflict situations for the customer.

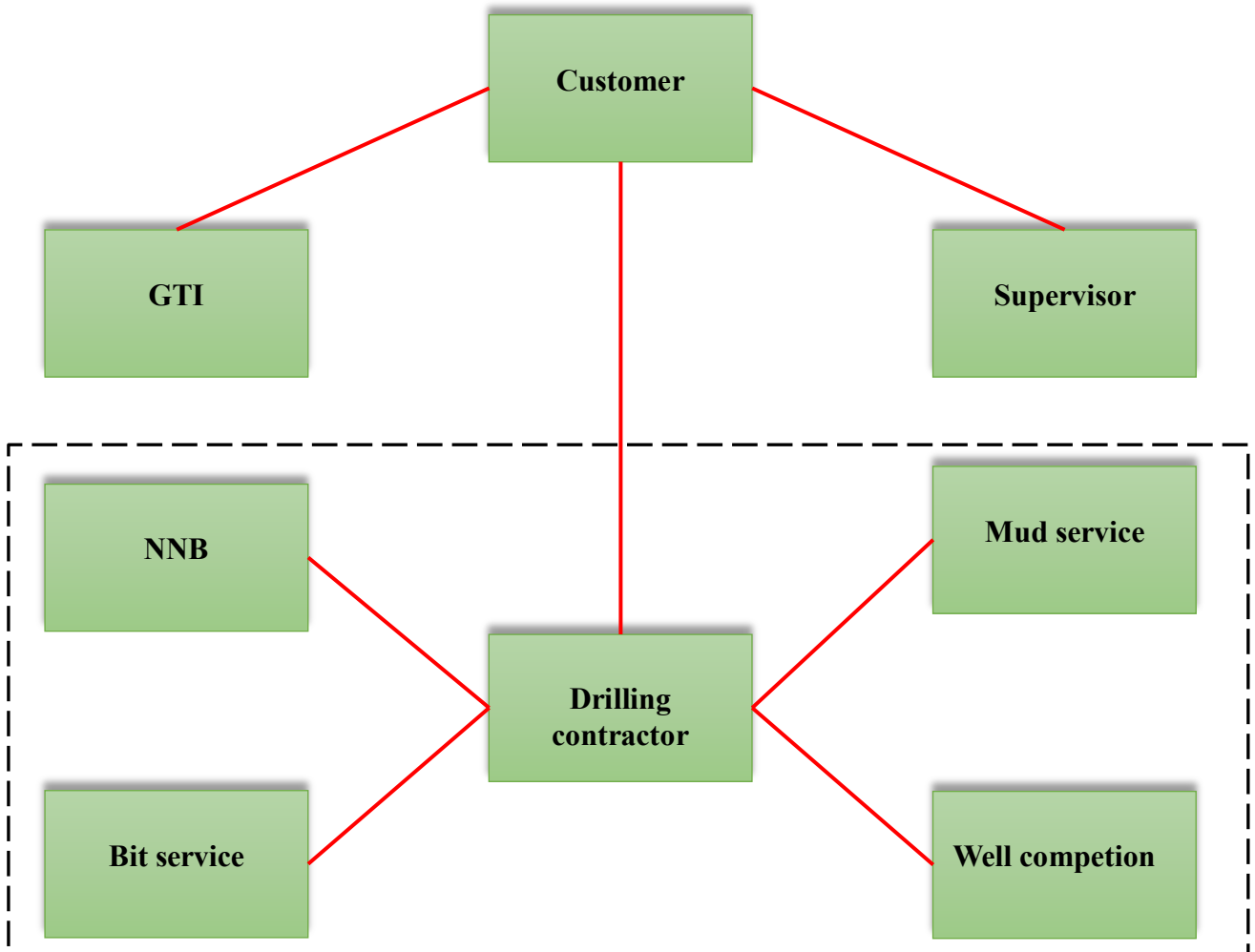
The payment scheme works too simplified. The payment is produced by the customer for the built well or for 1 meter of the penetration of the built well, which in its turn motivates the contractor to accelerate the work by the modernization of the equipment, the optimization of the time of "the lengthless" work, the elimination of the non-productive time (NPT) and the reduction of the hidden non-productive time (SNPV).

To speed up the workflow, often the General contractor uses the most modern drilling equipment that gives the ability to drill the well with the high drilling modes that are not achieved with the help of the cheaper models of the used equipment. This applies to both the downhole and surface equipment.

The main disadvantage of the system of the General contract for the customer is a high cost of the work and as mentioned above the opacity of the organization of the work.

In the system of the General contract the other type of the contractual relations is allocated with the dedicated services (Picture 3).

The General contract with the dedicated services does not differ from the General contract, but it occurs more often because of the desire of the customer to strengthen the control over the course of the work, introducing on the additional production facility of the contractor, for example, the party of the geotechnical investigations and the gas logging (GTI and GC).



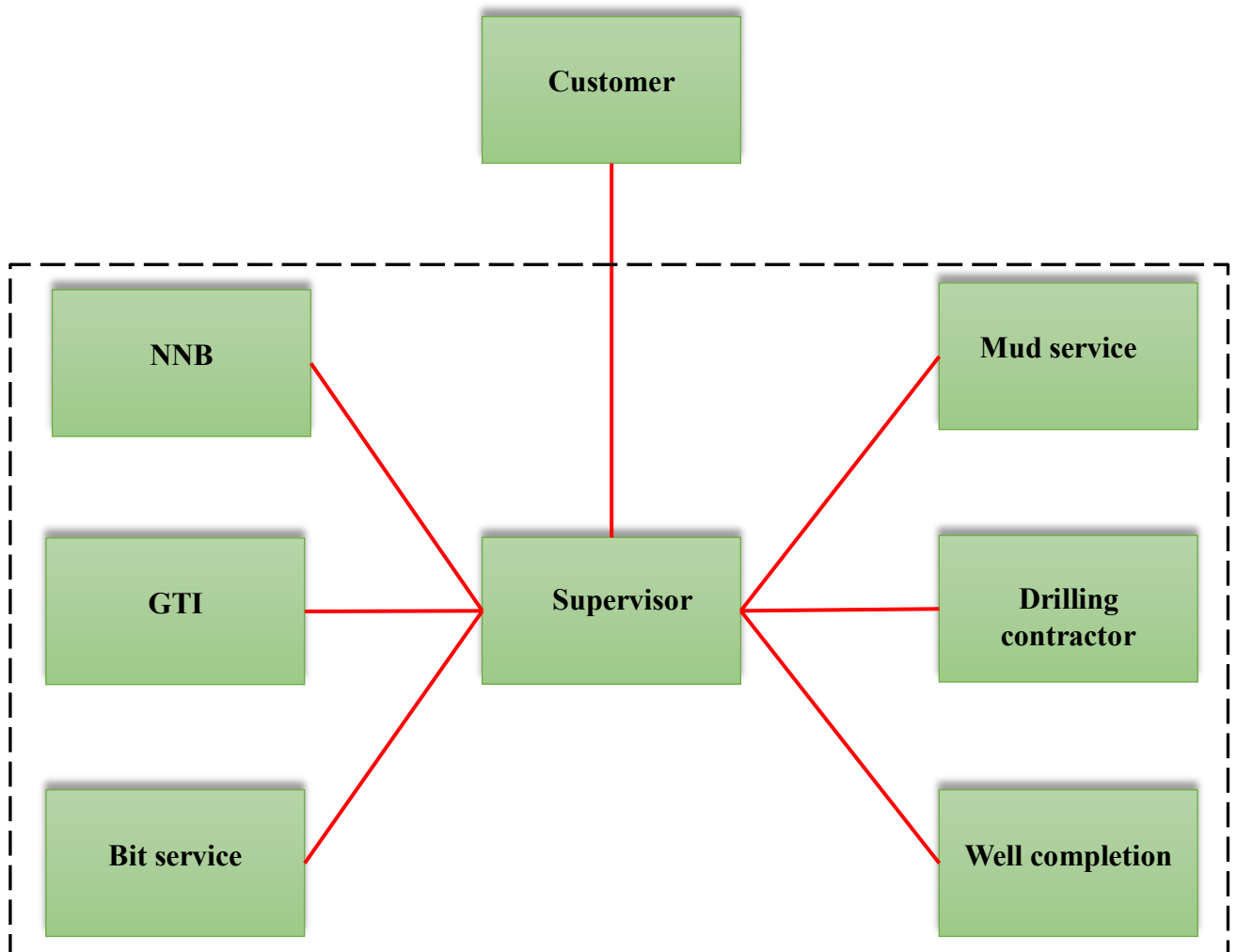
Picture 6 – A block diagram of the contractual relations of the type "The General contract with the dedicated services"

2.3.2 The separate service

The customer enters into the contract with each company separately with the separate service (Picture 4). This approach provides the greatest transparency of the work of the contractors, however, it requires from the customer more serious skills and active participation in the process, the proper organization of the work of the contractors, the direct intervention in the production technology of the work, the

planning, the optimization of the work in order to reduce the time of the well construction and thus costs for the company. The interests of the customer at the facility for the production of the work are performed by a supervisor. This system needs to have the qualified staff in the management structure of the supervising company of the customer more than in the General contract. Because of the lack of the own staff the customer may hire a service company by supervising which will also be contracting.

The service of the supervising of the customer deals with the whole range of the issues and problems that arise in the drilling process, starting with the direct control of the work processes at the cluster site, the rules of the industrial safety, the labor protection and the environment, ending with the resolution of the issues in the commissioning, the documentation and the legal conflicts at the management level.



Picture 7 – A block diagram of the contractual relations of the type "The separate service"

The payment for the work is carried out per day of drilling and for the volume of the provided services. This system implies the payment for the services of the drilling contractor, the engineers, the service companies, the rental of the equipment during the well construction works in a day and for the actual manufacturing operations. The turnover of the budget becomes transparent and amenable to the optimization. Due to the daily payment of the work the motivation of the drilling contractor to accelerate the well construction is less than with the General contractor, which adds to the drilling supervisor the additional function of the timing control of the well construction.

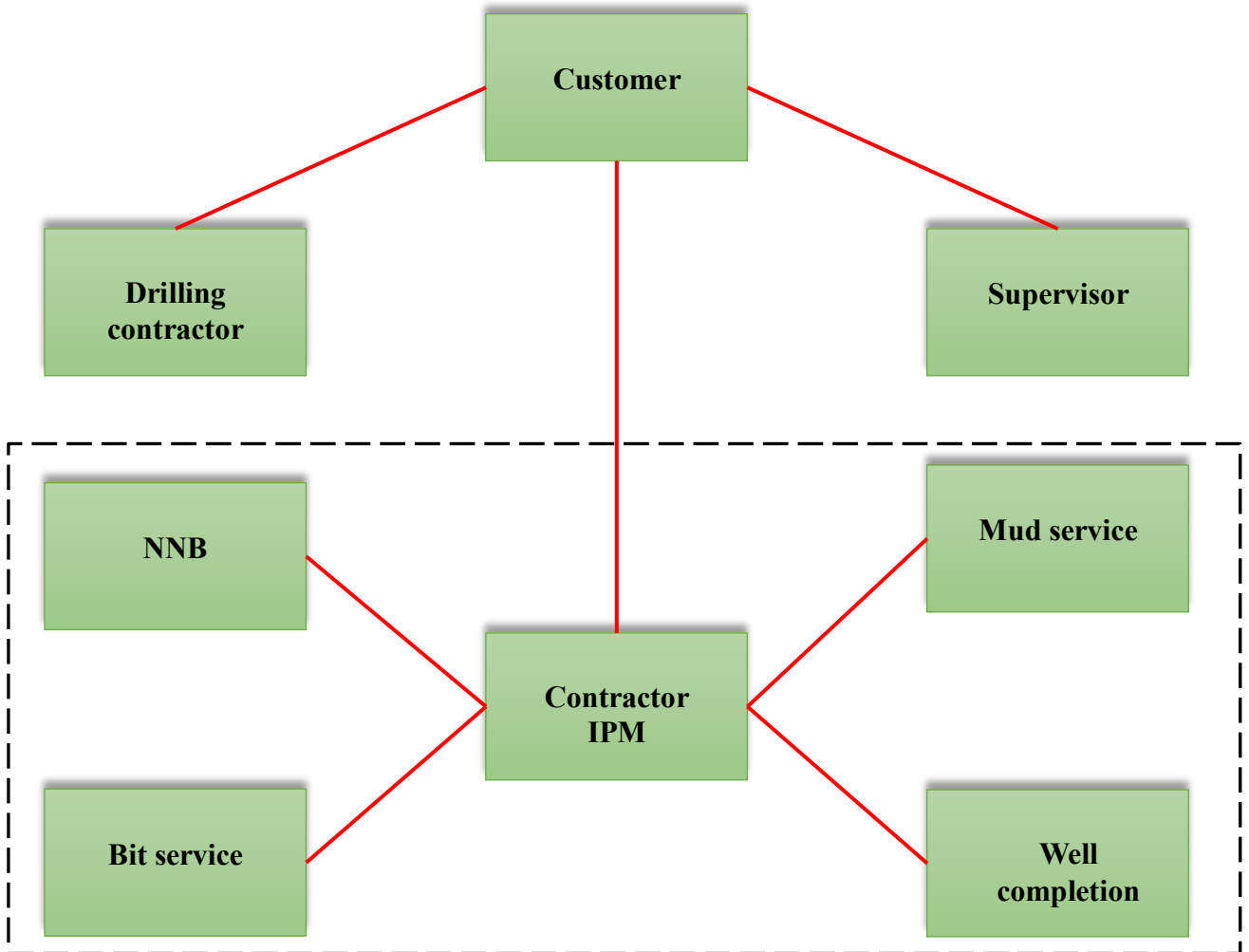
The separate service gives the customer a huge opportunity to reduce the cost of the well construction through the savings on the cost of each service. This implies not only an enhanced system of the penalty sanctions and the enhanced monitoring, but also the rent of the cheaper hardware with the limited resource of the work and the opportunities, but it satisfies the specifications, the elimination or the combination of some of the work in the cycle of the well construction, etc.

The more complex well they have, the more effective implementation of the separate service. This approach encourages all. The customer is looking for the opportunities to reduce the cost and the time of the well construction due to the organization of the work and the use of the new technologies, and the contractors get rid of the external risks and they have an opportunity to focus on their own efficiency.

2.3.3 The integrated service or Integrated Project Management (IPM)

The integrated service is a system that combines the simplicity of the contractor and the availability of the separate service. It is characterized primarily by the hiring of the service providers belonging to one organization or the contractor for IPM (Picture 4). The contractor of IPM provides logistics, MTP equipment and the engineers' work of the service organizations. Often IPM brings together the contractors, the drilling services, the directional drilling, the rental of the mud motors, the telemetry and the GIS completions.

This system provides the customer with the total transparency of the circulation and the turnover of Finance. The Contracting Company negotiates each technological solution with the customer, than it places the responsibility for the making decisions on the representatives of the customer's company. The system of the integrated service with all the aforementioned nuances allows the Customer not to have such a large staff of the service employees of the supervising Department, as in the separate service.



Picture 8 – A block diagram of the contractual relations of the type "The integrated service"

The well construction work is paid most often for the volume of the services rendered or per day for the provision of the services. But despite this, the cost of the IPM services is higher and less predictable than the payment to the General contractor for the turnkey well construction.

Not only the production decisions are a subject to the project solutions, but the choice of the drilling equipment, the items, the tools, the recipes and the solutions of

the used worldwide reagents that allows the customer to monitor the level of the used material and the technical resources and to plan the deadlines and the expected quality of the work performed.

2.3.4 The analysis of the approaches of the contractual relations, the selection criteria

Based on the above, we conclude that at the moment there are four systems of the relations with their characteristic advantages and disadvantages. It should be understood that the conditions and, consequently, the price of the well construction work can vary drastically depending on the various key factors. From an economic point of view, the choice of the particular system can be determined by such criteria as the ultimate goal of the work, the availability of the infrastructure, the autonomy of the object, the geological conditions, etc.

