

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Проблемы спуска обсадных колонн и основные направления для их решения
УДК 622.245.12-047.74

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ73	Стасенко Николай Иванович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения общетехнических дисциплин	Черемискина М.С.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	К.Т.Н		

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики).
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>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.

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

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ73	Стасенко Николай Иванович

Тема работы:

Проблемы спуска обсадных колонн и основные направления для их решения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: Спуск обсадных колонн Область применения: Крепление скважин
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>	1. Традиционные методы спуска обсадных колонн, применяемые в условиях реальной скважины 1.1 Исследование оборудования для спуска обсадной колонны 1.2 Анализ технологической оснастки для крепления скважин 1.3 Анализ материала и герметичности резьбовых соединений обсадных труб 1.4 Исследование методов подготовки обсадных труб и ствола скважины 1.5 Анализ традиционной технологии спуска обсадных колонн 2. Анализ аварий и осложнений, возникающих в процессе крепления скважины

	2.1 Выявление причин возникновения аварий и осложнений 3. Современные технологии, внедряемые в процесс спуска обсадных колонн 3.1 Исследование технологии бурения на обсадных трубах 3.2 Анализ методики катодной защиты обсадных труб 3.3 Выявление наиболее перспективных материалов обсадных труб 3.4 Анализ современных технологий спуска обсадной колонны 3.5 Исследование современной технологической оснастки 4. Обоснование выбора современных технологий в процессе спуска обсадных колонн
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Необходимость в графических материалах отсутствует

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент отделения нефтегазового дела, к.э.н., Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Ассистент отделения общетехнических дисциплин Черемискина М.С.
Часть на иностранном языке	Старший преподаватель отделения иностранных языков Лысунец Т.Б.

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

Modern casing launch technologies

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А. В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ73	Стасенко Николай Иванович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ73	Стасенко Николаю Ивановичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело / Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. 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:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
3. 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):

1. Организационная структура управления
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ73	Стасенко Николай Иванович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ73	Стасенко Николаю Ивановичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования в нефтегазовой промышленности

Объект исследования: крепление скважин, совершенствование технологий спуска обсадной колонны, в процессе бурения скважины.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

- специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

2. Производственная безопасность

2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

2. Производственная безопасность

2.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны в условиях местности приравненной к районам крайнего севера;
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- недостаточное освещение рабочей зоны;
- повышенная запыленность и загазованность;
- необходимые средства защиты от вредных факторов.

2.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;

	-поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -необходимые средства защиты от опасных факторов.
3.Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности	3.Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООТД ШБИП	Черемискина М. С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ73	Стасенко Николай Иванович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 115 страниц машинописного текста, 40 рисунков и 11 таблиц, список использованной литературы состоит из 39 наименования.

Ключевые слова: обсадная колонна, труба, спуск обсадной колонны, крепление скважины, традиционные технологии, аварии, осложнения, современные технологии, технологическая оснастка, центратор, резьба, башмак.

Объектом исследования является этап крепления скважины – спуск обсадной колонны.

В работе были рассмотрены многочисленные современные технологии для решения наиболее распространенных аварий и осложнений, возникающих в процессе спуска обсадных колонн. Стоит отметить, что для дальнейшего увеличения качества и безопасности этапов крепления скважины, а именно спуска обсадных колонн, необходимо и дальше совершенствовать как технологию, так и технику. Особое внимание стоит обратить на разработку способов спуска обсадных колонн в горизонтальные участки большой протяженности, а также создание техники для уменьшения времени спуска. Были разработаны рекомендации по выбору техники и технологии спуска обсадных колонн в различных геолого-технических условиях для повышения качества процесса крепления.

Оглавление

Введение.....	11
1. Традиционные методы спуска обсадных колонн	12
1.1 Обсадные трубы	12
1.1.1 Материал обсадных труб	12
1.1.2 Герметичность резьбовых соединений.....	12
1.1.3 Типы резьбовых соединений	13
1.2 Технологическая оснастка	19
1.2.1 Башмаки	19
1.2.2. Центраторы.....	21
1.3. Спуск обсадной колонны	23
1.3.1. Подготовка обсадных труб	23
1.3.2. Подготовка ствола скважины	23
1.3.3. Подготовка оборудования буровой установки	24
1.3.4. Традиционная технология спуска обсадной колонны.	25
2. Аварии и осложнения	26
2.1. Прихваты обсадных колонн.....	26
2.2. Падение обсадных колонн	26
2.3. Смятие обсадных колонн.	27
2.4. Прочие аварии	28
3. Современные технологии.....	29
3.1 Современные обсадные трубы	29
3.1.1 Аллюминиевые обсадные трубы.....	29
3.1.2 Наплавляемые покрытия.....	29
3.1.3 Стеклопластиковые обсадные трубы.....	29
3.1.4 Обсадные трубы из полимерных материалов	30
3.1.5 Технология чистого свинчивания	32
3.1.6 Выдавливание ребер на обсадной трубе	34
3.1.7 Современный способ катодной защиты обсадных труб.....	35
3.2 Современная технологическая оснастка	37
3.2.1 Скользящие центраторы.....	37
3.2.2 Центраторы-турбулизаторы.....	38
3.2.3 Гидромеханический центратор	39

3.3 Современные методы спуска обсадной колонны	40
3.3.1 Истирающие калибраторы	40
3.3.2 Проработка ствола скважины гидроструйным способом.....	43
3.3.3 Спуск с применением сухой смазки	44
3.3.4 Современная система спуска обсадных колонн	45
3.3.5 Бурение на обсадной колонне	48
3.3.6 Современный спуск обсадной колонны методом флотации.....	54
3.3.7 Секционный спуск обсадной колонны	57
4. Разработка рекомендаций к выбору техники и технологии спуска обсадных колонн в различных геолого-технических условиях.....	61
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	69
5.1 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины.....	69
5.2 Разработка календарного план – графика строительства скважины.....	74
5.3 Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	76
5.4 Сравнение материалов труб обсадной колонны.....	79
6. Социальная ответственность	84
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	84
6.1.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).	84
6.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	86
6.2. Производственная безопасность	87
6.2.1. Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды	87
6.2.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды	92
6.3. Экологическая безопасность.....	94
6.3.1. Атмосфера.....	94
6.3.2. Гидросфера	94
6.3.3. Литосфера	94
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	95
Список использованной литературы.....	97
ПРИЛОЖЕНИЕ А	101

Введение

В настоящее время все передовые нефтяные компании ведут поиск новых технологий, которые позволили бы сократить время и затраты на строительство скважины.

Крепление ствола скважины весьма важный и ответственный процесс строительства скважины. От качества проведения работ в значительной степени зависит успешное выполнение последующих работ в скважине, а также ее надежность и долговечность.

Одним из самых важных этапов крепления скважины является спуск обсадных колонн. Данный этап является очень время затратным, что сказывается на стоимости строительства. Также нельзя не отметить, что спуск обсадных колонн – аварийноопасен, что требует разработки и внедрения новых современных технологий.

Актуальность проблемы определяется необходимостью совершенствования технологии и техники спуска обсадных колонн, в связи с тем, что повсеместно применяемые технологии не в полной мере отвечают критериям безопасности и экономики.

Цель работы: Анализ путей совершенствования технологии и техники спуска обсадной колонны.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- рассмотреть традиционные методы спуска обсадных колонн;
- выявить основные проблемы, возникающие в связи с применением традиционных методов спуска обсадных колонн;
- проанализировать современную технику и технологию спуска обсадных колонн;
- классифицировать современную технику и технологию, применяемые для спуска обсадной колонны.

1. Традиционные методы спуска обсадных колонн

1.1 Обсадные трубы

Обсадные трубы служат для комплектования обсадных колонн при креплении скважин и разобщении проницаемых горизонтов. Производятся в соответствии с ГОСТ 632-80 и разработанными на его основе техническими условиями. Номенклатура труб, разрешённая к производству ГОСТом и техническими условиями, называется сортаментом [1].

Сортамент разработан на основе следующих характеристик обсадных труб: геометрических параметров, типов соединений, материалов труб, прочностных характеристик.

1.1.1 Материал обсадных труб

В настоящее время обсадные трубы, которые используются повсеместно, делятся на два типа: стальные и легкосплавные.

Основное распространение получили стальные обсадные трубы, что связано с их дешевизной изготовления, а также с высокими прочностными характеристиками. Однако в случае высокого содержания сероводорода и диоксида углерода в флюиде, применяются легкосплавные обсадные трубы. Для их изготовления используется алюминиевый сплав Д16Т [1].

1.1.2 Герметичность резьбовых соединений

Герметичность играет огромную роль в успешном спуске обсадной колонны. Существует множество факторов, которые могут привести к потере герметичности. Все факторы подразделяют на четыре типа: геологические, технико-экономические, физико-механические, технологические.

К геологическим факторам можно отнести: высокую сейсмическую активность, ГНВП, обвал стенок скважины, смятие колонны из-за аномально высоких пластовых давлений.

К технологическим относят: некачественные соединения колонны, недолив скважины, использование некачественных труб, неправильная организация процесса спуска обсадной колонны.

Физико-механические факторы: прочность труб, свойства фильтрационной корки.

Технико-экономические факторы: неправильный способ бурения скважины, оборудование устья скважины, применяемая уплотнительная смазка и так далее.

Однако анализ, проведенный по многочисленным данным, показывает, что большая часть утечек происходит по причине некачественного соединения муфты и ниппеля труб обсадной колонны.

Основным средством для герметичности резьбовых соединений в настоящее время служат резьбовые смазки. Резьбовые смазки должны обеспечивать не только герметичность, а также предупреждать задиры и обеспечивать гладкое свинчивание резьбовых соединений.

В зависимости от геологических условий применяются различные резьбовые смазки. В условиях повышенных температур и давления для повышения герметичности применяют смазки на силиконовой основе с кремнийорганическими соединениями. Примером такой резьбовой смазки, получившей распространение, может служить Р-402, которая морозоустойчива и подходит ко всем типам резьбовых соединений (ОТТГ, ОТТМ, ОГ1м, ТБО). Для спуска обсадных колонн в газоконденсатные скважины применяются смазки на основе эпоксидных смол с наполнителями, также для герметичности резьб в данных условиях, могут применяться фторопластовые ленты ФУМ [4].

1.1.3 Типы резьбовых соединений

Выбор резьбового соединения очень важен для успешного спуска обсадной колонны. Правильный выбор резьбового соединения влияет не только на герметичность колонны, а также на страгивающие нагрузки. В настоящее время существует широкий выбор типов резьбы, которые выбираются в зависимости от геолого-технических условий.

На рисунке 1 представлены основные типы резьбовых соединений, применяемые в настоящее время.

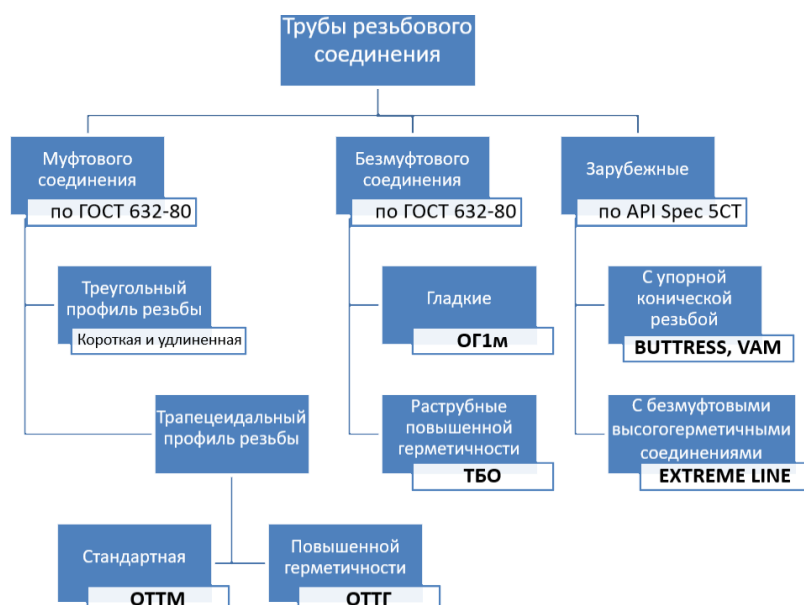


Рисунок 1. Типы резьбовых соединений

Трубы с резьбой треугольного профиля (Рисунок 2) в основном применяют на небольшой глубине, а также на участках где труба не испытывает больших нагрузок на растяжение, избыточное внутреннее давление невелико. Трубы с таким резьбовым соединением имеют два существенных недостатка: слабая герметичность, прочность муфтового соединения составляет около 60% прочности по телу трубы [3].

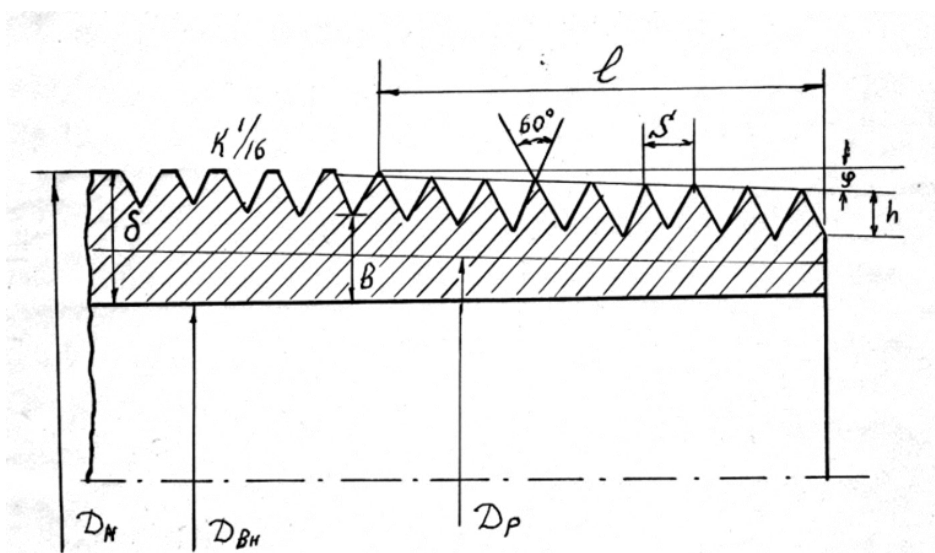


Рисунок 2. Треугольный профиль резьбы

Трубы с резьбой трапецеидального профиля (Рисунок 3) имеют ряд преимуществ перед трубами с резьбой треугольного профиля, а именно: имеют существенно большую герметичность за счет малых углов наклона боковых

граней, могут выдержать большую нагрузку на растяжение и сжатие в резьбовом соединении.

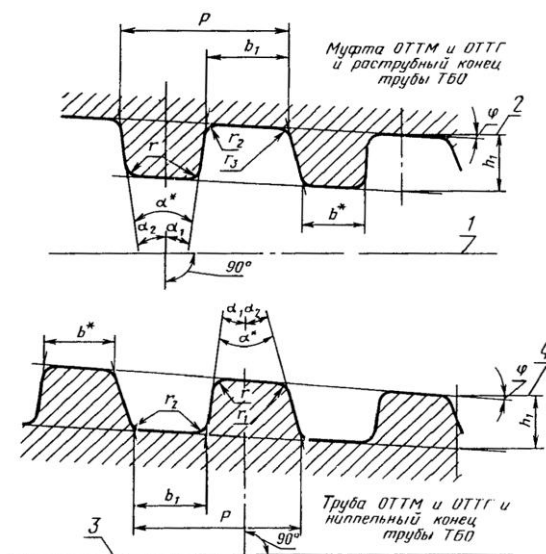


Рисунок 3. Трапецидальный профиль резьбы

Широкое применение с трапецидальным профилем резьбы получили трубы типа ОТТМ и ОТТГ.

Обсадные трубы типа ОТТМ (обсадная труба с трапецидальным профилем резьбового соединения), конструкция представлена на рисунке 4, обладают высокой сопротивляемостью резьбового соединения растягивающим нагрузкам.

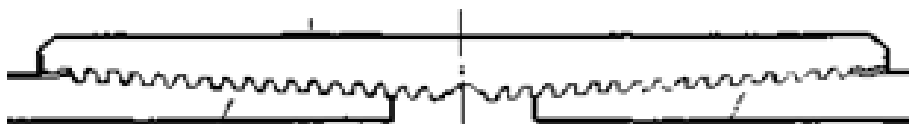


Рисунок 4. Конструкция концов ОТТМ

Профиль резьбы ОТТМ представляет собой неравнобедренную трапецию, такая конструктивная особенность обеспечивают легкую посадку ниппеля в муфту, что уменьшает заедание резьбы. В связи с отсутствием специальных уплотнений, герметичность обеспечивается давлением резьбоуплотнительной смазки в зазорах профиля [3].

Обсадные трубы типа ОТТГ (обсадная труба с трапецидальным профилем резьбового соединения, повышенной герметичности), резьба представлена на рисунке 5, имеют несколько конструктивных отличий от труб типа ОТТМ.



Рисунок 5. Конструкция концов ОТТГ:

а – резьбовое соединение;

б – уплотнительная часть соединения

Трубы типа ОТТГ имеют уплотнительные конические поверхности, которые находятся у ниппельного конца трубы (наружная поверхность) и в серединной части муфты (внутренняя поверхность). Резьбовое соединения в трубах данного исполнения закрепляется до упора торца трубы в срединный выступ муфты. Такое соединение обеспечивает повышенную герметичность, за счет того, что создается посадка по уплотнительным поверхностям, тем самым зазор между соединительными деталями устраняется.

Еще одним типом обсадных труб, применяемых в строительстве скважин, являются безмуфтовые обсадные трубы ТБО с утолщенными концами. Представленный тип труб имеют два исполнения: ТБО-4 и ТБО-5.

Трубы типа ТБО-4 (рисунок 6) имеют два утолщенных конца, на одном нарезана наружная, а на другом внутренняя резьба, конического трапецеидального профиля [4].

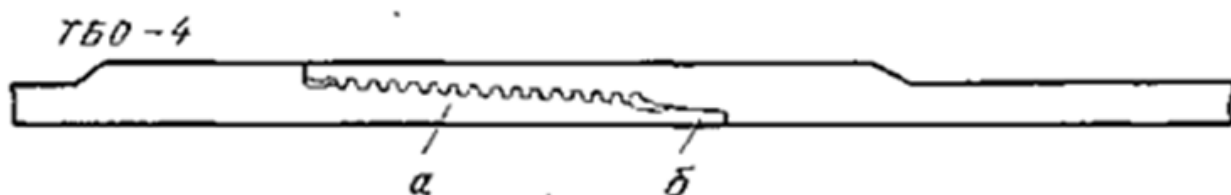


Рисунок 6. Конструкция концов ТБО-4

а – резьбовое соединение; б – уплотнительная часть соединения

Трубы типа ТБО-5 (рисунок 7) имеют только один утолщенный конец, на котором нарезана внутренняя резьба. Другой конец, с наружной резьбой, не утолщен.

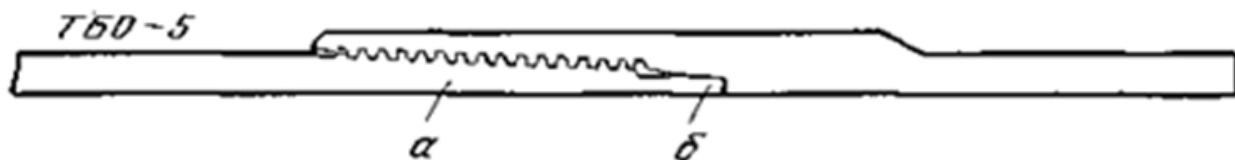


Рисунок 7. Конструкция концов ТБО-5

а – резьбовое соединение; б – уплотнительная часть соединения

Безмуфтовые ОГ1м (рисунок 8) представляют собой трубы с постоянной по длине толщиной стенок. На ниппеле находится наружная коническая резьба, на раструбе – внутренняя.

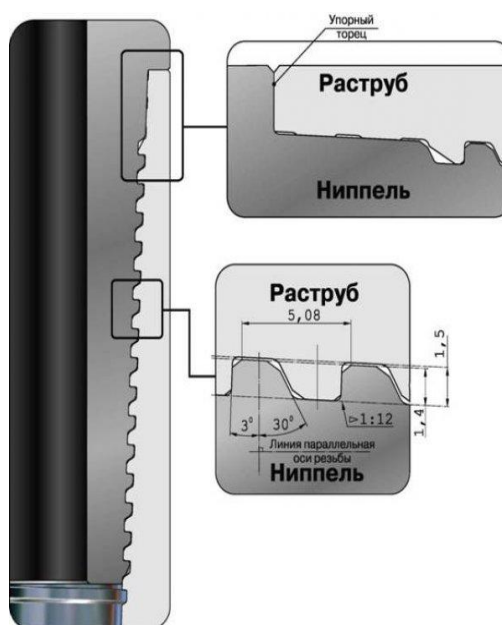


Рисунок 8. Конструкция концов ОГ1м

Данный вид труб имеет гладкопроходный внутренний и наружный диаметр, так как резьбовое соединение нарезается в теле трубы без высадки концов. В ОГ1м отсутствуют уплотнительные компоненты, поэтому герметичность достигается при помощи смазки. Основное применение обсадные трубы типа ОГ1м получили при спуске хвостовиков и промежуточных колонн.

Еще одним типом резьбового соединения, получившего распространение, является комбинированное соединение BUTTRESS (рисунок 9). Оно включает в себя функции «ходового винта» и гидравлического уплотнительного соединения. Конструкция такого типа обладает хорошей надежностью, а также высокой сопротивляемостью растягивающим нагрузкам [4].

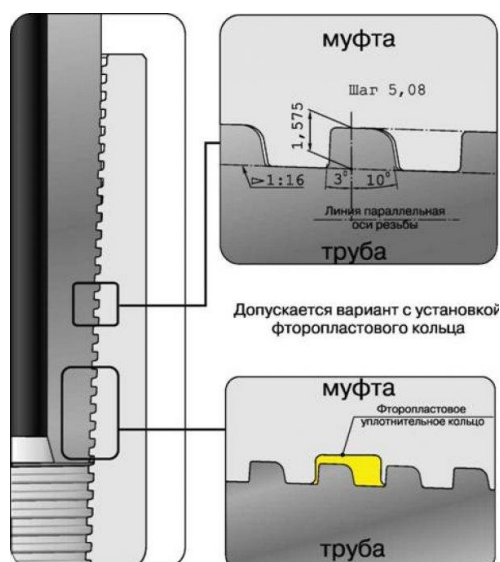


Рисунок 9. Резьбовое соединение типа BUTTRESS

Уникальностью данного резьбового соединения является совместимость с ОТТМ с некоторыми ограничениями. Возможно соединить ниппель резьбы BUTTRESS с муфтой резьбы ОТТМ. Герметичность обеспечивается при помощи уплотнительной смазки.

Резьбовое соединение не может обеспечить полную герметичность, поэтому для спуска кондуктора и направления иногда прибегают к сварному соединению труб. Прочность сварного соединения очень близка к прочности тела трубы, а также соединение такого типа обладает рядом преимуществ: из-за отсутствия муфт происходит уменьшение диаметра, в следствии чего идет упрощение конструкции скважины; в связи с тем, что трубы при сварном соединении изготавливаются без резьб, происходит удешевление обсадной колонны [4].

1.2 Технологическая оснастка

1.2.1 Башмаки

Башмак предназначен для оборудования низа обсадных труб для направления их по стволу скважины, придания жесткости нижнему концу обсадной колонны и защиты от повреждений при их спуске в скважину. Башмаки состоят из толстостенных патрубков, присоединяемых к низу обсадной колонны на резьбе или на сварке. Другой конец башмака снабжен направляющей пробкой, изготовляемой из чугуна, алюминия, бетона, дерева или из других легко разбурываемых материалов. Направляющие пробки имеют конусообразную или полусферическую форму с гладкой или ребристой поверхностью.

Башмаки для обсадных колонн конструктивно выполняются трех модификаций (рисунок 10): типа БКМ – эти башмаки состоят из корпуса с неразъемной насадкой, которая формируется в нем из смеси тампонажного цемента и песка, типа БП – с навинчиваемой чугунной направляющей пробкой (насадкой) и типа Б – с фаской без направляющей пробки.

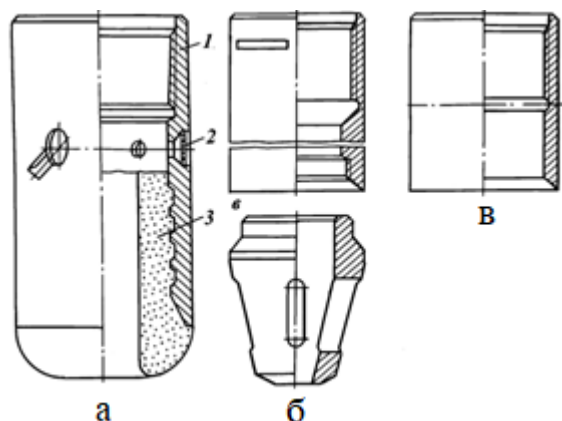


Рисунок 10. Башмаки колонные: а – типа БКМ: 1 – корпус; 2 – заглушка; 3 – направляющая насадка; б – типа БП с чугунной направляющей насадкой; в – направляющая насадка; г – типа Б

При спуске потайных колонн или секции обсадных колонн с проработкой ствола иногда, если это необходимо, направляющие насадки выполняют в виде породоразрушающего наконечника. К примеру, применяют башмаки-коронки (рисунок 11) [5].



Рисунок 11. Башмак-коронка: 1 – коронка; 2 – башмак

Башмак-коронка состоит из коронки 1 с резьбой обсадных труб сверху и снизу, соединяемой с башмачным патрубком и башмаком 2, оснащенным твердосплавными износостойкими пластинами для предотвращения износа [5].

Также существуют башмаки типа БК-Вр (рисунок 12) предназначенные для прохождения осложненных зон без посадок. Эксцентричная насадка 2 башмака преодолевает уступы и огибает преграды, периодически проворачиваясь за счет наличия опор скольжения 4, 5 и 6.

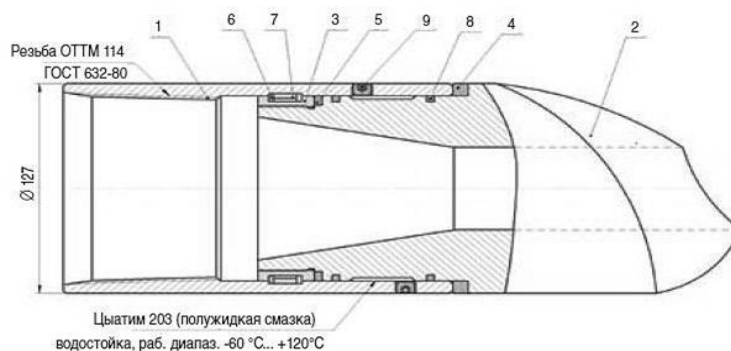


Рисунок 12. Башмак колонный с возможностью вращения БК-Вр:

1 – муфта, 2 – эксцентричная насадка, 3 – гайка упорная, 4, 5, 6 – опоры скольжения, 7 – фиксатор, 8 – кольца уплотнительные, 9 – пробка коническая

1.2.2. Центраторы

Центраторы предназначены для центрирования обсадных колонн в стволе скважины при их спуске и цементировании.

Применение центраторов позволяет снизить силы трения при спуске колонны, получить равномерный зазор между обсадной трубой и стенками скважины, т.е. обеспечить равномерную толщину цементного камня вокруг спущенной колонны (избежать заколонных перетоков и коррозии труб).

Стальные пружинные центраторы (рисунок 13) предназначены для надежного центрирования обсадных колонн и "хвостовиков" при спуске в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах [5].

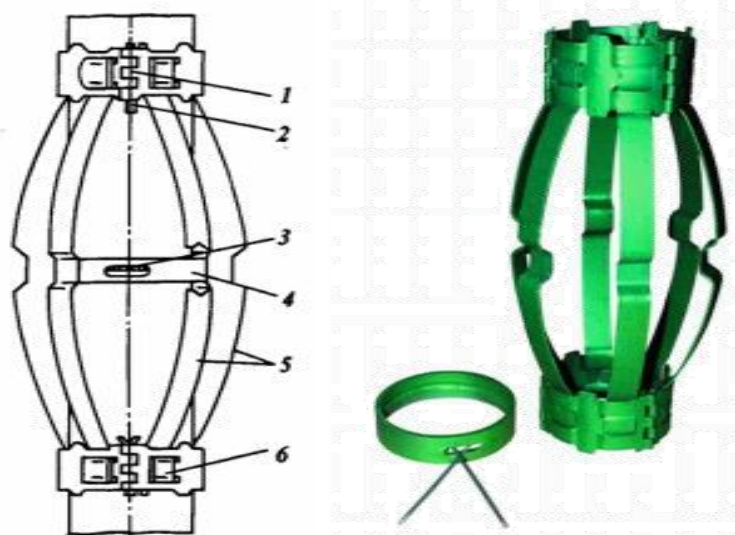


Рисунок 13. Жёстко-упругий центратор: 1 – петлевые проушины; 2 – гвозди; 3 – спиральные клинья; 4 – ограничительные кольца; 5 – пружинные планки; 6 – пазы сегментов

Применение жестко-упругих центраторов обеспечивает равномерный зазор между обсадной трубой и стенками скважины, что улучшает качество цементирования эксплуатационной колонны и предотвращает повреждение фильтров при спуске хвостовика.

Жесткие центраторы (рисунок 14) применяются в интервалах искривления.



Рисунок 14. Жесткие центраторы

Корпус роликового центратора (рисунок 15) состоит из полимерных материалов, в лопастях которого на осях вращаются ролики.



Рисунок 15 – Роликовый центратор

Роликовые центраторы наиболее эффективно применять в наклонных и горизонтальных скважинах. Данный вид центраторов существенно снижает коэффициент осевого трения, удерживает колонну соосно скважине.

Роликовые центраторы успешно работают в песчаных пластах, так как благодаря их конструкции снижается механическое трение [5].

1.3. Спуск обсадной колонны

1.3.1. Подготовка обсадных труб

С момента изготовления обсадные трубы проходят несколько этапов подготовки перед спуском в скважину. Первый этап происходит на заводе-изготовителе, в котором трубу проверяют избыточным внутренним давлением, превышающим ожидаемое давление на 10-20%.

Во время второго этапа, при транспортировке, на ниппели и муфты труб навинчиваются специальные предохранительные колпачки для сохранения резьб от механического воздействия.

Третий этап включает в себя проверку качества непосредственно перед спуском труб в скважину, при этом производят визуальный осмотр, снятие колпаков и консервационной смазки с резьб, проводят опрессовку. Конечным этапом проверки является шаблонирование внутреннего диаметра обсадной трубы во время спуска колонны [6].

1.3.2. Подготовка ствола скважины

Качество подготовки ствола скважины напрямую влияет на успешный спуск обсадной колонны. Состояние ствола скважины оценивают заранее, причем критериями оценки служат посадки или затяжки при спуске или подъеме буровой колонны, но наиболее полную информацию о качестве ствола скважины получают в результате спуска геофизических зондов, а также по данным кавернометрии и инклинометрии. Зоны, где были выявлены затруднения при спускоподъемных операциях буровой колонны, подвергаются выборочным проработкам, которые осуществляются жесткой компоновкой. После выборочной проработки ствола иногда прибегают к шаблонировке ствола скважины. Обсадными трубами собирают секцию длиной около 30 метров и на колонне буровых труб спускают на всю глубину интервала. Затем происходит полная промывка скважины до полного восстановления свойств бурового раствора [10].

Во время проведения промывки в буровой раствор нередко добавляют смазочные добавки, которые облегчают спуск обсадной колонны. Примером

такой добавки может служить смазочная добавка LUBRITAL [11]. Данная смазка предназначена для уменьшения сил трения и крутящего момента в разнообразных буровых растворах. Также во время промывки в буровой раствор добавляют вязкоупругие составы (ВУСы) для укрепления стенок скважины, и кольматанты для предотвращения поглощений бурового раствора.

1.3.3. Подготовка оборудования буровой установки

За несколько дней до спуска обсадной колонны на буровую установку завозят запасной рукав, расходные материалы, специальные инструменты. Также происходит подготовка рабочего места, а именно подготавливают ключ для свинчивания обсадных труб, обеспечивают запас раствора и технической воды, готовят стол ротора. Узлы и детали буровой также подвергаются проверке: талевая система, превентор, индикатор веса, буровые насосы, очищаются и смазывается элеватор для обсадной трубы [6].

Для спуска обсадной колонны в основном применяют систему верхнего привода (СВП). СВП представлен на рисунке 16.



Рисунок 16. Система верхнего привода

При бурении скважин система верхнего привода выполняет функции крюка, вертлюга, ротора, механических ключей. При его установке не используется ведущая труба и шурф. Также значительно облегчается труд

бригады, в связи с тем, что элеватор механически подается в необходимую позицию.

1.3.4. Традиционная технология спуска обсадной колонны.

Обсадных трубы выкладываются на приемные мостки. Подача трубы с приемных мостков на роторный стол осуществляется вспомогательной лебедкой. Во время подачи трубы через нее пропускают специальный жесткий шаблон для проверки отсутствия загрязнения или внутренних дефектов труб. На роторном столе с резьбы обсадной трубы откручивается колпачок, затем резьбовое соединение обрабатывается специальной смазкой [6]. После этого обсадные трубы свинчиваются специальным ключом с моментомером. Во время спуска обсадной колонны бурильщик поддерживает регламентированную скорость, которая варьируется в пределах 0,3-0,8 м/с.

Во время спуска ведется постоянный контроль процесса с регистрацией веса обсадной колонны, такие меры направлены на избежание посадок. Через каждые 60-110 метров производят долив бурового раствора в скважину для контроля веса, а также для того, чтобы не допустить смятие обсадных труб.

В процессе спуска проводят промежуточные промывки с расхаживанием. Это позволяет удалять шлам, который осыпался в процессе спуска, а также предупредить большой рост давления при заключительной промывке [6].

После навинчивания последней трубы, обсадная колонна сохраняется в напряженном состоянии под натягом, и даже после цементирования на забой не ставится. В конце спуска проводится заключительная промывка скважины для последующего цементирования.

2. Аварии и осложнения

Процесс спуска обсадной колонны очень сложный и трудоемкий процесс. К сожалению все вышеперечисленные технологии, не могут полностью обеспечить безопасность, а также гарантировать беспроблемный спуск колонны. В связи с этим нередко могут возникать осложнения, а также аварии. Аварии, происходящие во время спуска обсадной колонны: прихваты обсадных колонн, падение обсадных колонн, смятие обсадных труб, негерметичность.

2.1. Прихваты обсадных колонн.

Этот вид аварий является самым распространенным в процессе крепления скважины. Первой и основной причиной служит некачественная проработка ствола скважины перед спуском обсадной колонны, поэтому так важен этап шаблонирования. Также причинами прихвата являются наличие в стволе скважины интервалов с резкими зенитными и азимутальными углами, длительные остановки во время спускоподъемных операций [7]. Не маловажным фактором является правильное количество смазочных добавок в промывочную жидкость.

2.2. Падение обсадных колонн

Падение обсадных труб в скважину является второй по распространению аварией при креплении скважины.

Одной из возможных причин является неисправность спускоподъемного инструмента: элеваторов, пневматических клиньев ротора и так далее. В последнее время применение получили сварное соединение труб и гладкие обсадные колонны, в таком случае применяют спайдер-элеваторы, которые имеют ряд недостатков, одним из которых является слабое закрепление трубы, а также быстрый выход из строя сухарей спайдера. В результате длительного использования данного типа элеваторов без проверки происходит разрушение сухарей, следовательно, падение обсадной колонны в скважину [8].

Нередко в процессе спуска колонны происходит разъединение труб в резьбовых соединениях, чему предшествует некачественная нарезка резьбы, наличие подгоночных патрубков и так далее. Еще одной причиной обрыва трубы является заводской брак, в основном в местах крепления трубы с муфтой.

Другими причинами падения являются свинчивание резьбовых соединений с перекосом осей, приложение растягивающих нагрузок, превышающих допустимые. В основном данные проблемы возникают из-за ошибок буровых бригад. При безрезьбовом соединении труб может происходить разрушение труб в зоне сварки вследствие нарушения технических правил, а также несоблюдения режима сварки по току и напряжению, неточное направление электрода, плохая газовая защита или влажный углекислый газ [8].

2.3. Смятие обсадных колонн.

Существует множество причин аварии данной группы. Часто это происходит с колоннами, в которых устанавливаются тарельчатый обратные клапаны. Несвоевременный долив скважины приводит к смятию трубы над обратным клапаном [9]. Смятие происходит из-за избыточного внешнего гидростатического давления, на которое влияют такие параметры, как свойства промывочной жидкости, скорость спуска обсадной колонны, чистота стенок скважины, разность диаметров обсадной колонны и скважины.

Часто происходит смятие обсадной колонны в нижней ее части, вследствие большой разгрузки, большую роль на данный фактор оказывает наличие интервалов с кавернами и большой разницей диаметров скважины и колонны. Причиной смятия также может являться плохое крепление колонны на устье, в результате чего колонна проседает с последующим разрушением [9].

Так же смятие обсадной колонны происходит наружным давлением, возникающим выше цементного кольца вследствие обвала пород.

2.4. Прочие аварии

В данную подгруппу относятся аварии, связанные с отсоединением нескольких нижних труб, часто происходящих в кондукторах и промежуточных колоннах. Отсоединение происходит в основном в зонах, где колонна не спущена до забоя, или при установке башмака в мягкие породы, которые легко подвергаются размыву.

Нередко возникает невозможность отсоединения секции обсадной трубы от колонны бурильных труб, на которых производился спуск. Такая авария возникает из-за ряда причин: применение разъединителей, у которых трудно определить нейтральное нагружение левой резьбы, применение труб с термически незакаленной резьбой, которая при большом весе не отвинчивается.

В настоящее время широкое распространение получил секционный спуск обсадной колонны. В связи с этим появились новые аварии. При разбурировании оснастки и узлов соединения секций, частиц металла, оседая на забое, приводят к прорезанию стенок скважины [8].

3. Современные технологии

3.1 Современные обсадные трубы

3.1.1 Алюминиевые обсадные трубы

В настоящее время ведется бурения скважин с повышенным содержанием сероводорода и углекислого газа. Данные условия вызывают коррозионное поражение стальных труб, в связи с чем их использование становится нерациональным. Высокохромированные нержавеющие трубы обладают высокой стоимостью.

Поэтому применение нашли легкосплавные алюминиевые обсадные трубы. Трубы из алюминия практически не подвергаются коррозионному воздействию, имеют небольшой вес, высокую прочность, снижают уровень действующих напряжений в колонне, а также затраты на крепление скважины [14].

Как правило алюминиевые обсадные трубы имеют безмуфтовую конструкцию резьбовых соединений с наружной высадкой концов. Для таких обсадных труб необходима высокая герметичность в резьбовом соединении с уплотнением металл-металл. Поэтому резьбовое соединение для данных труб представляет собой тип ОТТГ.

3.1.2 Наплавляемые покрытия

Одним из новшеств в области материала обсадных труб стали наплавляемые покрытия, которые существенно увеличивают прочностные характеристики обсадной трубы. Одним из таких примеров может служить обсадные трубы из стали 12ГФ с покрытием, полученным наплавлением проволокой Duraband NC [14]. В следствии того, что в наплавленном слое наблюдаются карбидные включения, труба обретает высокую износостойкость покрытия.

3.1.3 Стеклопластиковые обсадные трубы

Металлические обсадные трубы при геофизических исследованиях в обсаженных скважинах имеет экранирующий эффект и сильно искажают получаемые полезные данные. Из этого следует, что электрический каротаж в

комплексе со скважиной специальной конструкции обсаженной в интервале продуктивного пласта трубами, не препятствующими электрическому каротажу, является перспективным направлением.

В настоящее время реализованы некоторые подобные методики, например, широкое применение нашли стеклопластиковые хвостовики в интервале продуктивного пласта [15]. Обсадные колонны со стеклопластиковыми хвостовиками хорошо подходят для использования высокочастотной электрометрии индукционного каротажа. При индукционном каротаже участка скважины, обсаженной стеклопластиковой трубой, не создается помех для электромагнитных полей. Данная конструкция колонны внедрена и достаточно широко используется на месторождениях Башкортостана, Татарстана и Западной Сибири.

Отличительной особенностью стеклопластиковых обсадных труб является анизотропия их механических свойств. Механические свойства этих композитов зависят от расположения армирующего компонента, а поведение их под нагрузкой аналогично поведению идеально упругого тела, такой эффект достигается благодаря армирующему компоненту стеклопластика.

Значительным достоинством стеклопластиковых материалов, является то, что формирование их состава структуры технологически совмещено с формированием конфигурации самого изделия.

3.1.4 Обсадные трубы из полимерных материалов

Другим типом специальной обсадной колонны, не оказывающей негативного эффекта на измерение сопротивления пласта электромагнитными способами, являются трубы из полимерных материалов с дискретной проводимостью, например, конструкции УНИ-УГНТУ [14].

Данная конструкция позволяет проводить исследования с помощью низкочастотной и высокочастотной электрометрии. Низкочастотные методы электрометрии, такие как, боковое каротажное зондирование (БКЗ) и боковой каротаж (БК), обладают значительно большим радиусом исследования по сравнению с индукционным каротажом и позволяют достигать более

достоверных и качественных результатов при оценке текущей нефтенасыщенности в широком диапазоне удельных электрических сопротивлений пласта и различной минерализации пластовых вод.

Конструкция колонны УНИ-УГНТУ с дискретной проводимостью (рисунок 17) представляет собой трубу из электронепроводящей основы, установленной в интервале продуктивного пласта с включением в тело трубы равномерно распределенных электропроводящих элементов.

При прохождении зонда электрического каротажа по данной колонне, создается направленная электрическая связь с исследуемым пластом, посредством контакта электродов и токопроводящих элементов, что в перспективе дает очень качественные и информативные данные.

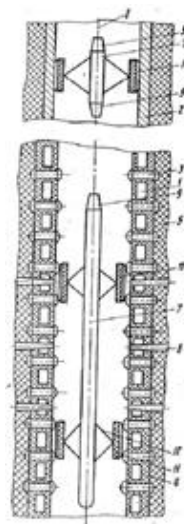


Рисунок 17. Конструкция колонны из полимерных материалов

1. колонна специальной конструкции; 2. обычная обсадная колонна; 3. электропроводящие контакты; 4. электроизоляционное покрытие; 5. цементный камень; 6. перфорационные отверстия; 7. зонд электрического каротажа; 8. трехжильный кабель; 9. кабельная головка; 10. электроды; 11. изоляционный башмак; 12. прижимное устройство.

Разность потенциалов на измерительных электродах, регистрируется на поверхности при помощи стандартной геофизической аппаратуры и позволяет определить кажущееся сопротивление пласта уже разработанными и известными методами.

3.1.5 Технология чистого свинчивания

Использование резьбовых смазок, при всех своих плюсах, имеет ряд недостатков:

- выполнение операций очистки и смазки требует дополнительных затрат времени при монтаже;
- смазки от разных производителей имеют различные фрикционные характеристики, что требует проведения дополнительных испытаний и соответствующей корректировки прикладываемого крутящего момента при затяжке;
- смазки требуют повторного нанесения при каждом последующем монтаже или после длительного хранения деталей;
- содержат в составе смазочное масло и вызывают налипание пыли и иных абразивных частиц, что может привести к необратимому повреждению рабочих поверхностей при монтаже;
- применение резьбовых смазок, особенно при обустройстве морских скважин, наносит ущерб окружающей среде.

В связи с вышеперечисленными недостатками была разработана альтернативная технология, которая получила название технология чистого свинчивания [16]. Данная технология основана на применении антифрикционных твердосмазочных покрытий, которые наносятся на заводе-изготовителе.

Антифрикционные покрытия – это материалы, подобные краскам, но вместо красящего пигмента они содержат высокодисперсные порошки твердых смазок, равномерно распределенные в смеси связующих веществ (смол) и растворителей с присадками. В качестве твердой смазки используются дисульфид молибдена, графит, политетрафторэтилен и специальные композиции. Растворитель в составе композиции обеспечивает удобство нанесения и распределения покрытия по поверхности. После нанесения растворитель полностью испаряется. Покрытие твердеет и прочно сцепляется с основой в результате полимеризации связующего вещества, которая в зависимости от его типа происходит при комнатной температуре или с нагревом.

Таким образом, после отверждения покрытие представляет собой частицы твердых смазочных материалов в полимерной матрице связующего вещества.

Пример сухой смазки может служить совместная разработка ОАО «ТМК» и ООО «Полимер Сервис», основанная на применении самосмазывающего вторполимерного сухого покрытия резьбы муфты «МАОК-ПЛАУН» (рисунок 18).

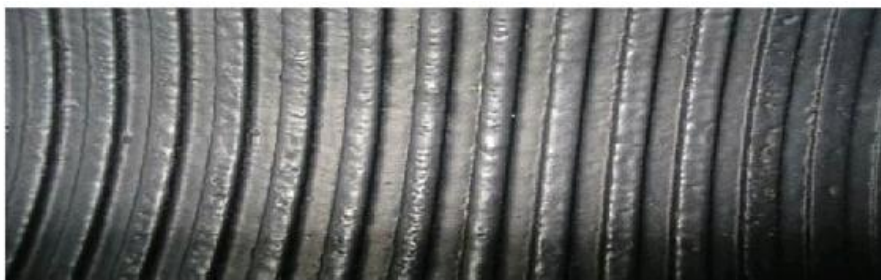


Рисунок 18. Внешний вид покрытия сухой смазки.

Данная технология является уникальной для мировой нефтепромысловой практики, т.к. сочетает в себе одновременное решение двух взаимосвязанных задач: во-первых, обеспечивает «сухое» многократное безсмазочное свинчивание резьбовых соединений, во-вторых, гарантирует герметичность резьбовых соединений обсадных труб на весь период эксплуатации скважины.

Экологический и экономический эффекты достигаются за счет:

- отказа от применения консистентных резьбоуплотнительных смазок, применяемых с целью обеспечения антифрикционных и герметизирующих элементов резьб, содержащих в своем составе тяжелые металлы, минеральные смолы, жиры, ингибиторы, присадки и растворители;
- исключения операции по опрессовке труб, т.к. поставщиком гарантируется герметичность резьбового соединения;
- исключения операции пропарки и отогрева резьбовых концов труб в зимнее время с целью демонтажа примерзших на традиционной смазке предохранителей;
- исключения операции последующего удаления с резьбы консервационных смазок;

- исключения операции нанесения консистентных резьбоуплотнительных смазок, которые перед нанесением в зимнее время сами должны быть соответствующим образом разогреты;

- сокращения времени спуска обсадных колонн до 15%;
- существенного снижения человеческого фактора при обеспечении герметичности крепи скважины;

- снижения трудоемкости спуска обсадной колонны;

Покрытие МАОК-ПЛАУН на резьбовые части муфт обсадных труб наносится на специально подготовленные поверхности изделий, прошедших тщательный контроль в заводских условиях. В процессе отработки и освоения производства, последующей серии заводских, стендовых и промысловых испытаний «Технология чистого свинчивания обсадных труб» на основе покрытия МАОК-ПЛАУН, зарекомендовала себя как надежное, устойчивое и долговечное средство обеспечения свинчивания и герметизации резьбовых соединений обсадных труб.

3.1.6 Выдавливание ребер на обсадной трубе

Компанией «Теско» (США) была разработана технология выдавливания турбулизирующих винтовых ребер на теле обсадной трубы [17] (рисунок 19).



Рисунок 19. Технология выдавливания

Данная технология позволяет создавать неограниченное количество центрирующе-турбулизирующих устройств на одной трубе. В результате

решаются проблемы, связанные с уменьшением проходного сечения в месте установки центратора, а так как центратор изготавливается непосредственно из трубы, отпадает необходимость в учете влияния страгивающих нагрузок. Однако данная конструкция не позволяет использовать роликовые устройства для снижения сил трения, также снижается прочность обсадной трубы.

3.1.7 Современный способ катодной защиты обсадных труб

Решение проблемы повышения эксплуатационной надежности обсадных колонн нефтяных скважин не в последнюю очередь связано с обеспечением противокоррозионных мероприятий на объекте.

Одной из причин потери герметичности обсадных колонн является протекание на ее внешней поверхности электрохимической коррозии в интервалах агрессивных горизонтов, что приводит к развитию локальных очагов повреждения и как результат – негерметичности обсадной колонны.

Комплексная защита, включающая пассивный метод – создание цементного кольца за эксплуатационной колонной и применение активного метода защиты, заключающегося в смещении электродного потенциала металла обсадной колонны в катодную область за счет внешнего источника тока, позволяет обеспечить защиту от наружной коррозии.

В качестве наглядного примера возрастания применения катодной защиты рассмотрим добывающие и нагнетательные скважины компании «Татнефть» [18]. На рисунке 20 показан охват скважин, которые подверглись катодной защите. Количество скважин с КЗ увеличивается, что позволяет снизить количество ежегодных отказов объектов.

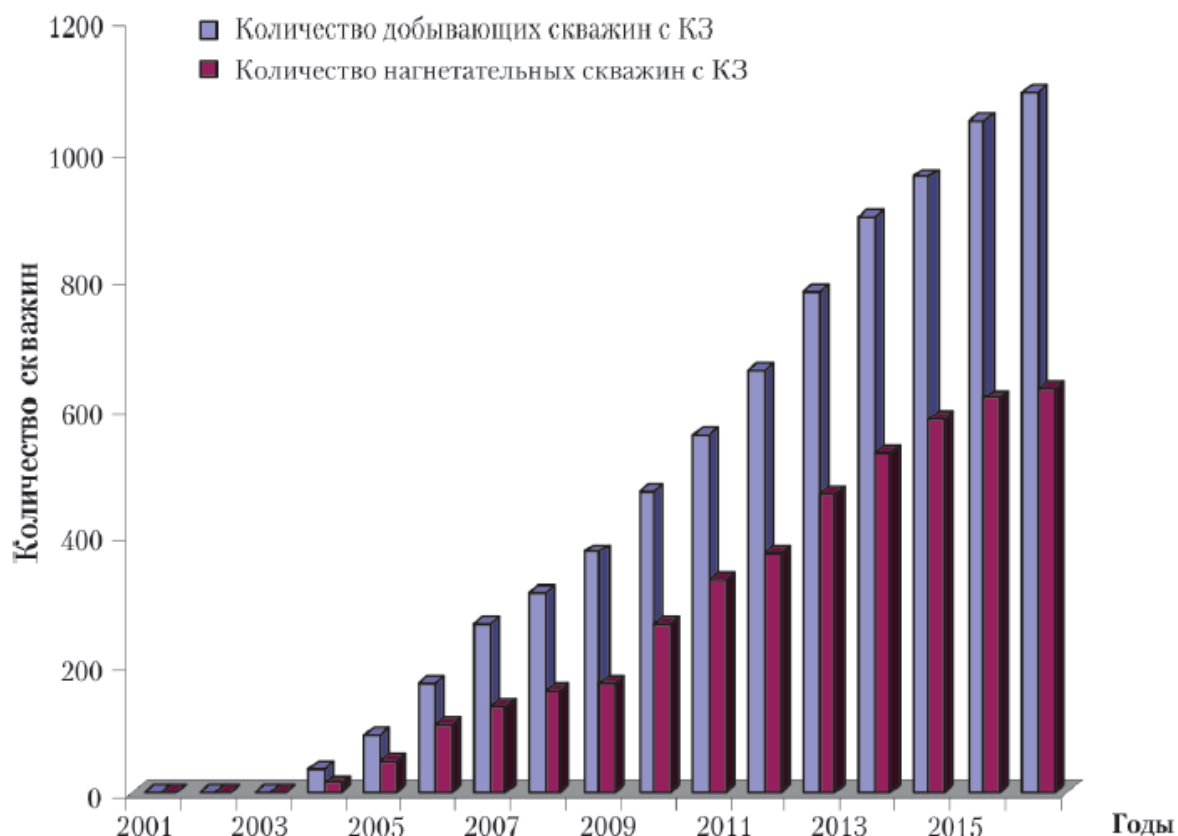


Рисунок 20. График скважин с катодной защитой

Сущность катодной (электрохимической) защиты заключается в смещении электродного потенциала металла при помощи внешнего источника постоянного тока, которой является станции катодной защиты (СКЗ), в сторону отрицательных значений. Причем степень защиты сооружения зависит от величины смещения электродного потенциала.

Катодная защита обсадных колонн скважин осуществляется присоединением отрицательного полюса источника постоянного тока (СКЗ) к обсадной колонне на устье скважины и положительного полюса к вспомогательному заземлению, называемому анодным. Защитный ток, появляющийся в такой цепи, входит в обсадную колонну через всю ее поверхность и смещает электродный потенциал в отрицательную сторону.

Катодная защита обсадных колонн нефтяных скважин может осуществляться по двум схемам: индивидуальной и групповой.

При индивидуальной защите одна или несколько смежных скважин с помощью кабельных дренажных линий подключается к катодной установке, состоящей из СКЗ и анодного заземления.

При групповой совместной защите все скважины, относящиеся к данной групповой установке, защищаются одной катодной установкой, причем нефтесборные коллекторы используются в качестве токопроводов к скважинам. Такая система должна исключить вредное влияние токов катодной установки на соседние незащищенные подземные металлические сооружения. Вредное влияние характеризуется появлением на постороннем сооружении анодных зон, которые проявляются в виде коррозии.

Возможность вредного влияния катодной установки устраняют применением дренажа. Постороннее сооружение электрически соединяют с обсадной колонной через определенное сопротивление. Соблюдение, при проектировании и строительстве скважины, безопасных расстояний от анодного заземления до постороннего сооружения также устраняет вредное влияние катодной защиты. При групповой катодной защите расстояние от анодного заземления до посторонних сооружений должно быть не менее 300 метров.

3.2 Современная технологическая оснастка

3.2.1 Скользящие центраторы

Одним из наиболее распространенных центраторов до недавнего времени являются центраторы пружинные и жесткие. Недостатком этих конструкций центраторов является ограниченная проходимость по стволу скважины и высокие значения необходимого проталкивающего усилия.

При строительстве горизонтальных скважин в пермских отложениях штата Техас (США) для снижения осевых и торсионных нагрузок при спуске колонны использовали центраторы с линейной площадью соприкосновения, что позволило произвести дохождение до проектной глубины

В России получают распространения центраторы с кольцевой площадью соприкосновения к которым можно отнести разработанный на кафедре БНГС Альметьевского государственного нефтяного института скользящий центратор [19] (рисунок 21), включающий корпус с концевыми частями в виде центрирующих колец, соединенных между собой ребрами. При этом подвижные металлические шарики в центрирующих кольцах перекатываются по стенкам

скважины, обеспечивая надежное центрирование и стабилизацию бурильной колонны в скважине. Скользящий центратор закрепляется на обсадной колонне и фиксируется стопорными болтами.



Рисунок 21. Скользящий центратор

Собранная компоновка спускается в скважину, где скользящий центратор вместе с обсадной колонной будет совершать вращательное и поступательное движения. Скользящий центратор будет центрировать колонну по сечению скважины и способствовать уменьшению механического трения и осевого сопротивления движению как в обсаженных, так и в открытых стволах.

Скользящий центратор позволяет снизить коэффициент трения, обеспечить спуск обсадной колонны до забоя и качественное цементирование колонны в скважинах с горизонтальным окончанием.

3.2.2 Центраторы-турбулизаторы

Помимо обычных центраторов, на практике широкое применение нашли опорно-центрирующие турбулизирующие устройства (рисунок 22). Данные устройства представляют собой жесткие центраторы, лопасти которых направлены по винтовой линии. На сегодняшний день на рынке нефтегазового оборудования представлено огромное количество модификаций жестких центраторов-турбулизаторов [20], они могут быть изготовлены как из металла, так и полимерных материалов, а также иметь ролики для снижения сил трения при спуске колонны в скважину. Применение роликовых устройств особенно необходимо при спуске обсадных колонн в неглубокие скважины с большими

горизонтальными участками, где применение обычных центраторов затруднено в связи с высокими значениями сил трения о стенки скважины.



Рисунок 22. Центратор-турбулизатор

Главными недостатками жестких центраторов-турбулизаторов являются недостаточная степень центрации, вероятность заклинивания при спуске обсадной колонны, низкие страгивающие нагрузки, а также возникновение местных сопротивлений потоку жидкости ввиду уменьшения диаметра проходного сечения в зоне их установки.

3.2.3 Гидромеханический центратор

Известен центратор обсадной колонны гидромеханического типа (рисунок 23), который содержит связанный с обсадной колонной цилиндр, в полости которого установлены рабочий и замковый поршни, а центрирующие элементы выполнены в виде рычагов, которые выдвигаются наружу при движении рабочего поршня внутри кругового цилиндра, являющегося составным элементом гидромеханического центратора [21].

Данные центраторы имеют хорошую проходимость при спуске обсадной колонны, не вызывают затруднения при вытеснении бурового раствора тампонажным, а также развивают достаточно большие усилия с помощью выдвигаемых рычагов, что обеспечивает надежную центровку обсадных колонн с любым зенитным углом вплоть до 90° , в том числе в скважинах сложного профиля.

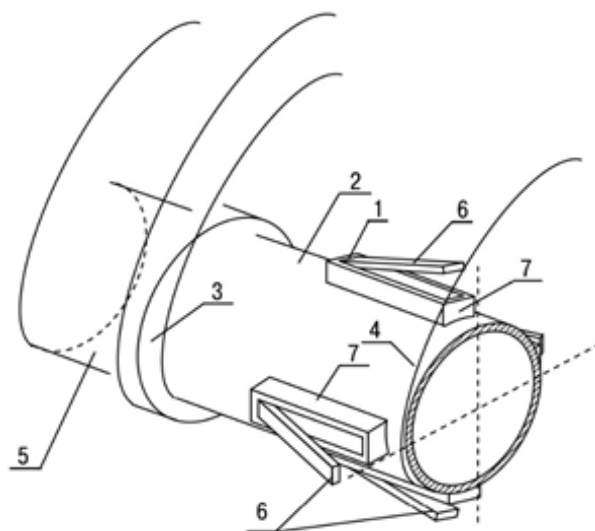


Рисунок 23. Гидромеханический центратор

1. автономный центрирующий модуль; 2. отрезок обсадной колонны; 3. соединительная муфта обсадной колонны; 4. резьбовое соединение; 5. обсадная колонна; 6. центрирующий рычаг; 7. корпус центрирующего блока.

Их существенным недостатком является низкая надежность, обусловленная достаточно сложной конструкцией, основными элементами которой являются рабочий и замковые поршни цилиндрической формы, которые под действием перепада давления между полостью обсадной колонны и полостью рабочего цилиндра центратора перемещаются в рабочее положение и обеспечивают раскрытие центрирующих рычагов. Из-за незначительной величины поперечного размера полости цилиндра, где перемещаются рабочий и замковый поршни, довольно часто происходит их заклинивание, что приводит к неполному раскрытию центрирующих рычагов.

3.3 Современные методы спуска обсадной колонны

3.3.1 Истирающие калибраторы

В настоящее время огромными темпами происходит освоение месторождений восточной Сибири, поэтому при спуске обсадных колонн большого диаметра 245-426 миллиметров в интервалах от 0-1600 метров в большинстве месторождений Якутии приходится учитывать геологические факторы. Разрез представлен песками, глинами, мергелями, супесями, галечниками, аргиллитами, встречаются интервалы многолетнемерзлых горных пород. В данных геологических условиях применение калибрующих устройств

режуще-скалывающего типа становится малоэффективным. Использование лопастных или шарошечных калибраторов, которые рассчитаны на работу в породах средней и высокой крепости, в осложненных геологических разрезах может привести к появлению сальников, повышению кавернообразования, прихватам и т.д. На рисунке 24 представлена схема работы обычного лопастного и истирающего калибратора.

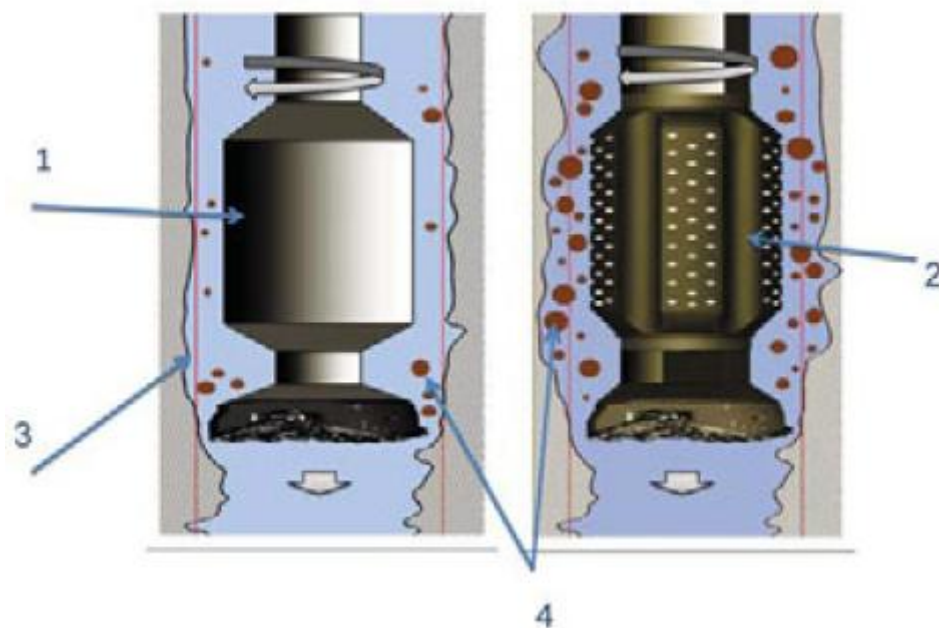


Рисунок 24. Действие истирающего калибратора. 1 шаблон – калибратор, 2 лопастной калибратор, 3 ствол скважины, 4 буровой шлам

В сложных геологических условиях Восточной Сибири применяют устройство, позволяющее объединить процесс проработки и шаблонирования ствола скважины. Обладая тем же диаметром, что спускаемая обсадная колонна, шаблон-калибратор (рисунок 25) крепится над наддолотным переводником в составе компоновки низа бурильной колонны.



Рисунок 25. Истирающий калибратор

При вращении в скважине истирающий калибратор разминает, раздавливает и истирает своим корпусом неровности и уступы на стенках скважины, что значительно повышает качество ствола скважины [19].

Устройство применимо при бурении в осложненных геологических разрезах, представленных мергелями, доломитами, аргиллитами, известняками, солями, алевролитами и песчаниками. При размывах устья и стенок скважины, сужении ствола скважины в интервалах залегания гипсов и кавернозных доломитов, осыпях и обвалах стенок скважины, поглощениях и т.д.

К спуску обсадной колонны приступают сразу же после шаблонирования скважины, если во время подъема бурильных труб с шаблоном не было затяжек.

В качестве примера можно привести шаблон-калибратор, разработанный в Северо-Восточном федеральном университете. Устройство (рисунок 26) состоит из гладкой цилиндрической утяжеленной бурильной трубы стабилизированной (УБТС) и рабочего узла, состоящего из насаженных на корпус УБТС центровочных колец и жестко закрепленного на нем фрагмента тела обсадной трубы. Использование гладкого длинного корпуса большого диаметра позволяет калибратору осуществлять зачищающее опорное действие. Устройство, продвигаясь по стволу скважины и обладая большой инерционной массой, давит на поверхность стенки скважины, работая на сжатие, уплотняя и выравнивая поверхность стенок ствола скважины.

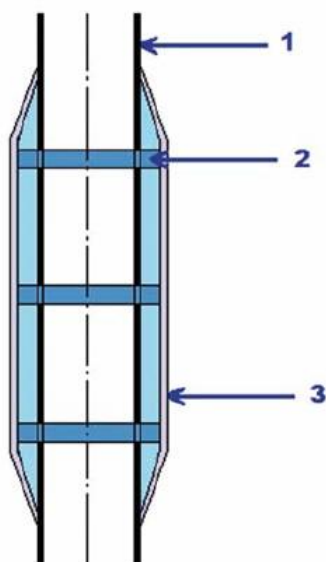


Рисунок 26. Шаблон – калибратор

3.3.2 Проработка ствола скважины гидроструйным способом

В данном случае используется две гидромоторных насадки на долоте с наклонной осью (рисунок 27), которые формируют направление высоконапорных струй на стенку скважины [22].

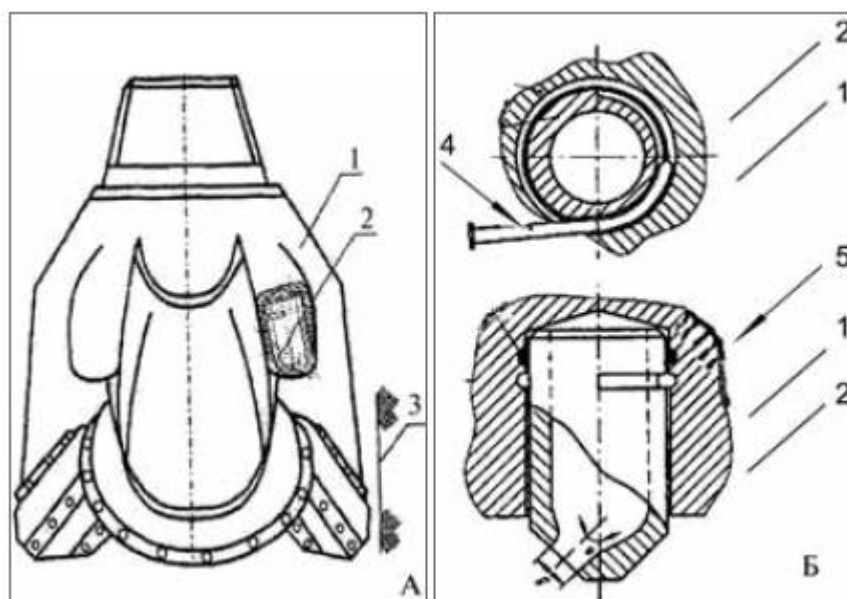


Рисунок 27. Долото с насадками с наклонной осью. 1 корпус долота, 2 ННО, 3 стенка скважины, 4 стопорный гвоздь, 5 уплотнительное резиновое кольцо

Такое устройство позволяет удалять глинистую корку, и как следствие, увеличивает сцепление цементного камня с породой. Также данная технология обеспечивает более полное замещение загустевшего во времени глинистого раствора в кавернах. Еще одним эффектом, который достигается в результате

использования гидроструйной проработки, является кольматирование пор и трещин, в результате чего проницаемость коллектора снижается, следовательно, уменьшается степень его загрязнения.

Испытания проводились на скважинах Альметьевского УБР. Проработки ГСП осуществлялась с кровли кыновских отложений до забоя. Результаты испытаний показали, что напряженность контакта цементного камня по всей мощности кыновских отложений «сплошная» и «частичная», что существенно лучше, чем в непроработанных по технологии ГСП интервалах разреза скважины.

3.3.3 Спуск с применением сухой смазки

Основная часть скважин в настоящее время имеет горизонтальные участки ствола. Спуск обсадной колонны в такие участки очень затруднителен и несёт высокую вероятность возникновения аварий. Одной из самой распространенных аварий является прихват хвостовик в горизонтальном стволе скважины. Поэтому была разработана технология, значительно снижающая риски прихвата. Технология заключается в добавлении микрошариков в буровой раствор для уменьшения момента на сдвиг, тем самым снижая вероятность возникновения дифференциального прихвата. Данная технология получила название «Сухая смазка» [23] (рисунок 28).

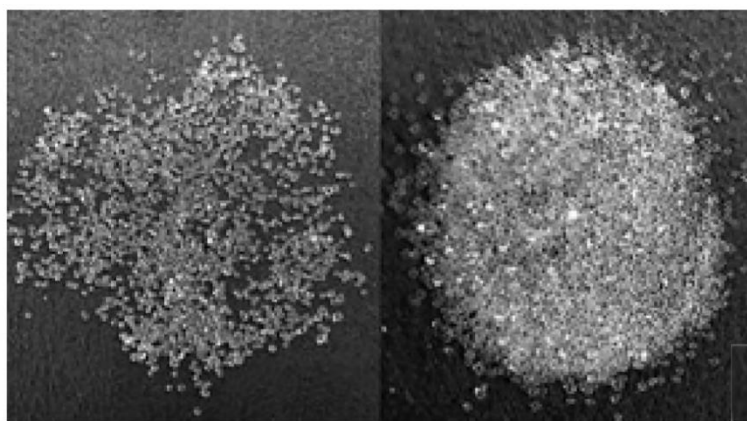


Рисунок 28. Сухая смазка.

В результате испытаний в условиях реальной скважины, выяснилось, что добавление сухой смазки в промывочную жидкость снижает момент на сдвиг.

3.3.4 Современная система спуска обсадных колонн

Одной из самой перспективной технологией является системы спуска обсадных колонн (ССОК). Данная система обладает многими преимуществами в сравнении с обычными способами спуска, а именно:

- возможность осуществлять спуск обсадных труб диаметром 178-508 мм;
- возможность расхаживания, вращения, заполнения или циркуляции обсадной колонн, обеспечивая при этом сокращение времени непроизводительной работы и сопутствующих расходов;
- наличие надёжного пакерующего элемента с любой толщиной стенки в заявленном диапазоне;
- предотвращения соскальзывания труб;
- возможность нагружать инструмент до 90 тонн.

В качестве примера ССОК рассмотрим два устройства разных типов: Volant tool (рисунок 29) компании Weatherford и ССОК SLC-JH группы компаний SLC. ССОК Volant tool состоит из следующих элементов: мандрель, которая представляет собой присоединительную резьбу, бамперное кольцо, внутренний клиновый захват, пакерный элемент морозостойкого исполнения [24].

Данная конструкция обладает многими плюсами: простота сборки и обслуживание на базе, лёгкость монтажа в условиях буровой бригады с подъёмом компоновки единым целым, механическая активация вращением верхнего привода, морозостойкий пакерный элемент, отсутствие вспомогательных элементов.



Рисунок 29. Состав ССОК.

Простота данной конструкции заключается в том, что ССОК присоединяется и приводится в движение верхним приводом, через телескопический переводник (рисунок 30).

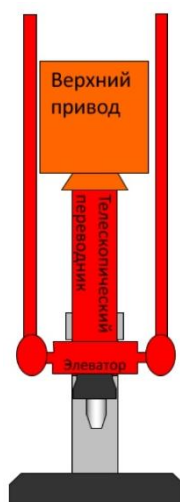


Рисунок 30. Телескопический переводник

Использование телескопического переводника также позволяет надёжно герметизировать внутритрубное пространство, предоставляет возможность расхаживать обсадную колонну в режиме циркуляции, и позволяет увеличить скорость спуска обсадной колонны за счёт применения традиционного оборудования [24].

Впервые применена данная система спуска обсадных колонн в России производилась на Приразломном и Приобском месторождениях в 2017 году. Опыт применения показал следующие результаты:

- эффективность работы в суровых климатических условиях (работы выполнялись при -35 градусах Цельсия);
- дистанционная активация во время спуска обсадной колонны бурильщиком;
- увеличение скорости спуска за счёт практически моментального возобновления циркуляции.

ССОК SLC-JH (рисунок 31) представляет собой комплексную механическую, гидравлическую, электронную систему, предназначенную для быстрой, безопасной и эффективной работы с обсадными колоннами.

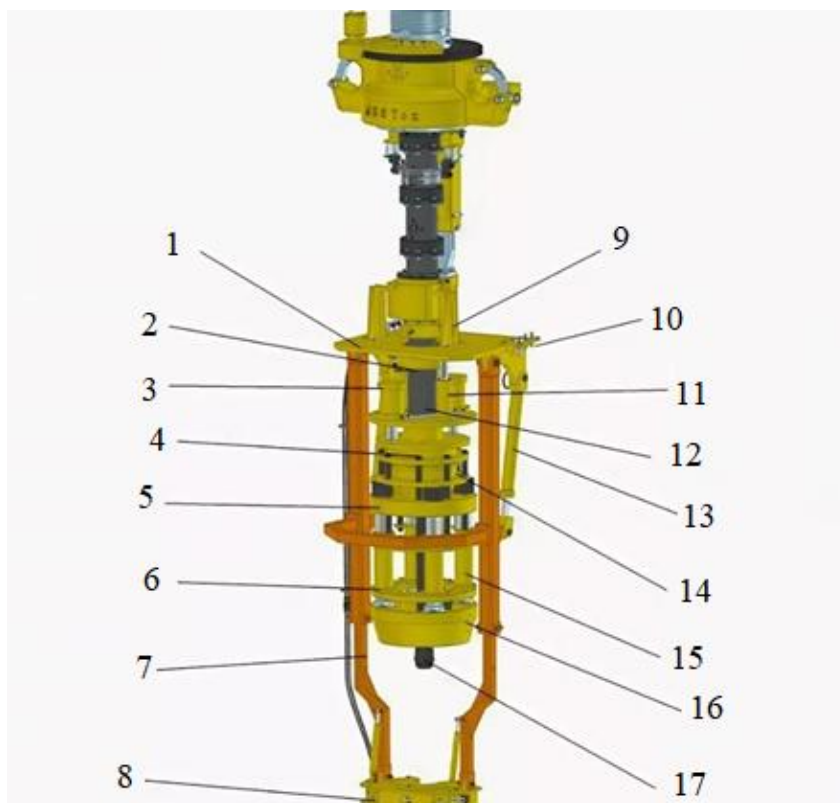


Рисунок 31. ССОК SLC-JH

1 – верхняя панель; 2 – верхний модуль подшипников; 3 – гидроцилиндр; 4 – нажимной диск; 5 – несущий диск; 6 – нажимной диск; 7 – штроп; 8 – элеватор; 9 – место крепления трубного зажима; 10 – подвес для кабеля; 11 – балансирующий цилиндр; 12 – вал несущего диска; 13 – гидроцилиндр штроп; 14 – нижний модуль подшипников; 15 – нижняя втулка; 16 – кожух; 17 – направляющий конус.

Данная система сочетает в себе множество традиционных инструментов для спуска обсадных колонн:

- гидравлические ключи;
- элеваторы;
- инструменты для долива и циркуляции бурового раствора;
- компенсатор веса.

Система состоит из следующих устройств:

- интегрированные в систему управляемых штропов с установленным на них элеватором, производящих подъем очередной трубы и установку ее в позицию для свинчивания;
- специальный клиновой захват, снабженного четырьмя сухарями, расположенными симметрично для обеспечения равномерного давления на стенки обсадной трубы, что повышает безопасность и надежность системы;
- гидравлическая система, обеспечивающей номинальное рабочее давление 15 МПа для устойчивой работы всего комплекса оборудования;
- система равновесия, контролирующей распределение веса самого устройства и зажимаемой трубы, что позволяет избежать повреждения резьбы во время спуска обсадной колонны;
- электронная система управления, обеспечивающей правильную, точную и безопасную эксплуатацию ССОК во время работы.

ССОК SLC-JH обеспечивает захват и удержание обсадных труб, одновременное вращение и расхаживание обсадной колонны, циркуляцию бурового раствора в любой момент времени [24]. Эти функции значительно повышают безопасность буровых работ и снижают риск спуска колонны в скважину с нарушенной геометрией ствола.

Система предназначена для работы с обсадными трубами при температуре окружающей среды от -45°C до $+55^{\circ}\text{C}$, она универсальна, применяется совместно с ВСП легко устанавливается на них, не требует изменений в применяемом буровом оборудовании.

3.3.5 Бурение на обсадной колонне

Серьезной проблемой, присущей всем месторождениям, является разность пластовых давлений. Например, для достижения нижней части

продуктивного горизонта с высоким пластовым давлением необходимо пройти верхнюю зону с низким давлением. В таких условиях сложно сбалансировать эквивалентную циркуляционную плотность, особенно при подъеме КНБК для спуска обсадной колонны. Еще одна проблема: полное или частичное поглощение бурового раствора. На ликвидацию данного вида осложнений порой уходят недели для закачки всевозможных кольматационных пачек с разнофракционным экранирующим материалом, возможны безуспешные попытки установки цементных мостов. Однако в большинстве случаев указанные проблемы приводят к недобурированию скважины до проектной глубины и установке башмака обсадной колонны выше планового показателя.

Для устранения рассмотренных выше проблем и сокращения временных затрат на дополнительные работы, бурение на обсадной колонне, вероятно, является наиболее эффективной и предпочтительной мерой [25].

Несмотря на большое количество преимуществ технология бурения на обсадной колонне имеет и свои недостатки.

Так, например, при бурении на обсадной колонне для минимизации рисков гидроразрыва пластов требуется ограничивать скорость бурения. Из-за малого кольцевого пространства между обсадной колонной и стенкой скважины при большом количестве выбуренной породы увеличивается эквивалентная циркуляционная плотность, что может привести к гидроразрыву пород и поглощениям бурового раствора.

Еще один негативный момент применения бурения на обсадной колонне связан с сервисными компаниями. До начала бурения на обсадной колонне представители сервисных подрядных компаний требуют снижать условную вязкость раствора для бурения на максимальной повышенной производительности – с целью создания турбулентного потока в трубном пространстве и ламинарного – в кольцевом. Условие по снижению условной вязкости промывочной жидкости требуется для снижения давления нагнетания. Однако если говорить о Западно-Сибирском регионе, бурение кондуктора в зоне ММП (многолетние мерзлые породы) требует поддержания условной вязкости в

пределах 90-110 с. Данный шаг направлен на наработку оптимальной фильтрационной корки и снижение риска растепления ММП. При низкой же условной вязкости пески ММП будут вымываться, что приведет к кавернообразованиям и поглощениям бурового раствора.

Не стоит забывать, что использование технологии бурения на обсадной колонне также требует затрат на приобретение обсадных труб со специальным резьбовым соединением, способным выдерживать высокие скручивающие и торсионные нагрузки с высокой группой прочности металла.

Как показывает практика, при бурении на обсадных трубах отмечаются и проблемы с оборудованием. Во время бурения при вращении обсадной колонны наблюдаются периодические выходы из строя или сломы внутренних приводных устройств, включаемых между ВСП и обсадной колонной. Наиболее часто встречающейся поломкой является слом узла внутреннего штока, обеспечивающего гидравлическое уплотнение с трубой. Данная проблема возникает при плохом центрировании колонны во время вращения. Кроме того, в процессе бурения твердых пород из-за плохой центровки (или ее отсутствия вовсе) повышается износ обсадной колонны.

3.3.5.1 Бурение на хвостовике

Неизвлекаемая компоновка для бурения на хвостовике (рисунок 32) состоит из разбуриваемого долота PDC, цементирующей муфты, которая позволяет производить цементирование скважины без дополнительных спускоподъемных операций, обсадных труб, которые являются хвостовиком, системы подвески и бурильных труб, который передают вращение на долото при роторном бурении [25].



Рисунок 32. Неизвлекаемая компоновка бурения на хвостовике

Данная технология применяется в основном для бурения интервалов, в которых наблюдаются катастрофические поглощения, или в интервалах с неустойчивыми породами, в которых происходит резкий перепад давлений, что способствует обрушению стенок скважины, и как следствие прихвату бурильной колонны.

Извлекаемая компоновка (рисунок 33) состоит из: хвостовик, извлекаемый винтовой забойный двигатель, долото, расширитель, утяжеленные бурильные трубы, система подвески хвостовика, колонная бурильных труб. Данная компоновка позволяет извлекать ВЗД после окончания бурения.



Рисунок 33. Извлекаемая компоновка

Огромный плюс извлекаемой компоновки в том, что она дает возможность контролировать траекторию скважины. Основной особенностью данной конструкции является то, что ВЗД приводит во вращение два долота:

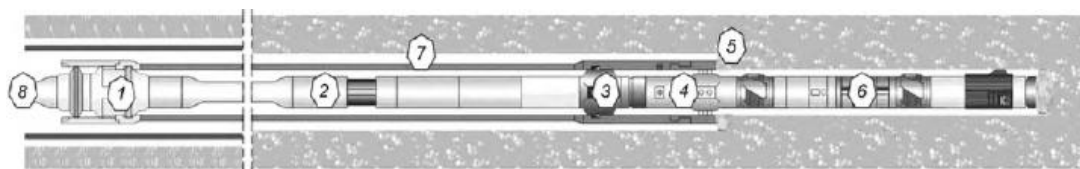
1. Долото-расширитель, которое присоединяется к нижней части хвостовика и является неизвлекаемым компонентом.
2. Пилотное долото, присоединенное к забойному двигателю, данный элемент извлекается из скважины.

Данная конструкция не получила сильного распространения в следствие то, что в ней отсутствовала возможность включения в компоновку телеметрической системы. Применение винтового забойного двигателя ограничивалось необходимым расходом промывочной жидкости и высокими внутренними давлениями.

В настоящее время в извлекаемой компоновке (рисунок 34) стали использовать роторный управляемые системы (РУС), который предназначены для бурения пилотного ствола скважины. Также в конструкцию включают долото-расширитель, установленное на башмаке хвостовика, приводится в

движение данный расширитель от извлекаемого забойного двигателя, что является аналогией с выше представленной системой. Включение РУС в компоновку позволяет преодолеть нестабильные интервалы, а также обеспечить сохранение заданной траектории и одновременный каротаж.

Система состоит из внутренней компоновки, которая включает пилотную КНБК, и внешней – собственно хвостовика, к которому присоединен башмак-расширитель. Включение забойного двигателя в компоновку позволяет вращать расширитель независимо от частоты вращения колонны труб. Таким образом, в данной компоновке решается вопрос ограничения по допустимому моменту для резьбовых соединений обсадной колонны и спускового инструмента системы подвески хвостовика. Однако для передачи требуемого момента как на пилотную компоновку, так и на расширитель необходим ВЗД с высокими моментными характеристиками. Пилотная компоновка для бурения соединена посредством внутренней колонны труб со спусковым инструментом. Таким образом обеспечивается традиционная промывка – буровой раствор подается через внутреннюю колонну труб [25].



3.3.5.2 Применение бурения на обсадных трубах.

В качестве примера применения бурения на обсадных трубах рассмотрим два месторождения, одно из которых содержит ММП породы, а второе относится к глинисто-карбонатным отложениям.

Технология бурения на обсадной колонне, в районе Урманского месторождения, обеспечила успешное заканчивание сразу нескольких скважин. На скважине № 209 длина открытого ствола, пробуренная хвостовиком диаметром 127 миллиметров, составила 254 м. В ходе бурения были вскрыты три

зоны поглощения, при этом количество осложнений в процессе бурения снизилось, а средняя продолжительность строительства составила 20 суток на скважину. Стоит отметить тот факт, что при бурении скважин стандартными методами средний срок строительства здесь составляет 35 дней. Получению высокого результата на Урманском месторождении [25] предшествовало решение ряда сложных работ по бурению хвостовиком с углом входа в коллектор 60-70°. Отметим, что при бурении на обсадной колонне возможно продолжение бурения ниже хвостовика в случае прихвата.

Бурение на обсадных трубах помогает решить многие проблемы, при бурении ММП. Рассмотрим результаты применения технологии бурения на обсадных трубах в многолетнемерзлых породах на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении. Территории Бованенковского НГКМ характеризуется практически сплошным распространением многолетнемерзлых пород, как в плане, так и в разрезе. В качестве испытание бурили интервал под кондуктор диаметром 324 миллиметров колонной обсадных труб с буровым башмаком диаметром 393,7, наворачиваемым на низ обсадной колонны. Лопастей башмака изготовлены из титаноалюминиевого сплава и оснащены резцами PDC. При этом бурение и обсаживание ствола скважины происходит без применения бурильных труб и спускоподъемных операций, а обсадная колонна служит каналом для циркуляции бурового раствора и средством передачи механического вращения на буровой башмак. На сегодняшний день в условиях Бованенковского НГКМ новый способ бурения применен в интервале 0-450 мм при бурении под кондуктор диаметром 324 мм на трех скважинах. При бурении скважины № 6314, была достигнута проектная глубина спуска обсадной колонны, механическая скорость поддерживалась в расчетном режиме.

По мнению специалистов ТюменНИИгипрогаза результатом применения данной технологии может стать экономия финансовых затрат в пределах 4 млн руб. на одной скважине, увеличение ресурса бурильных труб и бурового оборудования, сокращение времени строительства скважины примерно на 2-е суток.

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод, что технология бурения на обсадной колонне стала желанным явлением, принесшим определенные улучшения в процесс строительства скважины.

Преимущества метода, как доказанные практикой, так и расчетные включают в себя:

- возможность снижения мощности буровой установки;
- сокращение инцидентов на буровой, так как исключены опасности, связанные с работой с бурильными трубами;
- возможно сокращение числа обсадных колонн, так как проходка некоторых интервалов возможна без запаса по давлению при исключении СПО;
- башмак колонны можно установить глубже, так как приток в скважину постоянно контролируется и цементирование начинается сразу, без дополнительных СПО;
- общее время бурения снижается, проблемные зоны могут быть пробурены и изолированы за один проход - снижение НПВ;
- улучшается прямолинейность ствола скважины, снижаются затраты на ловильные работы;
- сокращаются случаи прихвата и необходимость зарезки боковых стволов, уменьшенное количество СПО исключает обрушение ствола скважины;
- снижение общих затрат на строительство скважины.

3.3.6 Современный спуск обсадной колонны методом флотации

Бурение наклонно-направленных скважин с большими отходами от вертикали или с протяженным горизонтальным участком предъявляет новые требования к технологической оснастке обсадной колонны. Доведение обсадных колонн до проектной глубины в таких скважинах сопряжено с высокими силами трения, возникающими при спуске колонн. Одним из способов, позволяющих уменьшить отрицательное влияние трения, является технология спуска обсадных колонн методом флотации, получившим в последнее время широкое распространение [26].

Сущность метода заключается в облегчении нижней части колонны, находящейся в интервале с большим зенитным углом, и создании дополнительного веса на участке в верхней части ствола скважины, для обеспечения «проталкивания» колонны на забой. Заполненный рабочим агентом (воздухом или облегченным буровым раствором) интервал нижней части обсадной колонны отделяют от верхнего специальной флотационной муфтой или извлекаемым пакером. Верхняя часть заполняется легким или более тяжелым буровым раствором. Нижний конец колонны перекрыт обратным клапаном или специальной муфтой с обратным клапаном.

Важным элементом реализации технологии является флотационная муфта. Муфта создает временный барьер внутри обсадной колонны, обеспечивая раздел между агентами, заполняющими верхнюю и нижнюю части колонны. Всплытие нижней секции обсадной колонны позволяет уменьшить сопротивление движению колонны в стволе скважины, в то время как заполнение обсадной колонны сверху буровым раствором (тяжелым буровым раствором) добавляет вес для более успешного «проталкивания» колонны до места ее установки.

На рисунке № показана муфта в закрытом положении. На рисунке 35 изображен момент, когда давление на клапан флотационной муфты достигает предельного значения, клапан открывается и происходит замещение воздуха буровым раствором или легкого раствора более тяжелым.

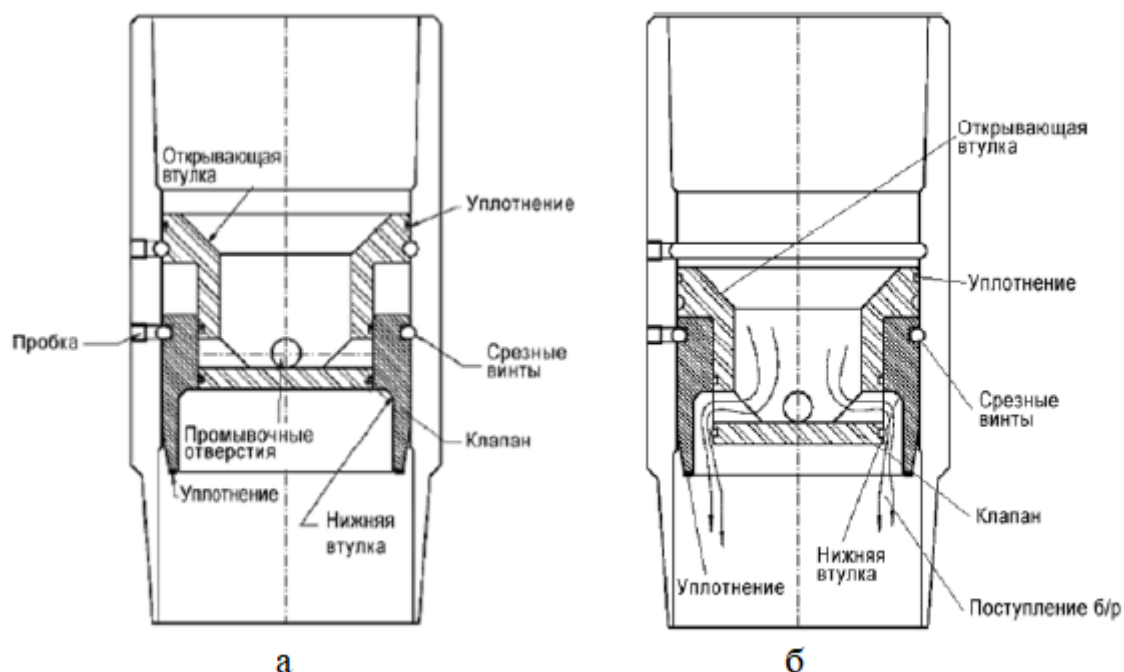


Рисунок 35. а. Флотационная муфта в момент разделения; б. Флотационная муфта в момент замещения

При этом винты срезаются, и внутренняя втулка флотационной муфты получает возможность свободно перемещаться. Цементирование скважины происходит обычным способом: нижняя разделительная пробка, двигаясь совместно с внутренней втулкой флотационной муфты, доходит до обратного клапана и садится на него [26]. Спуск верхней разделительной пробки приводит к разрушению нижней мембраны, и цемент поступает в затрубное пространство.

Примером системы, основанной на методе флотации, является система AirLock (рисунок 36). Данная система позволяет спускать колонну обсадных труб в горизонтальных скважинах.

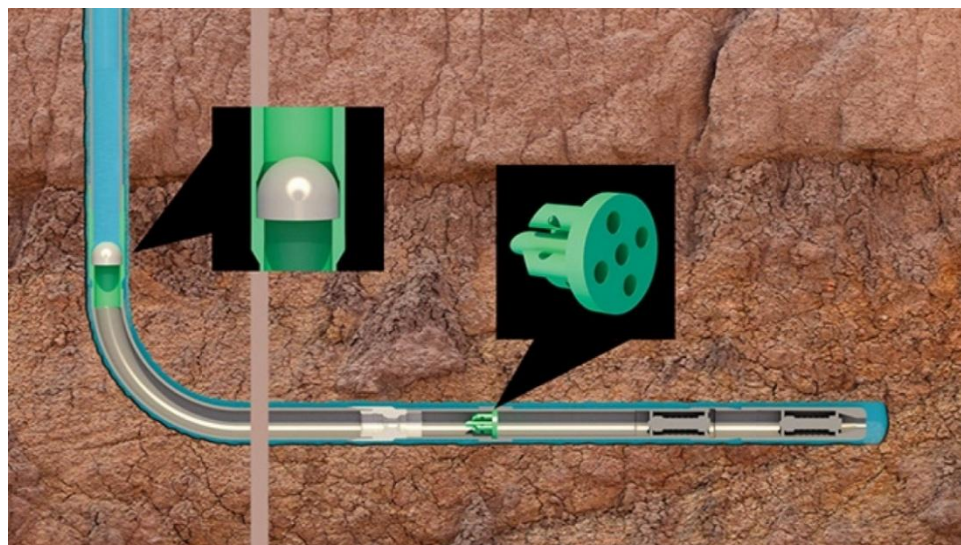


Рисунок 36. Система Airlock

Повышенная плавучесть уменьшает трение скольжения более чем на 50 %, в то время как вес вертикальной секции обеспечивает дополнительное усилие для продавки колонны до забоя.

Система AirLock состоит из двух компонентов:

1. Уплотнительная муфта устанавливается в обсадную колонну выше радиуса искривления, содержит откалиброванное по давлению разрушаемое уплотнение, запирающее воздух в нижней секции. После спуска поверхностное давление увеличивается и уплотнение разрушается, освобождая внутренний диаметр обсадной трубы.

2. Уловитель твердых частиц устанавливается в соединении обсадной трубы выше башмака с обратным клапаном. Частицы уплотнения собираются в уловителе твердых частиц.

Применение технологии спуска обсадной колонны методом флотации при заполненной нижней части колонны облегченным буровым раствором является перспективным, так как, варьируя соотношения плотностей и длин участков, заполненных рабочими агентами с разной плотностью, можно лучше контролировать и управлять режимом спуска.

3.3.7 Секционный спуск обсадной колонны

Секционные крепление скважины представляет собой спуск обсадной по частям. Нижнюю часть колонны с верхней частью спускают на бурильных трубах с последующим наращиванием. Длину каждой секции определяют, исходя из таких параметров, как грузоподъемность буровой установки, состояние ствола скважины, прочностные характеристики труб [27]. Секционные крепление обсадной колонны имеет ряд преимуществ:

- возможно перекрытие интервалов осложнений на больших глубинах с минимальными затратами времени;
- изоляция нескольких продуктивных горизонтов скважины с высокими пластовыми давлениями, или интервалов с осложнениями;

- применение комбинированного бурильного инструмента, что позволяет увеличивать прочность бурильной колонны, снизить гидравлические сопротивления;
- возможность крепления сверхглубоких скважин;
- уменьшение стоимости строительства скважины за счёт использования обсадных труб с меньшей толщиной стенки в сравнении со сплошными колоннами.

Существует множество причин выбора секционного спуска обсадной колонны. Первой причиной является ограниченная грузоподъемность буровой установки, которая может быть ниже веса спускаемой обсадной колонны. Также причинами можно назвать недостаточную мощность цементирующих агрегатов, в следствии чего, они не могут обеспечить поднятие тампонажного цемента до устья скважины.

Схема спуска нижней секции обсадной колонны представлена на рисунке 37. При секционном спуске сначала спускают участок колонны, длина которого достаточна для перекрытия открытого ствола, при этом верхний ее конец должен располагаться в закрытом стволе, либо в открытом против устойчивых горных пород.

Секция спускается на бурильных трубах, присоединенных с помощью специального переводника с левой резьбой. После установки специального переводника фиксируется вес колонны на крюке, и с этого момента вращение эксплуатационной колонны категорически запрещается. После спуска секции до забоя перед ее цементированием башмак нижней секции располагают на расстоянии 0,5-1,0 м от забоя скважины.

Схема цементирования нижней секции обсадной колонны представлена на рисунке 37. При цементировании колонна находится в растянутом состоянии.

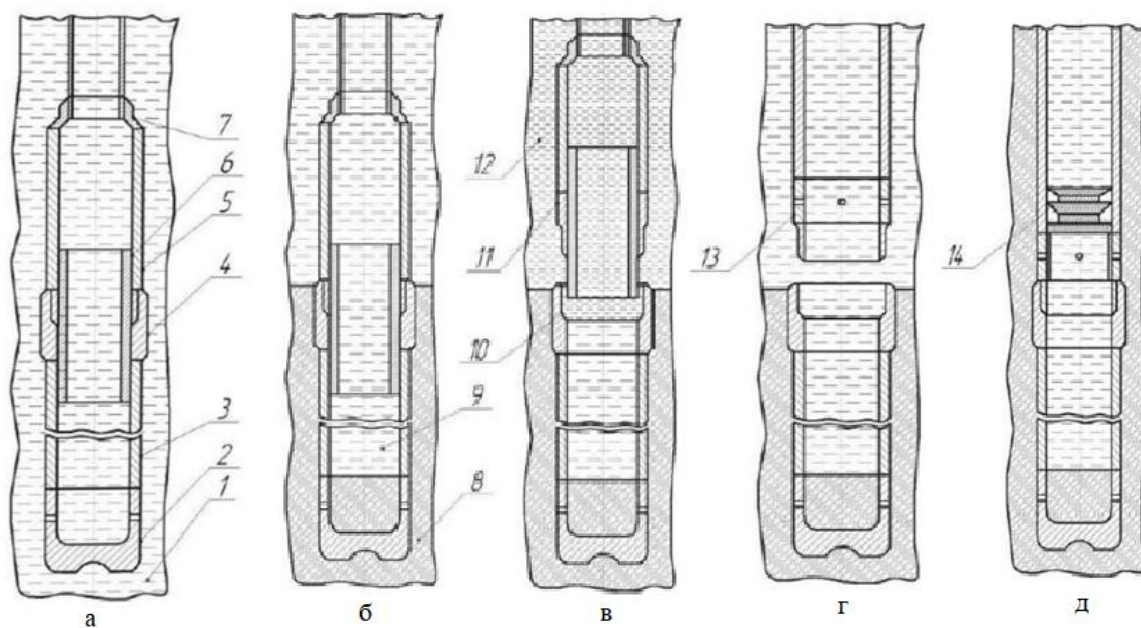


Рисунок 37. Схема секционного спуска обсадной колонны. а – спуск нижней секции; б, в – цементирование нижней секции; г, д – спуск и цементирование верхней секции.

1 - открытый ствол скважины; 2 - башмак нижней секции; 3 - участок колонны; 4 - специальный переводник; 5 - верхний конец; 6 - промывочный патрубок; 7 - подвеска; 8 - тампонажный раствор; 9 - глинистый раствор; 10, 11 - специальные устройства; 12 - скважина; 13 - муфта ступенчатого цементирования; 14 - цементирующая пробка.

Цементирование секции проводится по стандартной технологии:

1. в за колонное пространство закачивают расчетный объем буферной жидкости, затем тампонажный раствор;
2. продавливание тампонажного раствора в за колонное пространство осуществляют глинистым раствором;
3. после продавки проверяют закрытие обратного клапана и его герметичность.

В период ОЗЦ необходимо осуществлять промывку скважины с обработкой и очисткой бурового раствора и с периодически циркуляцией до окончания ОЗЦ [27]. Промывка скважины осуществляется через промывочный патрубок при подвешенной обсадной колонне или через башмак буровых труб после их отсоединения от обсадных в зависимости от конструкции специального устройства. В таком случае необходимо периодически вращать буровые трубы.

Схема спуска и цементирования верхней секции с помощью муфты ступенчатого цементирования представлена на рисунке 37. Стыковочные поверхности покрываются слоем мягкого металла. Производят спуск обсадной колонны с малой скоростью. Перед посадкой осуществляют промывку скважины, скачок давления свидетельствует о соединении участков. Верхнюю секцию спускают до соприкосновения сочленяемых поверхностей, и затем приподнимают так, чтобы ее нижний конец располагался внутри муфты. Производится наворот верхней секции с учетом ее упругости (16-17 оборотов). Осуществляется опрессовка колонны давлением 6-7 МПа с целью определения герметичности в месте стыковки секций. Далее повышением давления до 17 МПа открываются отверстия (окна) МСЦ и производится цементирование верхней секции по стандартной технологии. После ОЗЦ в скважину спускается компоновка для разбуривания цементирующей пробки, МСЦ и цементного моста. Затем производится опрессовка обсадной колонны для проверки ее герметичности.

4. Разработка рекомендаций к выбору техники и технологии спуска обсадных колонн в различных геолого-технических условиях

На аварии, связанные со спуском обсадных колонн, приходится около 10 % всех аварий в бурении. На ликвидацию их буровые бригады тратят около 15 % времени, затрачиваемого на ликвидацию аварий всех типов. Нередко авария сопровождается потерей скважины, что ведет к большим экономическим потерям. В связи с этим перед ведущими нефтяными компаниями остро стоит вопрос о внедрении новых технологий для предупреждения всевозможных аварий и осложнений при спуске обсадной колонны.

В данной работе рассмотрено множество новинок для успешного спуска обсадных колонн, поэтому необходимо разработать рекомендации к использованию новых технологий в различных геолого-технических условиях, способствующие выбору оптимальных решений для предотвращения возможных осложнений и аварий.

Наиболее распространённой аварией при спуске обсадной колонны является прихват. Как уже было отмечено, основной причиной является некачественная подготовка ствола скважины. Особенно данная проблема актуальна в глинистых породах, склонных к текучести, осыпанию и обвалам. Для устранения данной причины были предложены следующие технологии: гидроструйная проработка ствола скважины, включение в компоновку истирающего калибратора. Гидроструйная шаблонировка ствола скважины способна обеспечить более полное удаление глинистой корки со стенок скважины, что значительно снижает вероятность прилипания колонны, и как следствие возникновения дифференциального прихвата. Истирающий калибратор применяют в основном в разрезе, представленным песками, глинами, мергелями, супесями, аргиллитами. Данные породы крайне неустойчивы. Поэтому применение данного калибратора, действие которого основано на истирании и уплотнении пород в стволе скважины, существенно снижает вероятность возникновения прихвата за счет значительного повышения качества ствола скважины.

Наличие интервалов с резкими зенитными и азимутальными углами также может привести к возникновению прихвата. На таких участках из-за жесткости обсадной колонны возникает заклинивание обсадных труб. Для решения данной проблемы необходимо включить в технологическую оснастку скользящие центраторы, которые способны обеспечить значительное уменьшение сил механического трения и осевого сопротивления. Еще одним решением является добавление в промывочную жидкость сухой смазки, которая уменьшает момент на сдвиг, тем самым уменьшая вероятность возникновения прихвата обсадной колонны.

Длительные остановки во время спуска обсадной колонны способны вызвать дифференциальный прихват. Поэтому рекомендуется использовать систему спуска обсадных колонн Volant tool компании Weatherford, которая представлена в виде телескопического переводника. Данная система способна обеспечить практически моментальную промывку скважины при длительных остановках.

Второй по распространенности аварией с обсадными колоннами является падение обсадных труб в скважину. Самой частой причиной является неисправность оборудования спускоподъемного комплекса буровой установки: элеваторов, пневматических клиньев ротора и так далее. Для решения данной проблемы рекомендуется использовать системы спуска обсадных колонн SLC-JH группы компаний SLC. Данная технология представляет собой комплексную систему, которая обеспечивает быструю, безопасную и эффективную работу с обсадными колоннами. ССОК SLC-JH обеспечивает захват и удержание обсадных труб, одновременное вращение и расхаживание обсадной колонны, циркуляцию бурового раствора в любой момент времени.

Некачественная резьба, заводской брак – факторы, которые также могут быть причинами падения труб обсадных труб в скважину. Наибольшее количество резьбовых смазок имеют смазочное масло, которое вызывает налипание пыли и иных абразивных частиц, что нередко приводит к повреждению резьбовых соединений, в следствии чего происходит разъединение

обсадных труб в процессе спуска. Для предотвращения данной аварии была разработана технология чистого свинчивания. Эта технология основана на применении антифрикционных покрытий, наносящихся на резьбовое соединение на заводах-изготовителях. Данные покрытия не требуют применения резьбовых смазок, тем самым исключая повреждения резьбовых соединений в процессе спуска обсадных колонн.

Частой аварией является смятие обсадных колонн, происходящее при значительных избыточных наружных давлениях, на которые влияют такие параметры, как скорость спуска обсадной колонны и качество стенок скважины. Для устранения данных факторов рекомендуется использовать гидроструйный способ проработки ствола, истирающий калибратор для увеличения качества ствола скважины, скользящие центраторы, сухую смазку, системы спуска обсадных колонн для сокращения времени спуска обсадных колонн. Немаловажную роль играют прочностные характеристики трубы. Для повышения прочности рекомендуется использовать обсадные трубы с наплавляемым покрытием, которое уменьшает вероятность смятия.

В настоящее время производится бурение скважин с повышенным содержанием сероводорода и углекислого газа. В таких условиях использование стальных обсадных труб нецелесообразно, поэтому рекомендуется использовать алюминиевые обсадные трубы. Такие трубы не подвергаются коррозионному воздействию, вследствие чего увеличивается срок эксплуатации скважины.

Еще одним решением для снижения коррозионного воздействия служит технология катодной защиты. Технология заключается в подключении источника постоянного тока к обсадной колонне, и смена полюсов тока в катодную область, что обеспечивает высокую коррозионную защиту, и как следствие увеличение срока эксплуатации скважины.

Одним из осложнений, возникающих в процессе спуска стальных обсадных труб, является искажение геофизических исследований. Стальные обсадные трубы обладают экранирующим эффектом, тем самым препятствуют качественному проведению электрического каротажа. Предотвратить данное

осложнение может использование стеклопластиковых или полимерных обсадных труб. В основном, стеклопластиковые трубы применяют для хвостовиков в интервале продуктивного пласта, для проведения высококачественного индукционного каротажа. Для проведения бокового каротажного зондирования и бокового каротажа применяют обсадные трубы из полимерных материалов, которые позволяют достигать более достоверные и качественные результаты.

Уменьшение времени спуска обсадной колонны напрямую влияет на возникновения различных осложнений и аварий. Крепление различных элементов технологической оснастки на теле трубы занимает значительную часть времени. Поэтому для его сокращения рекомендуется использовать трубы, которые были разработаны с технологией выдавливания турбулизирующих винтовых ребер на теле трубы. Такая технология позволяет объединить центрирующие и турбулизирующие элементы технологической оснастки, а также значительно снизить время на установку различных элементов. Еще одной рекомендацией служит использование центратора-турбулизатора, который также объединяет два элемента технологической оснастки, что обеспечивает снижение времени на установку элементов технологической оснастки.

В скважинах с большими значениями зенитных и азимутальных углов сложно отцентрировать обсадную колонну, что может привести к большим проблемам в дальнейшем процессе крепления скважины. Поэтому для надежной центровки рекомендуется использовать гидромеханические центраторы. Данные центраторы способны обеспечить надежную центрацию обсадной колонны на искривленных участках.

Существенной проблемой при строительстве многих скважин является наличие интервалов, несовместимых по условиям бурения. В таких интервалах сложно сбалансировать эквивалентную циркуляционную плотность. Нередко в таких условиях прибегают к спуску технической колонны. Еще одним осложнением является полное или частичное поглощение промывочной жидкости, на ликвидацию такого вида осложнений иногда уходят недели. В

большинстве случаев данные проблемы приводят к недобурированию скважины, вынужденному понижению диаметров обсадной колонны, что несет за собой огромные экономические потери. Для устранения рассмотренных выше проблем и сокращения временных затрат на дополнительные работы рекомендуется применять бурение на обсадной колонне.

Для изоляции интервалов с поглощениями, нескольких продуктивных горизонтов, а также для крепления сверхглубоких скважин рекомендуется применять секционный спуск обсадных колонн.

Бурение наклонно-направленных скважин с большими отходами от вертикали или с протяженным горизонтальным участком сопряжено с высокими силами трения, возникающими при спуске колонн. Поэтому сервисные компании ведут активные разработки в этом направлении. Для облегчения спуска обсадных колонн в горизонтальные участки скважины рекомендуется применять метод флотации, который заключается в облегчении нижнего участка обсадной колонны, в следствии чего уменьшаются силы трения.

В работе были рассмотрены многочисленные современные технологии для решения наиболее распространенных аварий и осложнений, возникающих в процессе спуска обсадных колонн. Стоит отметить, что для дальнейшего увеличения качества и безопасности этапов крепления скважины, а именно спуска обсадных колонн, необходимо и дальше совершенствовать как технологию, так и технику. Особое внимание стоит обратить на разработку способов спуска обсадных колонн в горизонтальные участки большой протяженности, а также создание техники для уменьшения времени спуска. Были разработаны рекомендации по выбору техники и технологии спуска обсадных колонн в различных геолого-технических условиях для повышения качества процесса крепления, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Рекомендации для выбора техники и технологии в различных геолого-технических условиях

Геологические, технические факторы	Аварии, осложнения, проблемы	Возможные решения
·наличие интервалов с резкими зенитными и азимутальными углами; ·некачественная подготовка ствола скважины; ·неустойчивые породы; ·длительные остановки.	·прихват обсадной колонны; ·недоспуск обсадной колонны до проектной глубины.	·применение гидроструйной проработки ствола скважины; ·включение в КНБК истирающий калибратор; ·включение скользящего центратора в технологическую оснастку; ·включение гидромеханического центратора в технологическую оснастку; ·использование бурового раствора с сухой смазкой; ·применение систем спуска обсадных колонн; ·спуск обсадной колонны методом флотации; ·бурение на обсадной колонне; ·применение секционного спуска обсадной колонны. ·использование полимерных обсадных труб.

Продолжение таблицы 1

·неисправность спускоподъемного инструмента; ·некачественная резьба на обсадных трубах; ·использование подгонных патрубков; ·использование бракованных обсадных труб; ·некачественной свинчивание обсадных труб; ·неэффективность резьбовых смазок.	падение обсадных труб в скважину.	·применение систем спуска обсадных колонн; ·использование технологии чистого свинчивания.
·высокое наружное избыточное давление; ·наличие неустойчивых горных пород; ·посадки при спуске обсадной колонны; ·чрезмерная разгрузка на забой.	смятие обсадных колонн.	·использование гидроструйной проработки ствола скважины; ·включение истирающего калибратора в КНБК; ·использование бурового раствора с сухой смазкой; ·применение систем спуска обсадных колонн; ·применение обсадных труб изготовленных по технологии наплавленного покрытия;

Продолжение таблицы 1

		·применение секционного спуска обсадной колонны.
·несовместимые интервалы по условиям бурения; ·интервалы поглощений.	недобуривание скважины до проектной глубины.	·бурение на обсадной колонне; ·применение секционного спуска обсадной колонны.
·большое количество элементов технологической оснастки; ·интервалы с резкими зенитными и азимутальными углами.	увеличение времени и денежных затрат на спуск обсадной колонны.	·использование труб, изготовленных по технологии выдавливания; ·включение центраторов-турбулизаторов в технологическую оснастку; ·включение гидромеханического центратора в технологическую оснастку.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие виды:

- подготовительные работы к строительству скважины;
- вышкомонтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение скважины и ее крепление;
- опробование.

Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины.

При расчете нормативной карты следует иметь в виду, что весь комплекс работ можно разделить на 4 группы.

1-я группа. Работы, связанные с рейсом долота. Объем их определяется количеством долблений:

- а) смена долота, колонкового снаряда;
- б) установка за палец и вывод из-за пальца УБТ;
- в) подготовительно-заключительные работы к спускоподъемным операциям в процессе бурения;
- г) проверка превентора (если эта работа предусмотрена при смене долота, а не при смене вахт).

2-я группа. Работы, связанные с рейсом долота и глубиной скважины:

- а) спуск и подъем бурильного инструмента;
- б) промывка скважины после спуска и перед подъемом бурильного инструмента (если она не включена в нормы на механическое бурение)

3-я группа. Работы, связанные с глубиной бурения:

- а) работа долота на забое скважины (собственно процесс механического бурения или углубление скважины);
- б) наращивание инструмента;

в) разборка бурильных труб.

4-я группа. Работы, не связанные с тремя предыдущими группами, объем которых определяется для каждой скважины в зависимости от геологических, технических и технологических условий (приводятся основные виды работ):

- а) смена (разборка, сборка) забойного двигателя;
- б) геофизические исследования, замеры отдельных параметров;
- в) переоснастка талевой системы, смена и перетяжка талевого каната;
- г) крепление скважины (весь комплекс работ: проработка, спуск обсадных труб, цементирование, ОЗЦ и др.);
- д) работа испытателем пластов;
- е) смена бурильных труб в связи с выходом из строя или изменением диаметра, или материала изготовления;
- ж) смена бурового и силового оборудования;
- з) работы по предупреждению возникновения осложнений в скважине;
- и) приготовление, утяжеление и обработка бурового раствора (если эти работы не включены в нормы на механическое бурение);
- к) сборка и разборка элементов компоновки бурильного инструмента: переводников, калибратора, центратора, стабилизатора и др.;
- л) отсоединение бурового шланга от вертлюга для слива раствора и присоединение к вертлюгу в зимнее время.

Расчет нормативной карты производится по следующему плану

Нормативного времени на механическое бурение рассчитывается по формуле 1.

$$T_M = T_M^{1M} \cdot H, \quad (1)$$

где T_M – нормативное время на механическое бурение рассчитываемого интервала; T_M^{1M} – нормативное время на механическое бурение одного метра данного интервала (из местных норм), час.; H – количество метров в интервале, м.

Согласно «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ, и другие полезные ископаемые» нормативное время на механическое бурение

одного метра составляют: для интервала под направление (0-20 м) – 0,03 ч; для интервала под кондуктор (20-1097 м) – 0,1 ч; для интервала под эксплуатационную колонну (1097-3489 м) – 0,1 ч; для интервала открытого ствола (3489-3557 м) – 0,12 ч.

Нормативное количество долблений по каждому интервалу рассчитывается по формуле 1.1.

$$n = \frac{H}{H_d}, \quad (1.1)$$

где n – нормативное количество долблений; H – количество метров в интервале, м; H_d – проходка на долото (из местных норм). Количество долблений составляет 1 на каждый интервал, т.е. предполагается, что интервалы будут пробуриваться без смены долота.

Количество спускаемых по интервалам свечей (N_c) определяется исходя из рассчитанной ранее длины колонны бурильных труб для бурения каждого интервала. Для бурения интервала под направление бурильные трубы не используются, для бурения интервала под кондуктор – 24 шт., для бурения интервала под эксплуатационную колонну – 133 шт., для бурения интервала открытого ствола – 128 шт.

Количество поднимаемых по интервалам свечей равно количеству спускаемых свечей для каждого интервала.

Нормативное время на спуск свечей рассчитывается по интервалам по формуле 1.2, на подъем свечей рассчитывается по формуле 1.3.

$$T_c = T_c^{1C} \cdot \frac{N_c}{60}, \quad (1.2)$$

$$T_{\Pi} = T_{\Pi}^{1C} \cdot \frac{N_{\Pi}}{60}, \quad (1.3)$$

где T_c^{1C} и T_{Π}^{1C} – нормативное время соответственно на спуск и подъем одной свечи, мин.

При оснастке талевой системы 5х6

$$T_c^{1C} = 1,5 \text{ мин}; T_{\Pi}^{1C} = 1,5 \text{ мин} [2]$$

При глубине залегания интервала более 2500 м, к нормам времени на спуск и подъем одной свечи добавляется 0,1 мин.

Расчет нормативного времени на наращивание труб.

Нормативное время на наращивание труб рассчитывается по формуле 1.4.

$$T_H = T_H^{1T} \cdot N_H, \quad (1.4)$$

где T_H^{1T} – нормативное время на одно наращивание 0,2 ч; N_H – количество наращиваний, которое равно количеству свечей в каждом интервале.

Время на подготовительно – заключительные работы

Нормативное время на подготовительно – заключительные работы при спускоподъемных операциях рассчитывается по интервалам, суммируется с нормативным временем на смену долота и заносится в нормативную карту. Расчет для каждого интервала по формуле 1.5.

$$T_{пзр} = T_{1пзр} \cdot n, \quad (1.5)$$

где $T_{1пзр}$ – норма времени одного цикла подготовительно – заключительных работ, равная в сумме 0,45 часа; n – нормативное количество долблений в интервале.

Время на проверку превентора

Нормативное время на проверку превентора рассчитывается по формуле 1.6.

$$T_{пп} = T_{1пп} \cdot N, \quad (1.6)$$

где $T_{1пп}$ – норма времени одной проверки превентора, равная 0,25 часа; N – общее по скважине количество долблений.

Время на переоснастку талевой системы

Нормативное время на переоснастку талевой системы составляет 2,37 часа.

Время на сборку и разборку УБТ

Время на сборку и разборку свечей УБТ рассчитывается по формуле 1.7.

$$T_{ср} = T_{сб}^{1св} \cdot N_{св} \cdot N, \quad (1.7)$$

где $N_{\text{св}}$ – количество свечей; N – общее количество долблений; $T_{\text{св}}^{1\text{св}}$ – норма времени на установку и вывод из-за пальца одной свечи УБТ равная 0,17 ч.

Для бурения интервала под направление количество свечей УБТ будет равно 1, для бурения интервал под кондуктор 8 свечей, для бурения интервала под эксплуатационную колонну 6 свечей, для бурения интервала открытого ствола 13 свечей.

Расчет нормативного времени на ремонтные работы

Нормативное время на ремонтные работы вычисляется следующим образом. Вычисляется нормативное время на бурение скважины без учета ремонтных работ, как сумма значений в графе «Итого времени» нормативной карты, и заносится в этой графе по строке «Итого по скважине». Затем это время переводится в сутки.

Затем вычисляется нормативное время на ремонтные работы в процентном отношении от графы и записывается в нормативную карту. Для нашей скважины норма времени на ремонтные работы составляет 5 %, от времени бурения и крепления скважины.

В монтажные работы включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 70,5 часов; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 173,4 часа; на сборку вышки – 314,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 230,2 часа; на сборку оснований насосного блока – 288,7 часа; на монтаж буровой установки – 91,4 часа. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1168,7 часа или 48,7 суток. В таблице 2 показана продолжительность строительства скважины, в таблице 3 показана продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин.

Таблица 2 – Продолжительность строительства скважины

№	Наименование работ	Единица измерения	Продолжительность
1	Подготовительные работы к строительству скважины	сут	20,0
2	Строительно-монтажные работы	сут	48,7
3	Подготовительные работы к бурению	сут	4,0
4	Бурение скважины:		
4.1	0-20 м	сут	0,03
4.2	20-1097 м	сут	4,7
4.3	1097-3489 м	сут	11,4
4.4	3489-3557 м	сут	1,6
	Итого бурение:	сут	17,73
5	Крепление скважины:		
5.1	0-20 м	сут	1,8
5.2	20-1097 м	сут	2,4
5.3	1097-3489 м	сут	3,7
	Итого:	сут	7,9
6	Освоение скважины		15

Таблица 3 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

№	Наименование колонны или интервала	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут	Продолжительность крепления, сут	ИТОГО
		От (верх)	До (низ)			
1	Направление	0	20	0,03	1,8	1,83
2	Кондуктор	20	1097	4,7	2,4	7,1
3	Эксплуатационная	1097	3489	11,4	3,7	15,1
4	Открытый ствол	3489	3557	1,6	-	1,6
	ИТОГО:			17,7	7,9	25,63
	Скорость коммерческая, м/ст.мес				133,6	

5.2 Разработка календарного план – графика строительства скважины

При составлении линейно–календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровые бригады должны работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время. Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

При составлении графика учитывается тип буровой установки, месячная производительность, то есть число скважин, законченных за месяц буровой бригадой и количество календарных часов для бурения. В таблице 4 представлена продолжительность бурения и крепления по интервалам.

Таблица 4 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам

Вид работ	Месяцы											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж												
2.Бурение												
3.Освоение												

-  - монтаж буровой установки (48,7 суток)
-  - бурение скважины (17,7 суток)
-  - освоение скважины (15 суток)

5.3 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

В таблице 5 представлена сводная смета на строительство скважины.

Таблица 5 – Сводная смета на строительство скважины

№	Наименование работ или затрат	Стоимость в ценах 1984 г, руб	Стоимость в текущих ценах, руб. (коэффициент удорожания на 2019 г. составляет 251,4)
1	2	3	4
I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и др.	78 979	19856900
2	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2295	577009
3	В т.ч. работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1401	352239
4	Техническая рекультивация	12192	3065313
5	Разборка при технической рекультивации	116	29165
	Итого	93582	23528356
II. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования			
6	Строительство и монтаж, перетаскивание	177954	44741195
7	Разборка и демонтаж	11351	2853868
8	В т.ч. работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	192	48273
	Итого	189497	47643336

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
III. Бурение и крепление скважины			
9	Бурение скважины	268643	67542223
10	Крепление скважины	249324	62685040
	Итого	517967	130227263
IV. Промыслово-геофизические работы			
11	Затраты на промыслово-геофизические работы, 9 % от пункта III	44617	11217606
V. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
12	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4 % (ВСН-39-86 [4])	14539	3655395
13	Снегоборьба, 0,4% (ВСН-39-86 [4])	1083	272288
14	Эксплуатация котельной установки	31464	7910679
	Итого	47086	11838362
VI. Прочие работы и затраты			
15	Премии и прочие доплаты, 24,5%	302547	76066367
16	Вахтовые надбавки, 4,4%	54335	13660906
17	Добровольное страхование, 0,9%	11114	2794282
18	Топографо-геодезические работы	76360	19198431
19	Платежи за выбросы в атмосферу		1300

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
20	Платежи за ущерб промысловым животным		4080
21	Платежи за воду		1025
22	Платежи за размещение отходов		722708
23	Авиатранспорт		3975314
24	Биологическая рекультивация	607	108523
	Итого	444963	116532936
25	Затраты на авторский надзор - 0,2% от итога по расчетам выше (ВСН-39-86 [4])	2470	441843
	Итого по всем разделам	1337712	340987889
	НДС 20%	240788	61377820
	Итого с НДС	1578500	402365709

Общая сумма на строительство скважины составила 402 365 709 рублей [5]. Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [1] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

5.4 Сравнение материалов труб обсадной колонны

В основной части выпускной квалификационной работы были рассмотрены новейшие технологии применяемые при спуске обсадных колонн. Наиболее перспективными из них являются обсадные трубы из различных материалов. Было рассмотрено 4 типа: стальные, стеклопластиковые, алюминиевые и из полимерных материалов. Далее будет произведено сравнение. Сравнение труб будет производиться для интервала под эксплуатационную колонну.

Трудоемкость

Трудоемкость установки стальной трубы составляет 6 минут на спуск одной единицы, на участке эксплуатационной колонны спускается 200 шт. Трудоемкость спуска всех стальных труб составляет 1200 мин = 0,83 сут.

Трудоемкость установки стеклопластиковой трубы составляет 5 минут на спуск одной единицы, уменьшение времени спуска аргументируется снижением веса, на участке эксплуатационной колонны спускается 200 шт. Трудоемкость спуска всех стеклопластиковых труб составляет 1000 мин = 0,69 сут.

Трудоемкость установки алюминиевых труб составляет 4 минуты на спуск одной единицы, на участке эксплуатационной колонны спускается 200 шт. Трудоемкость спуска всех алюминиевых труб составляет 800 мин = 0,55 сут.

Трудоемкость установки труб из полимерных материалов составляет 5 минут на спуск одной единицы, на участке эксплуатационной колонны спускается 200 шт. Трудоемкость спуска всех полимерных труб составляет 1000 мин = 0,69 сут.

Основу сметного расчёта на каждый вид труб составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы. Амортизационные затраты на обсадные трубы не рассчитываются по причине их одноразового использования. Стоимость обсадных колонн различных типов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Стальные трубы	200 шт.	66000*	13200000
Стеклопластиковые трубы	200 шт.	39768	7953600
Алюминиевые трубы	200 шт.	136272	27254400
Полимерные трубы	200 шт.	101244	20148800

*Стоимость одной трубы рассчитана из условия стоимости материалов: стальные трубы - 5500 руб. за 1 погонный метр металла – длина обсадной трубы составляет 12 метров – 66000 рублей.

Результаты по расчету заработной платы представлены в таблице 7

Таблица 7 – Расчет заработной платы

№ п/п	Наименование Категории Работников в 2016 году	Числен ность по штату (ед)	Средняя заработн ая плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количес т во дней проведен ия работ	Фонд з/платы на весь объем работ
Стальные трубы						
1	Бур.бригада - 10 человек	1	44 768	44 768	0,83	37157,44
2	Слесарь	2	4 018	8 036	0,83	6669,88
3	Электромонтер	2	4 018	8 036	0,83	6669,88
Итого						50497,2
Стеклопластиковые трубы						
1	Бур.бригада - 10 человек	1	44 768	44 768	0,69	30889,92
2	Слесарь	2	4 018	8 036	0,69	5544,84
3	Электромонтер	2	4 018	8 036	0,69	5544,84
Итого						41979,6
Алюминиевые трубы						
1	Бур.бригада - 10 человек	1	44 768	44 768	0,55	24622,4
2	Слесарь	2	4 018	8 036	0,55	4419,8
3	Электромонтер	2	4 018	8 036	0,55	4419,8

Продолжение таблицы 7

Итого						33462
Полимерные трубы						
1	Бур.бригада - 10 человек	1	44 768	44 768	0,69	30889,92
2	Слесарь	2	4 018	8 036	0,69	5544,84
3	Электромонтер	2	4 018	8 036	0,69	5544,84
Итого						41979,6

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия по форме таблицы 8.

Таблица 8 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Стальные трубы	
1. Материальные затраты	13200000
2. Затраты на оплату труда	50497,2
3. Страховые взносы	6861
Итого основные расходы	13257358,2
Стеклопластиковые трубы	
1. Материальные затраты	7953600
2. Затраты на оплату труда	41979,6
3. Страховые взносы	5703,75
Итого основные расходы	8001283,35
Алюминиевые трубы	
1. Материальные затраты	27254400
2. Затраты на оплату труда	33462
3. Страховые взносы	4546,5
Итого основные расходы	27292408,5
Полимерные трубы	
1. Материальные затраты	20148800
2. Затраты на оплату труда	41979,6
3. Страховые взносы	5703,75
Итого основные расходы	20196483,35

На основе проведенных расчетов можно построить диаграммы трудоемкости проведения работ (рисунок 38) и стоимости проведения работ по

спуску стеклопластиковых и стальных труб (рисунок 39), а также полимерных и алюминиевых обсадных труб (рисунок 40). Следует отметить, что нужно сравнивать стальные и стеклопластиковые трубы, так как они предназначены для скважин с большим дебитом и малым сроком эксплуатации, тогда как полимерные и алюминиевые трубы предназначены для малого дебита и большого срока эксплуатации.

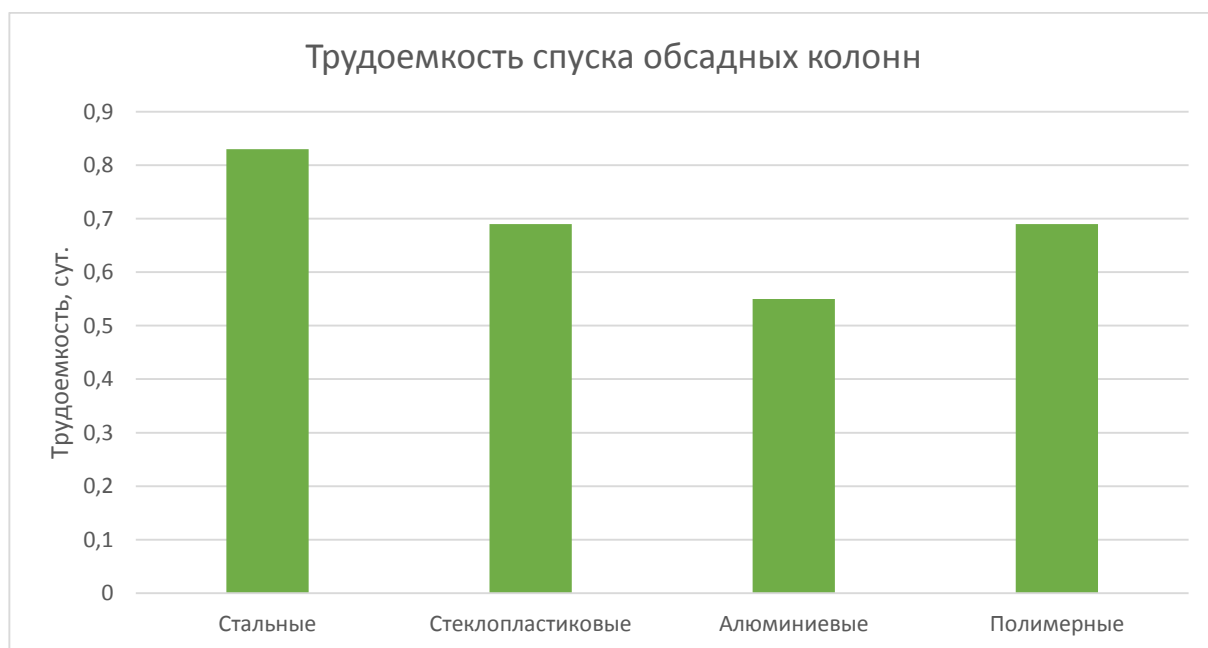


Рисунок 38. Трудоемкость спуска обсадных колонн

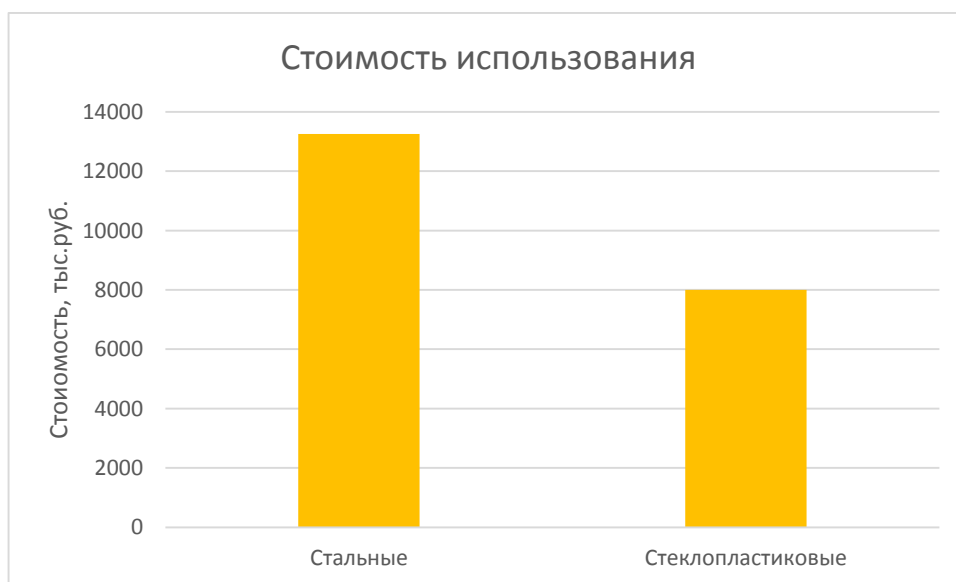


Рисунок 39. Стоимость спуска стальных и стеклопластиковых обсадных труб.

Из полученных данных можно сделать вывод, что применение новой технологии, а именно стеклопластиковых обсадных труб, значительно снижает

стоимость крепления скважины, а также экономит время на спуск обсадной колонны.

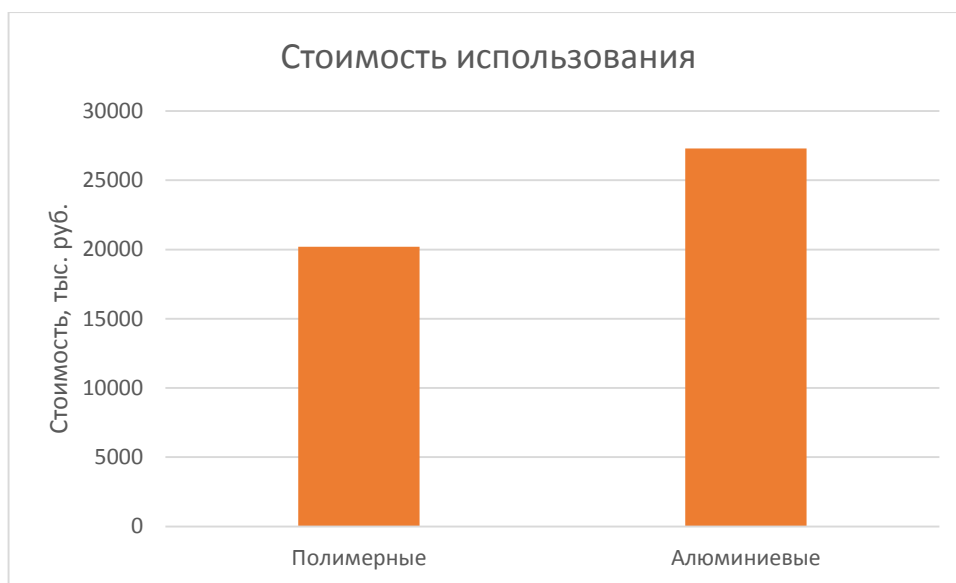


Рисунок 40. Стоимость спуска полимерных и алюминиевых обсадных труб.

Анализируя полученные данные можно сделать вывод, что использование полимерных обсадных труб в обычных скважинах позволяет удешевить крепление скважины, однако стоит отметить, что использование алюминиевых обсадных труб также актуально, так как они предназначены для скважин с высокой степенью абразивности, где полимерные трубы подвергаются большому коррозионному воздействию.

Большая разница в стоимости между стеклопластиковыми, стальными и полимерными, алюминиевыми трубами объясняется тем, что первые предназначены для скважин с малым сроком эксплуатации, а вторая группа для скважин с большим сроком эксплуатации и малым дебитом, так как за счет своих материалов, они способны выдержать эксплуатацию в течении 20-30 лет, что существенно больше чем у стальных и стеклопластиковых труб.

6. Социальная ответственность

Введение

Цель магистерской диссертации – анализ технологии спуска обсадных колонн и поиск возможных путей совершенствования технологии и техники. Объектами исследования являются новые технологии спуска обсадных колонн, которые прошли испытания в условиях реальной скважины.

Рассматриваемое рабочее место – буровая установка. Рассматриваемый рабочий персонал – буровая бригада. В обязанности буровой бригады входят: подготовка и регулировка приборов и оборудования, обеспечения работоспособности оборудования, приготовление промывочной жидкости, проведение спускоподъемных операций, снятие показаний приборов и обработка полученных данных, уборка рабочего места. Все действия осуществляются в соответствии с утвержденными методиками работы, инструкциями по эксплуатации и техникой безопасности.

Потенциальные пользователи разрабатываемого решения – нефтесервисные компании и службы, занимающиеся сопровождением строительства скважин, заинтересованные в повышении технологической и экономической эффективности процесса.

В данном разделе магистерской диссертации производится анализ возможных опасных и вредных факторов при строительстве скважины. Цель данного раздела – обеспечение производственной безопасности работника и охрана окружающей среды.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в

зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица [28].

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты;
- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ;

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан:

- организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт;
- сообщить о случившемся руководителю подразделения;
- сохранить до начала работы комиссии по расследованию обстановку на рабочем месте и состояние оборудования таким, каким они были на момент

происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью окружающих работников и не приведет к аварии.

Рабочий несет ответственность за:

- выполнение требований инструкций (паспортов) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаро и электробезопасности;
- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
- качественное выполнение работ;
- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
- аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда [28].

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [28].

6.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Обстановка на буровой установке, а также расположение всех элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения, в частности спускоподъемные операции, перемещение элеватор, переводников, замена буровых и шламовых насосов, замена вибросит и гидроциклонов и т.д.

6.2. Производственная безопасность

С целью предотвращения воздействия опасных и вредных производственных факторов вынесем их в таблицу 9 для дальнейшего анализа.

Таблица 9 – Опасные и вредные факторы при строительстве нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
• бурение, спускоподъемные операции; • цементирование обсадной колонны; • освоение и испытания скважины.	• повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды; • повышенный уровень шума на рабочем месте; • повышенный уровень вибрации; • повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; • недостаточное освещение рабочей зоны;	• пожаро - взрывоопасность; • повышенное значение напряжения в электрической цепи; • движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.	• ГОСТ 12.1.005-88 [1] • СанПиН 2.2.4.548–96 [2] • ГОСТ 12.1.003-2014 [3] • ГН 2.2.5.1313-03 [4] • ГОСТ 12.2.003-91 [5] • ГОСТ 12.2.062-81 [6] • ГОСТ Р 12.1.019-2009 [7] • ГОСТ 12.1.012–2004 [8]

6.2.1. Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Вредными производственными факторами называются такие производственные факторы, которые отрицательно влияют на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

В данном разделе рассмотрим более подробно ожидаемые факторы которые могут воздействовать на организм человека в процессе строительства

скважины, нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источниками шума в процессе бурения являются различные механизмы, которые имеют различные передачи, вращение шкивов, работа дизельных генераторов и пневмосистем буровой установки.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности" [29].

Для защиты работников от воздействия шума используют индивидуальные и коллективные средства защиты. К индивидуальным относят (наушники, вкладыши, шлемы), а к коллективным звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [30].

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [31].

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников. [31].

В комплект средств индивидуальной защиты от температуры окружающей среды включены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [31].

Повышенный уровень вибрации

По способу передачи вибрации на тело человека выделяют локальную и на общую. Общая вибрация передается через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека. Локальная вибрация, возникает при работе с ручным механизированным инструментом. [32]

Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [32].

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и конечно, правильная организация труда и отдыха [33].

Таблица 10 – Ограничивающие нормы вибрации

Частота, Гц	Виброинструмент		Рабочее место	
	уровень колебательной скорости, дБ	колебательная скорость, см/с	уровень колебательной скорости, дБ	колебательная скорость, см/с
16	120	5,0	97	0,35
32	117	3,5	93	0,22
63	114	2,5	95	0,27
125	111	1,8	97	0,35
250	108	1,2	97	0,35

Продолжение таблицы 10

500	105	0,9	-	-
1000	102	0,63	-	-
2000	99	0,45	-	-

Таблица 11 – Допустимое время контакта работников с механизмами, создающих вибрацию

Превышение допустимых уровней виброскорости, дБ	Допустимая суммарная деятельность вибрации за рабочую смену, мин	
	ручные машины	рабочее место
0	320	480
До 3	160	120
До 6	80	60
До 9	40	30
До 12	20	15

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

В процессе бурения существует необходимость приготовления бурового раствора. Во время приготовления частицы сухих материалов могут попадать в различные органы и наносить вред организму. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием.

Количество вредных веществ, содержащихся в воздухе рабочей зоны, должно быть не больше предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [34]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности -10 мг/м³;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);

- ПДК метанола (CH_3OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции.

Недостаточное освещение рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений» [34]. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [34] светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность:

- роторного стола - 100 лк;
- пути движения талевого блока - 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк;
- превенторной установки - 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [35].

Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое внимание противэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека

устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

6.2.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Пожаробезопасность

В процессе бурения скважин пожары возникают по следующим причинам:

- взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.);
- в результате газонефтеводопроявления (ГНВП);
- курение в неположенном месте;
- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования;
- применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [36]. Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать:

- огнетушитель пенный - 2 шт;
- лопата - 2 шт;

- багор - 2 шт;
- топор - 2 шт;
- ведро - 2 шт;
- ящик с песком - 1 шт;
- кошма 2×2 м - 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

В процессе сооружения скважины возможны различные травмы во время бурения, в результате падения различных предметов с высоты, во время СПО, так как отсутствует ограждение движущихся частей бурового оборудования и тд.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте. Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности;
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.);
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;

- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения[36];.

6.3. Экологическая безопасность

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды [37].

6.3.1. Атмосфера

Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопроявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [38].

6.3.2. Гидросфера

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

6.3.3. Литосфера

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;

- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами;

- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);

- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;

- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [33].

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;

- произвести восстановление плодородного слоя земли [32].

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [39].

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары
- газонефтеводопроявления (ГНВП)
- взрывы ГСМ
- разрушение буровой установки

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;
- недолив скважины при спускоподъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа.

Вывод:

В ходе выполнения раздела «Социальная ответственность» была проведена всесторонняя оценка вредных и опасных факторов, возникающих при строительстве скважины, а также рассмотрены / разработаны мероприятия по минимизации их воздействия на организм человека и окружающую среду. Помимо этого, были рассмотрены вероятные ЧС и мероприятия по их предупреждению и ликвидации. Практическую значимость трудно переоценить, т.к. дополнительно уделенное безопасности выполнения работ внимание всегда окупается в виде сохраненных материальных ценностей, здоровья и жизни сотрудников.

Список использованной литературы

1. Васильев В.Г., Ермаков В.И., Жабров И.П.: Технологическая оснастка, – Москва: Недра, 2004. – 375 с.
2. Усачев А.С. Буровая установка и ее составляющие, – Москва: 2017. – 183 с.
3. Ахмедсафин С.К. Все об обсадных трубах. Тюмень, ТюмГНГУ, 2013. – 23 стр.
4. Повышение герметичности резьбовых соединений: Под. ред. Д.Ю. Крянева, С.А. Жданова. // – М.: ОАО «ВНИИнефть», сб. науч. Тр. Вып. № 148, 2013, 187 с.
5. В.В.Дмитрук, В.В.Воробьев, Е.П.Миронов, А.Ю.Горлач, Р.Ф.Шарафутдинов, В.П.Тюрин, Д.Г.Фатеев, А.С.Самойлов. Обзор технологической оснастки // Нефтяная индустрия, 2017, №2, С. 56-63.
6. Технологии спуска обсадных колонн: Под ред. Д.Ю. Крянева, С.А. Жданова. // – М.: ОАО «ВНИИнефть» сб. науч. Тр. Вып. № 146, 2012, 152 с.
7. Якимов И.Е.: Совершенствование технологий крепления скважин / Лапердин А.Н., Кустышев А.В., Марченко А.Н., Кряквин Д.А.// Обз. информ. Сер.: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ИРЦ «Газпром», 2008, – 84 с.
8. Гасинов А.П. Аварийно-восстановительные работы в нефтяных и газовых скважинах, Москва: Недра, 2001 – 182 с.
9. Гасимова Т.А. Аварии на этапе крепления скважин. Пособие для студ. учреждений высш. проф. образования 2-е изд., стер. //Прогнозирование последствий-М.: Изд. центр «Академия. – 2012.
10. Булатов А.И., Пенков А.И., справочник по промывке скважин. Москва: Недра, 2004, 317 с.
11. Бакиров Д.Л., Фатахов М.М., способ вскрытия продуктивного пласта на депрессии. Патент РФ, №2540701, 2015, 10 с.
12. Лудяшов О.А., Штахов Е.Н. Повышение устойчивости нарушенных участков обсадной колонны // Нефтяное хозяйство. – 2000, № 3.

13. Мишин В.И., Буйко К.В. Повышение устойчивости нарушенных участков обсадной колонны // Нефтяное хозяйство. – 2009, № 7.
14. Изосимов А.М. О целесообразности применения полимерно-металлических труб в нефтепромысловом деле // Инструмент и оборудование. – 2007.
15. Забиров Ф. Ш. Стеклопластиковые обсадные трубы с дискретной проводимостью в комплексе с зондом электрического каротажа / Лапердин А.Н., Маслов В.Н.// – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2012, – 54 с.
16. М. И. Прудников. Реализация бессмазочной технологии сборки обсадных труб путем применения антифрикционных покрытий // Инструмент и оборудование. – 2010.
17. О перспективах применения технологии выдавливания в России / А.И.Гриценко, Е.М.Нанивский, О.М.Ермилов и др. // - М.: Недра, 2015, – 32 с.
18. Ткачев В.Э., Долгих С.А. Оценка характеристик надежности системы катодной защиты обсадных колонн нефтяных скважин// Вестник технологического университета. – 2017. Т.20, № 9.
19. Фазлыева Р.И., Хузина Л.Б.: Совершенствование качества крепления скважин с большим удалением забоя от вертикали / Закиров С.Н. // – М.: Недра, 2005, – 323 с.
20. Волков Р.Б. Опыт бурения наклонно-направленных скважин в Западной Сибири с применением новых элементов КНБК. - М.: ВНИИЭгазпром, 2018, - вып. № 5. – 13 с.
21. Рамазанов И.Д.: Горизонтальное бурение как способ повышения продуктивности скважин / Лапердин А.Н. // - Тюмень: Сборник научных трудов НПП «Тюменгазтехнология». Проблемы повышения газоконденсато- и нефтеотдачи на месторождениях Севера Западной Сибири, 1991, С.44-48.
22. Катеев Р.И., Катеев Т.Р. Гидроструйный способ проработки ствола скважины // Вестник технологического университета. – 2015. Т.14, № 8.
23. Махмутов Д.З., Якунов А.И., Ложкин С.С.: Применение «Сухой смазки» для снижения риска прихватов при спуске хвостовиков / Маслов В.Н.,

Лапердин А.Н., Ермилов О.М., Чугунов П.С. //-М.: Газовая промышленность вып. № 3, 2017, С.24-26.

24. Пятибратов А.Ю. Системы спуска обсадных колонн // Инструмент и оборудование. – 2018. № 3.

25. Гельфгат М.Я., Агишев А.Р. Технология бурения на хвостовике, опыт и перспективы // Техника и технология бурения. – 2014. № 7.

26. Кейн С.А., Окатьев Д.О., Плеханов И.Н. О перспективах применения метода флотации при спуске обсадных колонн // Техника и технология бурения. – 2015. № 9.

27. Зарипов А. М.: Разработка технологии бурения и крепления скважины с горизонтальным стволом в девоинских отложениях/ Чижов И.В., Сметанин В.А. // - Тюмень: Наука и техника в нефтяной промышленности, 2013,-вып. № 2, С. 4-8.

28. ГОСТ 12.1.003–83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) "Шум"

29. СанПиН 2.2.2.3359-16«Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»

30. СанПиН 2.2.2.542-96 «Гигиенические требования к электронно-вычислительным машинам и организации работы»

31. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». – Н.Уренгой, 2001. – 345 с.

32. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования»

33. ГОСТ 12.1.047-85. «Вибрация. Метод контроля на рабочих местах»

34. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»

35. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

36. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"

37. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных

установок по взрывопожарной и пожарной опасности

38. ВППБ 01-04-98 «Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности»

39. Эколого-экономическое управление охраной окружающей среды [Текст]: научное издание / А.Г. Ананенков [и др.]. – М.: Недра, 2003. – 229 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

Modern casing launch technologies

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ73	Стасенко Николай Иванович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к. т. н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Лысунец Татьяна Борисовна			

Introduction

Currently, all advanced oil companies are looking for new technologies that would reduce the time and cost of well construction.

One of the most important stages of well casing is running casing. This stage is very time consuming, which affects the cost of the construction. Also, it should be noted that the launching of casing strings is an emergency hazard, which also requires the development and introduction of new modern technologies.

The urgency of the problem is determined by the need to improve the technology and the technology of casing launch, due to the fact that the commonly used technologies do not fully meet the criteria of safety and economy.

Objective: Analysis of casing launch technology and the search for possible ways to improve the technology.

To achieve this goal, the following tasks were set:

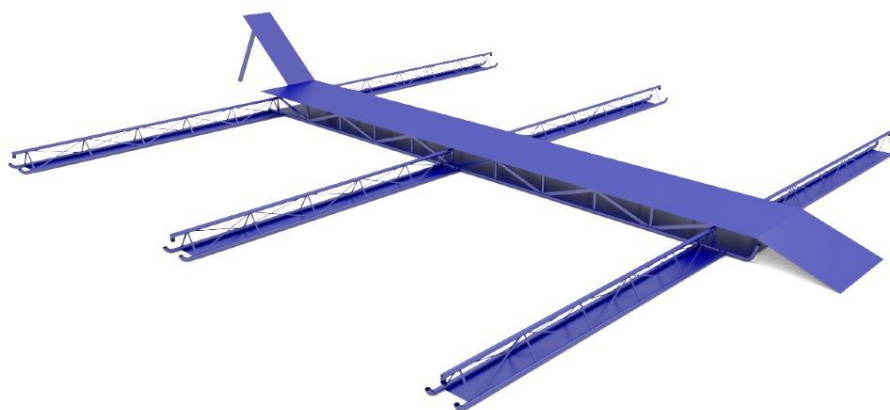
- to consider traditional casing methods;
- to identify the main problems associated with the use of traditional methods of casing;
- to propose solutions to the problems with the help of modern technologies that have been applied experimentally during the construction of the well.

1. Traditional casing methods

1.1 Equipment for the descent

1.1.1 Reception bridges

The receiving bridge (picture 1) serves to move drill pipes, equipment and tools along it, and racks to lay and store drilling and casing pipes.



Picture 1. Reception bridges

Reception bridges are made of two types: the inclined bridge and the horizontal bridge with two inclined upper and lower ladders, made in the form of trusses. Modern drilling rigs are equipped with the horizontal receiving bridge with two ladders: for approaching the bridge and drilling site from the bridge. The horizontal part of the bridge usually consists of several sections connected together. Shelving consists of separate parts. The foundations of the bars are made under the receiving bridge and racks, which are placed in shallow grooves. On the foundation, the receiving bridge is installed using a crane and centered on the base of the tower. The axis of the bridge should coincide with the longitudinal axis of the drill. After installing the receiving bridge, the inclined ladders and racks are mounted. To enter the working platform from the receiving bridge, a ladder with a handrail is installed on the right side. Shelving is set in three rows.

1.1.2 Auxiliary winch

The auxiliary winch (Picture 2) is used for lifting pipes and other tools from the walkways, for installing weighted pipes on a hand-made candlestick, as well as for other auxiliary works on lifting, and for unfixing and reinforcing the drill string. This

winch is mounted on the frame of the rig unit at a short distance from the driller's console and it is securely fastened to the base. The auxiliary winch is the part of the auxiliary equipment. The winch is driven from the engine through the transmission and gearbox.



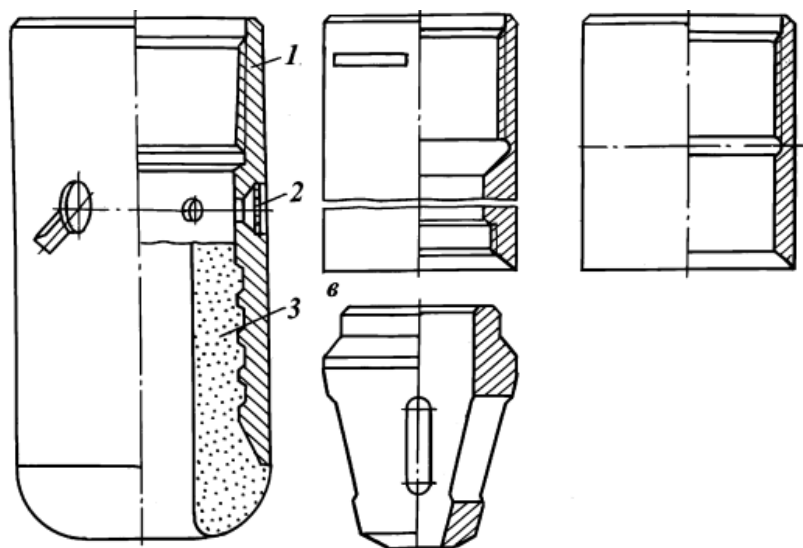
Picture 2. Auxiliary winch

1.2 Tooling

1.2.1 Shoes

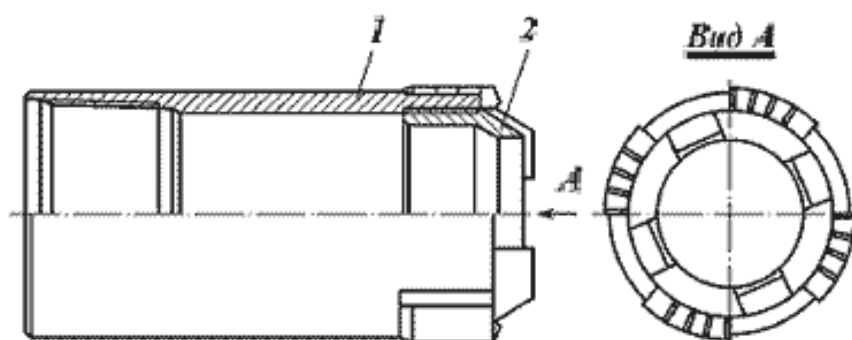
The shoe is designed to equip the bottom of the casing to direct them along the wellbore, stiffen the lower end of the casing and protect it from damage during their descent into the well. The shoes are made up of thick-walled pipes attached to the bottom of the casing on a thread or on welding. The other end of the shoe is provided with a guide plug made from cast iron, aluminum, concrete, wood, or other easily drilled materials. The guide plugs are tapered or hemispherical in shape with a smooth or ribbed surface.

Casing shoes are structurally made in three modifications (Picture 3): BKM type consists of a body with a one-piece attachment, which is formed in it from a mixture of tampon cement and sand, type BP is made with a screwed-in cast-iron guide plug (head) and type B goes with a chamfer without a guide plug.



Picture 3 - Column shoes: BKM type: 1 - body; 2 - plug;
3 - guide nozzle; BP type with cast iron guide nozzle; type B

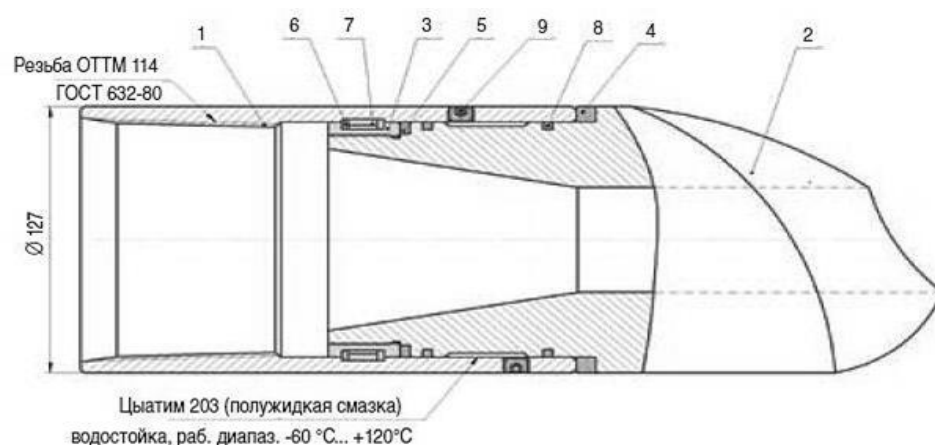
During the descent of the secret columns or sections of casing with the study of the trunk, sometimes, the guide nozzles are made in the form of a rock-breaking tip. For example, the use of shoe-crowns (Picture 4).



Picture 4. Crown shoe: 1 - crown; 2 – shoe

The crown shoe consists of a crown 1 with a casing thread at the top and the bottom connected to the shoe nozzle and shoe 2, equipped with carbide wear-resistant plates to prevent wear.

There are also BK-BP type shoes (Picture 5) intended for passing complicated zones without landings. The eccentric nozzle 2 of the shoe overcomes the ledges and bends around obstacles, periodically turning due to the presence of sliding supports 4, 5 and 6.



Picture 5 - Column shoe with the possibility of rotation BK-BP:

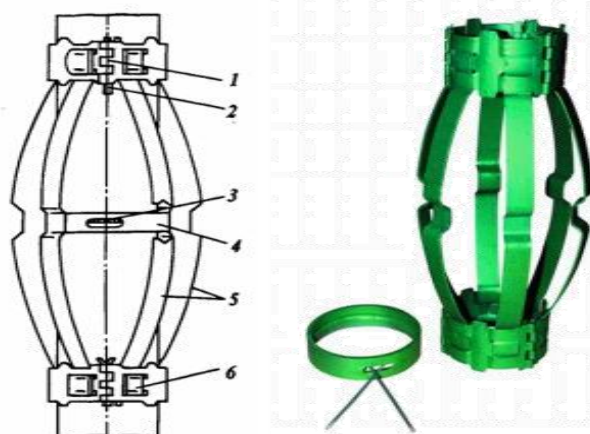
1 - coupling, 2 - eccentric nozzle, 3 - thrust nut, 4, 5, 6 - slide bearings, 7 - clamp, 8 - sealing rings, 9 - conical plug

1.2.2. Centralizers

The centralizers are designed to center the casing in the wellbore during their descent and cementing.

The use of centralizers makes it possible to reduce the frictional forces during the descent of the column, to obtain a uniform gap between the casing and the walls of the well to ensure a uniform thickness of the cement stone around the lowered column (to avoid behind-the-casing flows and corrosion of pipes).

Steel spring centralizers (Picture 6) are designed for reliable centering of casing strings and "shanks" during descent in vertical, directional and horizontal wells.



Picture 6 - Rigid elastic centralizer: 1 - loop eyes; 2 - nails; 3 - spiral wedges; 4 - restrictive rings; 5 - spring bars; 6 - grooves of segments

The use of rigid-elastic centralizers ensures a uniform gap between the casing and the walls of the well, which improves the quality of the cementing of the main column and prevents damage to the filters during the descent of the shank.

Rigid centralizers (Picture 7) are used for extremely heavy loads especially for strongly inclined and horizontal wells.



Picture 7 - Rigid centralizers

A roller centralizer (Picture 8) consists of a body made of polymeric materials, in the blades of which rollers rotate on the axes.



Picture 8 - Roller centralizer

Roller centralizers are most effectively used in inclined and horizontal wells. This type of centralizers significantly reduces the axial friction coefficient, keeps the column coaxially with the well.

Roller centralizers successfully work in sandy formations, since such a construction of pipe centralizers reduces mechanical friction more efficiently than various drilling fluids.

The advantages of roller centralizers:

- In the production of centralizers only high-quality, corrosion-resistant materials are used, which allows to use the roller centralizers while working in severe conditions.
- All internal diameters of the roller centralizers are made in accordance with all casing dimensions according to the API standard.

- Roller centralizer has wear-resistant rollers to avoid friction problems in horizontal and inclined wells.
- Roller centralizers are also useful for removing casing or tubing.

1.3 Casing Pipes

Casing pipes are used for furnishing casing strings when attaching wells and separating permeable horizons. Produced in accordance with State standard 632-80 and specifications developed on its basis. The nomenclature of pipes allowed for production by state standard specification and technical conditions is called a range.

The range has been developed on the basis of the following casing characteristics:

1. Geometric parameters;
2. Type of connection;
3. Pipe material;
4. Strength characteristics.

1.3.2 Casing material

Currently, casing pipes, which are used everywhere, are divided into two types: steel and light alloy pipes.

The main distribution is steel casing, this is due to the low cost of their manufacture, as well as their strength characteristics. However, during operation, wells may be encountered with fluid that has a high content of hydrogen sulfide and carbon dioxide, in such conditions light-alloy casing is used. For the manufacture of such pipes there is used aluminum alloy D16T.

1.3.3. Tightness of threaded connections

Tightness plays a huge role in the successful descent of the casing. There are many factors that can lead to loss of tightness. All factors are divided into four types: geological, techno-economic, physic-mechanical, and technological. The geological factors include high seismic activity, oil manifestations, collapse of the walls of the well, collapse of the column due to abnormally high reservoir pressure. Technological measures include poor connection of the string, underfilling of the well, use of poor-quality pipes, and improper organization of the casing run. Physical and mechanical

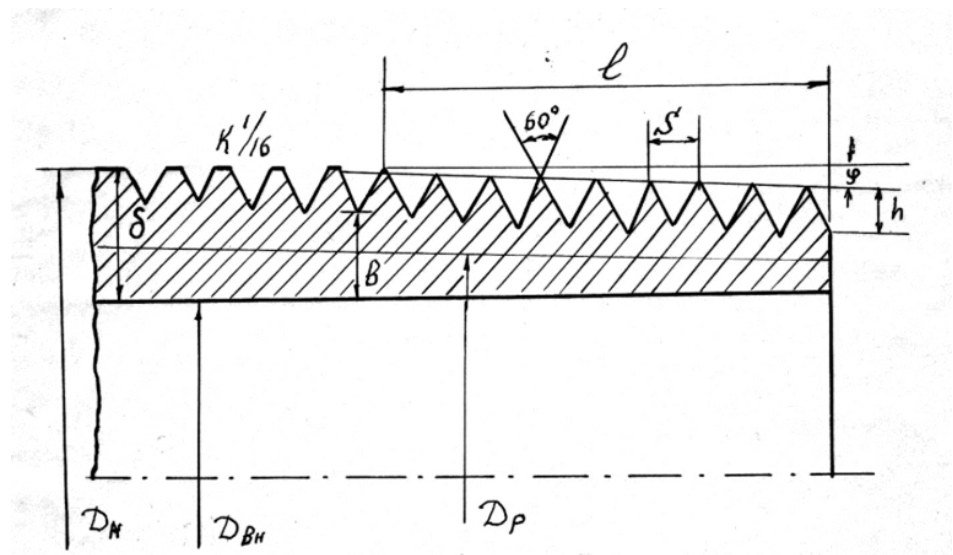
factors are the strength of the pipe, the properties of the filter cake, which can have a detrimental effect on tightness, due to the erroneous choice of drilling mud, or the plasticity of the cement stone. Technical and economic factors are the wrong way of drilling a well, equipment wellhead, wrongly used sealing lubricant and so on. However, the analysis carried out according to numerous data shows that most of the leaks occur due to the poor connection of the coupling and the nipple of the casing pipe.

The main tool for the tightness of threaded connections are currently threaded lubricants. Threaded lubricants should not only ensure tightness, but also prevent scoring and ensure smooth screwing of threaded connections.

Depending on the geological conditions, the use of various threaded lubricants is treated. In conditions of elevated temperatures and pressures, to improve the tightness, silicone-based lubricants with organosilicon compounds are used. An example of such a threaded lubricant that has become widespread is R-402, it has a number of advantages: it is frost-resistant, suitable for all types of threaded connections (OTTG, OTTM, OG1m, TBO). Lubricants based on epoxy resins with fillers are used to run casing strings into gas condensate wells. Also, FUM tapes can be used to seal threads in these conditions.

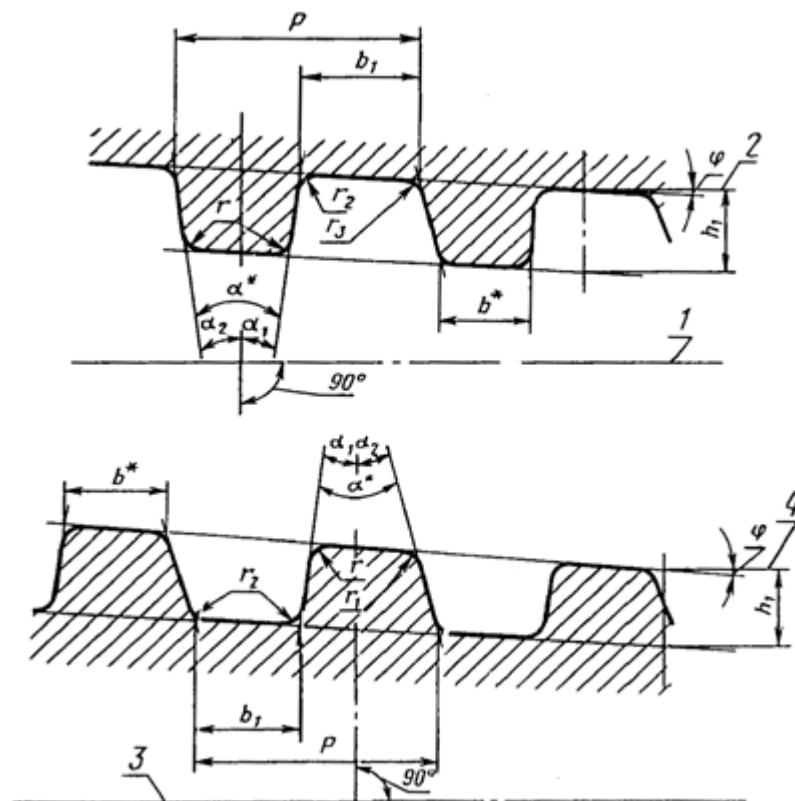
1.3.4. Types of threaded connections

Pipes with a thread of a triangular profile (Picture 9) are mainly used at a shallow depth, as well as in areas where the pipe does not experience large tensile loads, the excess internal pressure is small. Pipes with such a threaded connection have two significant drawbacks: weak tightness, the strength of the coupling is about 60% of the strength of the pipe body.



Picture 9. Triangular thread profile

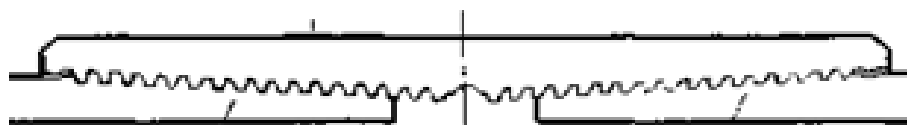
Pipes with a thread of trapezoidal profile (Picture 10) have several advantages over pipes with a thread of a triangular profile, namely: they have a significantly greater tightness due to the small angles of the inclined side faces, they can withstand greater tensile and compression loads in the threaded connection.



Picture 10. Trapezoidal thread profile

OTTM and OTTG pipes have received wide application with trapezoidal thread profiles.

Casing type OTTM (casing with a trapezoidal profile of a threaded connection), the design is shown in picture 11, they have a high resistance of the threaded connection to tensile loads.



Picture 11. The design of the ends of OTTM

OTTM thread profile is a non-isometric trapezoid, such a design feature provides an easy fit of the nipple into the coupling, which reduces the thread jams. Due to the lack of special seals, tightness is ensured by the pressure of the thread sealing grease in the profile gaps.

Casing pipes of type OTTG (casing with a trapezoidal profile of a threaded joint, increased tightness), the thread is shown in picture 12, have several design differences from pipes of type OTTM.



Picture 12. The design of the ends of OTTG:

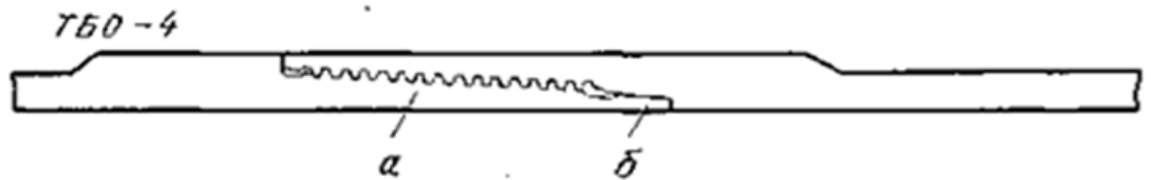
a - threaded connection;

b - sealing part of the connection

OTTG type pipes have sealing tapered surfaces that are located at the nipple end of the pipe (outer surface) and in the middle part of the coupling (inner surface). Threaded connections in the pipes of this design is fixed up to the stop of the pipe end into the middle protrusion of the coupling. Such a connection provides the increased tightness due to the fact that the fit is created over the sealing surfaces, thereby eliminating the gap between the connecting parts.

Another type of casing used in the construction of wells are clutchless casing TBO with thickened ends. The presented type of pipes has two executions: TBO-4 and TBO-5.

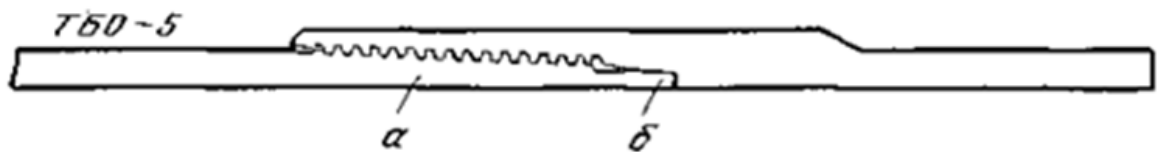
Pipes of type TBO-4 (Picture 13) have two thickened ends, on one of them is external, and on the other internal thread, a tapered trapezoidal profile.



Picture 13. Construction of the ends of TBO-4

a - threaded connection; b - sealing part of the connection

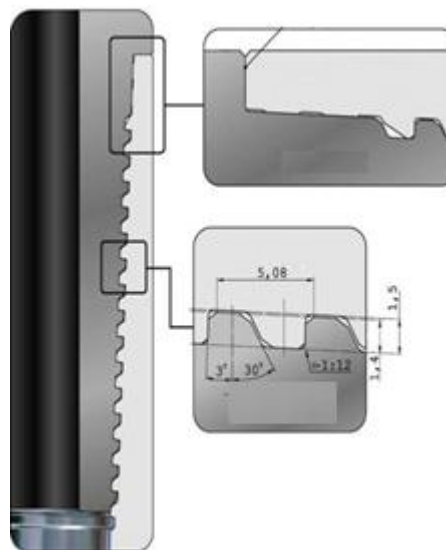
Pipes such as TBO-5 (Picture 14) have only one thickened end, at which internal thread is cut. The other end, with external thread, is not thickened.



Picture 14. Construction of the ends of TBO-5

a - threaded connection; b - sealing part of the connection

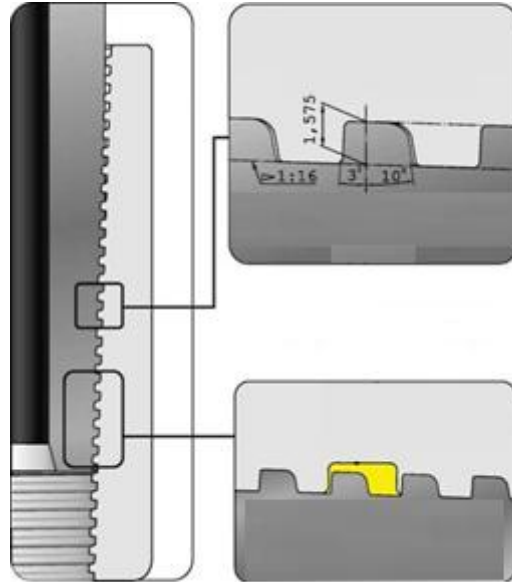
OG1m (Picture 15) have no coupling. These are pipes with a constant wall thickness along the length. On the nipple there is an external conic thread, on the socket - internal.



Picture 15. Construction of OG1m

This type of pipe has a smooth bore inner and outer diameter, as the threaded joint is cut in the body of the pipe without upsetting the ends. In OG1m there are no sealing components, therefore tightness is achieved with a lubricant. Casing pipe type OG1m received the main application during the descent of the shank and intermediate columns.

Another type of threaded connection that has become widespread is the BUTTRESS combination connection (picture 16). It includes the functions of the “spindle” and the hydraulic sealing joint. The design of this type has good reliability and high resistance to tensile loads.



Picture 16. Threaded connection type BUTTRESS

The uniqueness of this threaded connection is compatible with OTTM but with some limitations. It is possible to connect the BUTTRESS thread nipple with the OTTM thread coupling. Tightness is ensured by sealing grease.

The threaded joint cannot provide complete tightness, therefore, to lower the conductor and the direction, sometimes it is necessary to resort to a welded joint of the pipes. The strength of the welded joint is very close to the strength of the pipe body, and a joint of this type has several advantages: due to the lack of couplings, the diameter decreases, which results in a well construction simplification; due to the fact that pipes with a welded joint are manufactured without threads, casing is becoming cheaper.

1.3. Casing run

1.3.1. Casing Preparation

Before running the casing into the well, the casing goes through several stages of preparation. The first stage occurs at the factory, in which the pipe is checked by excessive internal pressure exceeding the expected pressure by 10-20%. During the second stage, during transportation, special safety caps are screwed onto the nipples

and pipe couplings to preserve the threads from mechanical impact. The third stage includes quality control immediately before the pipe is lowered into the well. Visual inspection, removal of caps and conservation grease from threads is carried out, and pressure testing is carried out. The final test step is to pattern the inside diameter of the casing during descent.

1.3.2. Borehole preparation

The quality of the preparation of the wellbore directly affects the successful descent of the casing. The state of the wellbore is estimated in advance, the evaluation criteria are landing or tightening during the descent or ascent of the drill string, but the most complete information about the wellbore is obtained by lowering the geophysical probes, as well as according to caliper and inclinometry. Areas where difficulties have been identified during tripping operations of the drill string are subjected to selective studies. Such studies are carried out by rigid layout. After selective study of the trunk, template is carried out. Casing pipes collect section with a length of about 30 meters and on the string of drill pipe down to the full depth of the interval. Then, the well is completely flushed until the mud properties are completely restored.

1.3.2.1 Lubricant Additives

During flushing, lubricant additives are often added to the drilling fluid, which facilitate the running of the casing. An example of such an additive is LUBRITAL lubricant additive. This lubricant is designed to reduce friction forces and torque in a variety of drilling fluids. Also during the flushing, viscoelastic compounds (VC) are added to the drilling mud to strengthen the walls of the well, to prevent possible complications and accidents.

1.3.3. Equipment preparation

A few days before the casing is launched, a spare sleeve, consumables and tools for launching are delivered to the drilling rig. The workplace is also being prepared, namely, they prepare the key for screwing up the casing, provide a supply of solution and technical water, prepare the rotor table. Drilling rig assemblies and parts are also being tested: a pulley system, a preventer, a weight indicator, mud pumps, a casing elevator is cleaned and lubricated, and so on.

1.3.4. Casing launch technology.

Casing pipes are laid out on the receiving bridges. The pipe is fed from the receiving bridges to the rotary table by an auxiliary winch. During the supply of the pipe, a special rigid pattern is passed through it to check for the absence of contamination or internal defects in the pipes. On the rotary table, the cap is unscrewed from the casing thread, then the threaded joint is treated with a special lubricant. After that, the casing is screwed with a special key with a torque meter. During the casing launch, the driller maintains a regulated speed that varies between 0.3 - 0.8 m/s.

During the descent, the process is continuously monitored with the registration of the weight of the casing, such measures are aimed at avoiding landings. Every 60–110 meters, topping-up of drilling mud is carried out in the well to control the weight, as well as to prevent the casing from collapsing.

In the process of descending, intermediate rinsings are performed with a pacing. This will allow to remove the sludge that has crumbled during the descent process, as well as to prevent a large increase in pressure during the final washing.

After screwing the last pipe, the casing is kept in a stressful state under pressure, and even after cementing it is not put on the bottom.

At the end of the descent, final rinsing of the well is carried out for subsequent cementing.