

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ направлений повышения эффективности спуска обсадной колонны

УДК 622.245.12-027.236

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Аккуратов Иван Евгеньевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики).</i>
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.

Школа –Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело
 Уровень образования – магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела(модуля)/вид работы(исследования)	Максимальный балл раздела(модуля)
01 марта 2021	1. Проведение литературного обзора по теме	20
01 апреля 2021	2. Разработка методики проведения литературного обзора и обобщения отечественного и зарубежного опыта по тематике диссертации.	5
07 апреля 2021	3. Промежуточная аттестация выполнения диссертации в виде доклада на XXIV Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых им. Академика М.А.Усова «Проблемы геологии и освоения недр».	10
15 мая 2021	4. Проведение литературного обзора по тематике диссертации и анализ полученных результатов.	40
20 мая 2021	5. Формулирование выводов и рекомендаций.	20
25 мая 2021	6. Предварительная защита диссертации.	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, Звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	к.х.н.		

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Аккуратов Иван Евгеньевич

Тема работы:

Анализ направлений повышения эффективности спуска обсадной колонны
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 и 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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Традиционные методы спуска обсадных колонн, применяемые в условиях реальной скважины <ol style="list-style-type: none"> 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 <ol style="list-style-type: none"> 2.1 Выявление причин возникновения аварий и осложнений 3. Современные технологии, внедряемые в процесс спуска обсадных колонн <ol style="list-style-type: none"> 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	Необходимость в графических материалах отсутствует

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Доцент ОНД, к.э.н., Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Профессор (ООД, ШБИП), д.т.н., Сечин Александр Иванович
Часть на иностранном языке	Доцент ОИН, к.п.н. Гутарева Надежда Юрьевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

Casing run-in-hole efficiency increasing directions analysis

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Аккуратов Иван Евгеньевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Аккуратову Ивану Евгеньевичу

Инженерная школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело / «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»

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		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Аккуратов Иван Евгеньевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Аккуратову Ивану Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/ «Строительство нефтяных и газовых скважин»

<i>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</i>	
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 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	2.Производственная безопасность 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. 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
Профессор ООД ШБИП	Сечин А.И.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Аккуратов Иван Евгеньевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 127 страниц машинописного текста, 36 рисунков и 12 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	13
1. Классическая технология спуска обсадной колонны	15
1.1. Подготовка обсадных труб.....	15
1.2. Подготовка ствола скважины.....	15
1.3. Спуск обсадной колонны	16
1.4. Осложнения при спуске обсадных колонн.....	17
1.4.1. Неустойчивость ствола скважины	17
1.4.2. Поглощения бурового раствора	19
1.4.3. Газонефтеводопроявления и их причины.....	20
1.5. Аварии при спуске обсадных колонн	22
1.5.1. Прихваты обсадных колонн	22
1.5.2. Падение обсадных труб	23
1.5.3. Смятие обсадных труб.....	24
1.6. Классическая профилактика возникновения осложнений и аварий при спуске обсадной колонны.....	25
1.6.1. Технологические решения по профилактике возникновения осложнений и аварий при спуске обсадных колонн	25
1.6.2. Технологическая оснастка для спуска обсадных колонн ...	26
1.6.2.1. Башмак колонный	27
1.6.2.2. Обратный клапан	28
1.6.2.3. Центратор	30
1.5. Методы ликвидации аварий при спуске обсадных колонн	33
1.5.1. Прихват обсадной колонны.....	33
1.5.2. Падение колонны обсадных труб	35
1.5.3. Смятие обсадных труб.....	37
2. Современные направления повышения эффективности спуска обсадных колонн	39
2.1. Обсадные трубы из альтернативных материалов	39
2.1.1. Стеклопластиковые обсадные трубы.....	39
2.1.2. Алюминиевые обсадные трубы	40
2.1.3. Наплавляемые покрытия	40
2.1.4. Обсадные трубы из полимерных материалов	40
2.2. Перспективные технологии предупреждения осложнений во время спуска обсадных колонн	41

2.2.1. Модифицирование монтмориллоновых минералов бурового раствора для предотвращения поглощений	41
2.2.2. Жидкие обсадные колонны для предупреждения поглощений	42
2.2.3. Система сбора и анализа информации	42
2.3. Технология чистого свинчивания.....	43
2.4. Обсадные трубы с ребрами.....	45
2.5. Катодная защита обсадных труб	46
2.6. Современная технологическая оснастка	47
2.6.1. Центраторы-турбулизаторы	47
2.6.2. Скользящие центраторы	48
2.6.3. Гидромеханические центраторы	49
2.7. Современные методы спуска обсадных колонн	50
2.7.1. Истирающий калибратор.....	50
2.7.2. Башмак колонный вращающийся	51
2.7.3. Гидроструйная проработка ствола скважины	51
2.7.4. Спуск с применением «сухой смазки»	52
2.7.5. Современная система спуска обсадных колонн.....	53
2.7.6. Бурение на обсадной колонне	55
2.7.7. Бурение на хвостовике.....	57
2.7.8. Современный спуск обсадной колонны методом флотации	60
2.7.9. Секционный спуск обсадной колонны	62
3. Анализ направлений повышения эффективности спуска обсадных колонн.....	66
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	70
4.1. Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины.....	70
4.2. Разработка календарного план – графика строительства скважины ..	76
4.3. Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	77
4.4. Сравнение материалов труб обсадной колонны	81
5. Социальная ответственность	86
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ..	86
5.1.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).....	86
5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	88
5.2. Производственная безопасность.....	89

5.2.1. Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды.....	89
5.2.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды.....	94
5.3. Экологическая безопасность.....	96
5.3.1. Атмосфера	96
5.3.2. Гидросфера.....	96
5.3.3. Литосфера.....	97
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	98
Заключение	100
Приложение А	105
Приложение Б.....	123
Приложение В	126
Список использованной литературы.....	101

Введение

Обсадные колонны, наряду с цементным камнем, определяют прочность, устойчивость и герметичность скважины. По этой причине к обсадным колоннам предъявляются особые требования и уделяется особое внимание на всех технологических этапах, включающих изготовление обсадных труб, их транспортировку, соединение, спуск, эксплуатацию и ремонт.

Во время спуска обсадных колонн традиционным способом, как и во время других технологических процессов, возникают проблемы, которые чреваты непроизводительными затратами времени и материальными потерями, заключающимися в поломке оборудования, нарушении коллекторских свойств пласта и так далее.

С каждым годом передовые нефтегазовые компании предъявляют всё более строгие требования к результату проделанных работ. Следовательно, требуется модернизация технологии спуска обсадных колонн, которая позволит минимизировать риски возникновения осложнений и аварий и позволит повысить эффективность.

Наличие современных технологий позволяет повысить эффективность спуска обсадных колонн, однако информация об этих технологиях не систематизирована. Для компаний нефтегазовой отрасли возникает необходимость в разработке классификации средств повышения эффективности спуска обсадных колонн.

В данной магистерской диссертации будет проведён анализ направлений повышения эффективности спуска обсадных колонн с целью предупреждения, решения или снижения влияния проблем, возникающих при спуске обсадных колонн, с применением новых технологий.

Целью данной работы является систематизация данных о направлениях повышения эффективности спуска обсадных колонн.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- 1) проведение литературного обзора по теме спуска обсадных

колонн и современных технологий повышения его эффективности;

2) разработка классификации способов повышения эффективности спуска обсадных колонн.

1. Классическая технология спуска обсадной колонны

1.1. Подготовка обсадных труб

После производства труб на заводе-изготовителе производится визуальный контроль, включающий в себя наружный осмотр и проверку резьбы. Также необходимо измерить трубу и провести шаблонировку, чтобы подтвердить её соответствие нормативным значениям. Затем проводится опрессовка трубы давлением, превышающим ожидаемое внутреннее критическое. Труба признаётся пригодной, если при опрессовке падение давления не превышает критические значения. При условии пригодности трубы на резьбы наносится специальная транспортировочная смазка и накручиваются защитные колпаки для предупреждения повреждения резьб во время хранения и транспортировки.

На буровой площадке трубы, отсортированные по маркам стали и толщинам стенок труб, хранятся на стеллажах. При перемещении обсадных труб на буровой площадке запрещается перетаскивать их волоком и сбрасывать во избежание их повреждения. В случае длительного хранения труб или отсутствия сертификата завода-изготовителя о проведении гидравлических испытаний, необходимо их провести в специально оборудованной «опрессовочной», сооружённой на буровой. Также перед спуском необходимо повторить визуальный контроль состояния тела трубы и резьб и шаблонирование внутреннего диаметра. Для замены труб, не прошедших испытания, на буровой площадке должен быть их запас, равный 5% длины колонны. Трубы, прошедшие контроль, замеряются по длине для составления меры обсадной колонны и укладываются в порядке их спуска [6].

1.2. Подготовка ствола скважины

Перед спуском обсадных колонн необходимо произвести шаблонировку или проработку ствола скважины специальной компоновкой без ВЗД и телесистемы с требуемой жесткостью, близкой жесткости обсадной колонны, компоновкой, используемой при бурении, либо

истиращим калибратором, объединяющим процессы шаблонировки и проработки. Во время бурения последних интервалов в промывочную жидкость вводят смазочные пачки для облегчения прохождения обсадной колонны.

После подготовки ствола скважины необходимо подготовить оборудование и персонал к непосредственному спуску. На этом этапе за 2–3 дня до проведения работ подготавливают запасной буровой рукав, мелкие инструменты и расходные смазочные материалы. Персонал очищает место проведения работ, убирает с роторной площадки инструменты, которые не потребуются для спуска обсадной колонны, готовит к работе ключ для свинчивания обсадной колонны с моментомером и сварочный аппарат, проверяет наличие и соответствие башмака, ЦКОДа, шаблона, герметизирующей смазки, обеспечивает запас бурового раствора и технической воды. Проверяются узлы и детали буровой, в случае соответствия составляется акт готовности буровой установки к спуску. Тампонажный флот за сутки готовит необходимое количество тампонажных материалов и техники согласно программе цементирования [10].

1.3. Спуск обсадной колонны

При подаче очередной трубы на роторный стол с её резьб снимаются предохранительные колпаки, производится шаблонировка и смазывание резьбовых соединений. Обсадные колонны свинчиваются с моментомером с помощью специального ключа – Weatherford или ГКШ. 5–10 муфтовых соединения низа обсадной колонны обвариваются или смазываются специальным клеем. Скорость спуска поддерживается в районе 0,3–0,8 м/с и снижается по мере спуска башмака [6].

Во время спуска колонны непрерывно регистрируется её вес. Каждые 50–100 м происходит долив промывочной жидкости в колонну, при необходимости применяется расхаживание. Персонал следит, чтобы колонна долгое время не находилась без движения и циркуляции. Также необходимо следить за уровнем раствора в приёмных емкостях.

После спуска колонны обсадных труб на необходимую глубину производится заключительная промывка скважины, во время которой обвязывается цементирующая техника. Затем происходит цементирование колонны под натягом – на забой колонна не ставится [1].

1.4. Осложнения при спуске обсадных колонн

Осложнение – нарушение процесса строительства скважины, возникшее при соблюдении требований технического проекта, требующее принятия незамедлительных и эффективных мер по его устранению для продолжения процесса строительства [7].

При спуске обсадных колонн могут возникать осложнения, основными из которых являются:

- неустойчивость ствола скважины;
- поглощения бурового раствора;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- прихваты обсадной колонны в необсаженном стволе скважины.

Поскольку не существует единого мнения о правильности отнесения прихватов к авариям или осложнениям, более подробно это понятие будет рассмотрено в пункте 1.5.1. «Прихваты обсадных колонн» раздела 1.5. «Аварии при спуске обсадных колонн».

1.4.1. Неустойчивость ствола скважины

Основными видами осложнений, характеризующими неустойчивость ствола скважины, являются:

- осыпи и обвалы горных пород, слагающих ствол скважины;
- желобообразование;
- набухание горных пород;
- растворение солевых отложений;
- растепление многолентемёрзлых пород.

Осложнения в виде непрохождения и прихватов инструмента, длительных проработок ствола скважины, посадок или замятий обсадной колонны при спуске и неудачного цементирования скважины являются

следствиями нарушения устойчивости стенок скважины, выражающимися в нарушении поперечного сечения скважины, образовании каверн и сужении ствола в скважины вследствие вязкопластического течения горных пород [3].

Опыт строительства скважин в хомогенных породах показывает, что на устойчивость стенок скважины оказывают влияние следующие факторы:

- мощность и глубина залегания соляных пород;
- особенности их строения;
- литолого-минералогический состав солей;
- физико-химические свойства пород;
- углы наклона пластов;
- соответствие типа и параметров бурового раствора породам;
- время нахождения ствола скважины в открытом состоянии перед спуском обсадной колонны.

Данный вид осложнений наиболее распространен в пластах с глинистыми и солевыми отложениями. На рисунке 1 представлена диаграмма распределения осложнений, связанных с неустойчивостью ствола скважины на примере нефтяного месторождения Khafji в Саудовской Аравии.



Рисунок 1 – Диаграмма распределения осложнений вследствие неустойчивости ствола скважины на месторождении Khafji

В связи со сложностью аварий и осложнений, связанных с неустойчивостью ствола скважины, больших затрат времени и средств на их

ликвидацию следует уделять особое внимание их профилактике.

1.4.2. Поглощения бурового раствора

Поглощение бурового раствора – осложнение в скважине, проявляющееся в частичной или полной потере циркуляции бурового раствора. Возникает при наличии сообщающихся каналов в пласте, а также при нарушении равновесия:

- суммы гидростатического давления жидкости в скважине и гидродинамического давления, необходимого для преодоления гидравлических сопротивлений в скважине;
- суммы пластового давления и потерь давления на гидравлические сопротивления [2].

В общем виде это условие можно выразить формулой:

$$P_{ГС} + P_{ГД} > P_{пл} + P_{пот} , \quad (1)$$

где $P_{ГС}$ – гидростатическое давление;

$P_{ГД}$ – гидродинамическое давление;

$P_{пл}$ – пластовое давление;

$P_{пот}$ – потери давления на гидравлические сопротивления.

Факторы, влияющие на возникновение поглощения бурового раствора, делятся на 2 группы:

- геологические;
- технологические.

К геологическим факторам поглощения бурового раствора относятся:

- тип поглощающего пласта;
- мощность и глубина залегания поглощающего пласта;
- недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву;
- давление пласта и характеристика пластового флюида;
- обвалы, ГНВП, перетоки пластовых вод и так далее.

К технологическим факторам поглощения бурового раствора относятся:

- объем и параметры промывочной жидкости;

- скорость спуско-подъёмных операций;
- техническое оснащение.

Наиболее подвержены поглощению раствора породы, содержащие большое количество каверн, карстовых пустот, крупных тектонических и нетектонических нарушений, а также в зонах аномально низкого пластового давления.

Признаки, характеризующие поглощения бурового раствора при спуске обсадных колонн, разделяются на:

- прямые:
 - уменьшение расхода буровой жидкости на выходе;
 - снижение уровня буровой жидкости в приёмных емкостях;
- косвенные:
 - ухудшение выноса шлама;
 - заклинивание колонны вследствие скопления шлама.

Поглощение бурового раствора приводит к значительным материальным потерям. Помимо потери самого раствора, нарушаются коллекторские свойства пласта, что впоследствии отразится на дебите скважины. Также поглощение может привести к возникновению опасной ситуации – ГНВП, которая, в случае несвоевременной ликвидации, может привести к аварии на скважине, несущую за собой большие материальные потери и угрозу жизни и здоровью работников на буровой.

Все эти факторы позволяют сделать вывод, что при выявлении поглощений бурового раствора буровой командой должны быть приняты немедленные меры по их прекращению.

1.4.3. Газонефтеводопроявления и их причины

Газонефтеводопроявления – поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное планом ведения работ. ГНВП подразделяются на три вида, согласно состоянию вещества флюида: газопроявления, нефтеводопроявления и газонефтеводопроявления. Наиболее опасным видом являются газопроявления, поскольку газ способен

проникать в скважину и образовывать газовые пачки, которые, сохраняя первоначальное давление, всплывают в столбе жидкости, вытесняя её. Нефтеводопроявления развиваются дольше газовых, основная сложность заключается в отводе изливающегося из скважины флюида от устья.

Возникновение ГНВП в скважине существенно влияет на технологический процесс за счёт напора выходящего флюида и изменения свойств промывочной жидкости, а потому требует немедленного устранения.

ГНВП возникают в тех случаях, когда гидростатическое давление в скважине падает и становится ниже пластового:

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{гс}} \quad (2)$$

Причины возникновения ГНВП:

1. неверные действия при создании давления рабочего раствора;
2. поглощения бурового раствора;
3. недостаточная плотность бурового раствора вследствие неправильного расчёта, либо поступления скважинной воды или газа в буровой раствор;
4. неверные действия при спуско-подъёмных операциях;
5. освоение пластов с высоким содержанием воды и газа;
6. повреждения ствола скважины.

Отличить ГНВП относительно несложно. Существует несколько основных признаков:

1. увеличение объёма промывочной жидкости в системе циркуляции;
2. значительный рост скорости бурения за счёт уменьшения трения;
3. наличие постоянного газового потока в жидкости;
4. снижение плотности рабочей жидкости;
5. изменение давления на буровых насосах;
6. увеличение скорости циркуляции промывочной жидкости.

При возникновении ГНВП необходимо срочно принимать меры по их ликвидации. Необходимо прекратить добычу нефти из проблемной скважины

и соседних к ней. Затем буровая команда должна загерметизировать устье, ствол и канал скважины с информированием руководства. После вызывается специальная бригада по устранению ГНВП. Ликвидация производится с помощью специального оборудования, позволяющего спуск бурового оборудования в скважину в условиях высокого давления. Давление в стволе скважины необходимо выровнять с пластовым, либо превысить его.

1.5. Аварии при спуске обсадных колонн

Авариями в процессе строительства скважины называют поломки и оставление скважине частей бурильных и обсадных колонн, породоразрушающих инструментов, забойных двигателей, потерю подвижности колонны труб, а также падение в скважину посторонних предметов [7]. Основными причинами аварий являются:

- несоблюдение утверждённого режима бурения;
- неисправность бурового оборудования;
- человеческий фактор;
- промышленные дефекты оборудования и труб;

Аварии со спускаемыми обсадными колоннами делятся на 3 основных вида:

- прихваты обсадных колонн;
- падение обсадных труб;
- смятие обсадных труб.

1.5.1. Прихваты обсадных колонн

Прихваты обсадных колонн – потеря подвижности обсадной колонны вследствие различных причин. Является одной из наиболее частых аварий (осложнений) в процессе строительства скважины.

Основные причины возникновения прихватов:

- непосредственный контакт части обсадной колонны со стенкой скважины при перепаде давлений в проницаемых пластах;
- резкое изменение гидравлического давления, вызванное выбросом, флюидопроявлением или поглощением;

- сужение ствола, вызванное обвалом или вытеканием пород;
- заклинивание обсадной колонны в желобах;
- прекращение циркуляции бурового раствора, вызывающее оседание частиц выбуренной породы;
- искривление ствола скважины;
- оставление обсадной колонны без движения, например, во время отключения электропитания или выхода из строя двигателей.

Наиболее распространённые виды прихватов:

- прилипание обсадной колонны к отложившейся на стенках скважины глинистой корке вследствие разницы гидростатического и пластового давления;
- посадки из-за образования сальников, образованных от оторвавшейся корки со стенок скважины;
- заклинивание обсадной колонны по причине сужения или перегиба ствола;
- прихват неустойчивыми горными породами.

В процессе спуска обсадной колонны непрерывно регистрируется её вес: уменьшение её веса сигнализирует о посадке, являющейся одним из признаков прихвата, который необходимо устранить в срочном порядке.

1.5.2. Падение обсадных труб

Падение обсадных труб в процессе спуска колонны может возникнуть по следующим причинам [8]:

- обрыв обсадных труб;
- неисправность спуско-подъёмного оборудования, такого как элеваторы, клинья и так далее;
- открытие элеватора вследствие наличия уступов в скважине.

Обрыв обсадных труб возможен как по телу труб, так и по местам их соединений – резьбам и сварным швам. Основные причины обрыва труб:

- некачественно нарезанная на трубе резьба;
- перекося осей резьб при их свинчивании;

- превышение растягивающих нагрузок;
- приложение ненормативного момента силы при скручивании труб;

- несоответствие резьб и муфт скручиваемых труб [8].

1.5.3. Смятие обсадных труб

Смятие обсадных труб – деформация труб вследствие механического или гидравлического воздействия с внешней стороны.

Основные причины смятия обсадных труб:

- недолив рабочей жидкости в обсадную колонну при спуске;
- чрезмерная разгрузка колонны на забой.

При спуске обсадной колонны в скважину на её тело снаружи действует пластовое давление, стремящееся её «смять» [9]. Для предотвращения смятия колонны при спуске в неё необходимо заливать рабочую жидкость, которая своим гидростатическим давлением будет препятствовать смятию колонны пластовым давлением снаружи:

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{ГС}} \quad (3)$$

При спуске обсадной колонны её цементирование необходимо производить под натягом, не ставя её на забой. Однако при ошибочных расчётах возможны ситуации, когда колонна упирается в забой и испытывает напряжения своего веса, что также может деформировать колонну [9].

Деформированные части обсадной колонны являются серьёзной проблемой, поскольку в этом случае значительно снижается диаметр проходимости труб. Следовательно, данная аварийная ситуация требует незамедлительного вмешательства.

1.6. Классическая профилактика возникновения осложнений и аварий при спуске обсадной колонны

1.6.1. Технологические решения по профилактике возникновения осложнений и аварий при спуске обсадных колонн

На заводе-изготовителе тщательно проверяется внешний вид и соответствие труб номинальным геометрическим параметрам, производится их шаблонировка и опрессовка. При успешном прохождении испытаний на резьбы необходимо нанести смазку и навернуть защитные колпаки для предотвращения их повреждения во время хранения и транспортировки труб. При транспортировке и приёме трубы запрещается бросать во избежание деформации. В случае отсутствия документа о прохождении трубами испытаний или при необходимости процедуры, проведённые ранее, могут быть повторены на буровой площадке в специально оборудованном месте.

Перед спуском обсадной колонны необходимо определить интервалы осложнения – интервалы, в которых при движении бурильной колонны и геофизических зондов, данным кавернометрии и инклинометрии обнаружены сужения ствола или уступы, которые могут привести к посадке обсадной колонны во время её спуска.

Для предупреждения осыпания стенок скважины и заклинивания колонны во время спуска необходимо провести шаблонировку ствола скважины компоновкой без винтового забойного двигателя и телесистемы с жёсткостью, близкой жёсткости самой обсадной колонны. Если же посадки и затяжки бурильной колонны и геофизических зондов значительны, необходимо провести проработку ствола скважины.

Перед непосредственным соединением труб во избежание снижения трения и повышения герметичности на резьбы наносятся герметизирующие материалы:

- смазки УС-1, Р-402, Р-416, Р-113;
- лента ФУМ.

Далее обсадные колонны свинчиваются ключом с моментомером.

Момент при свинчивании труб необходимо контролировать, чтобы избежать срыва резьбы или недостаточного момента для герметичного соединения, так как это может привести к падению части обсадных труб. Момент при свинчивании должен нарастать плавно и составлять 70–150% среднего значения, в обратном случае буровая бригада пытается устранить дефект, а в случае невозможного устранения отбраковывает трубу [1]. В целях предотвращения откручивания и падения обвариваются или склеиваются 5–10 муфтовых соединений низа колонны.

Перед спуском обсадной колонны в буровой раствор возможен ввод смазочных пачек, облегчающих прохождение колонны по стволу скважины.

При спуске колонны в скважину, сложенную неустойчивыми породами и пластичными глинами, необходимо применять ингибированные буровые растворы. Использование растворов этого вида позволяют значительно снизить интенсивность перехода породы в буровой раствор, а также повышают устойчивость стенок скважины и снижают вероятность набухания горных пород.

Для предупреждения поглощений на протяжении спуска обсадной колонны в скважину необходимо внимательно следить за гидростатическим давлением столба промывочной жидкости в скважине и при необходимости регулировать её реологические и тиксотропные свойства. При наличии потенциальных зон поглощения может производиться кольматация и закупорка пристволенной зоны пласта, а также ввод наполнителей [2].

Скорость спуска обсадной колонны является важным технологическим параметром. Слишком высокая скорость может привести к посадкам и прихватам обсадной колонны, а также к повреждению технологической оснастки. Также слишком быстрый спуск колонны может создать большое гидравлическое давление, что может привести к загрязнению продуктивных пластов. Поэтому эту скорость держат в пределах 0,3–0,8 м/с, снижая по мере спуска башмака колонны [1].

1.6.2. Технологическая оснастка для спуска обсадных колонн

1.6.2.1. Башмак колонный

Для защиты от повреждений низа обсадной колонны, придания ей жёсткости и направления труб по стволу скважины при её спуске используют специальное устройство – башмак колонный, представляющий собой толстостенный стальной патрубок, который присоединяется к первой трубе на резьбе, либо при помощи сварки. Нижний конец башмака может быть оборудован направляющей пробкой (рисунок 2), которая может быть изготовлена из различных легко разрушаемых материалов для обеспечения дальнейших технологических процессов.

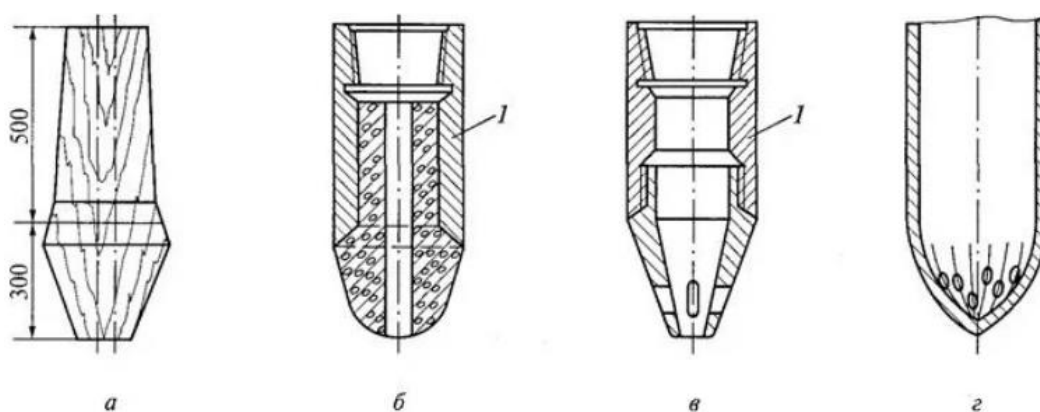


Рисунок 2 – Направляющие пробки башмаков:
а – деревянная, б – бетонная, в – чугунная, г – стальная (паук);
1 – корпус башмака

По конструкции башмаки делятся на 3 типа (рисунок 3).

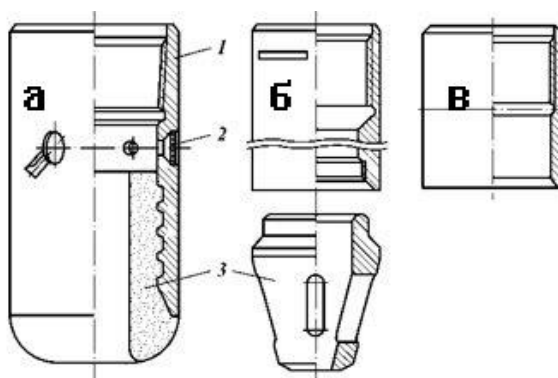


Рисунок 3 – Конструктивные типы башмаков:
а – тип БКМ (БКБ), б – тип БП, в – тип Б;
Элементы башмака:
1 – корпус, 2 – заглушка, 3 – направляющая пробка

Особенности типов башмаков:

- тип БКМ: состоит из корпуса с неразъемной насадкой, формирующейся в нем из смеси тампонажного цемента и песка;
- тип БП: направляющая пробка ввинчивается в башмак;
- тип Б: нет направляющей пробки, вместо нее – фаска [5].

1.6.2.2. Обратный клапан

Клапаны обратные при спуске обсадных колонн предназначены:

- для предотвращения обратного перетока бурового раствора в колонну из заколонного пространства;
- для предотвращения поступления флюида в колонну при ГНВП;
- для автоматического заполнения спускаемой обсадной колонны буровым раствором из скважины без перелива его из колонны на устье (для определенных клапанов).

По принципу действия обратные клапаны разделяются на 3 типа:

- глухие – исключение поступления жидкости в обсадную колонну при спуске;
- дифференциальные – периодическое заполнение колонны жидкостью при возникновении перепада давления между колонной и затрубным пространством без обратной циркуляции;
- дроссельные – постоянное заполнение колонны жидкостью при спуске с возможностью промывки скважины обратной циркуляцией.

Рассмотрим принципы действия широко используемых обратных клапанов.

Основные элементы тарельчатого обратного клапана представлены на рисунке 4.

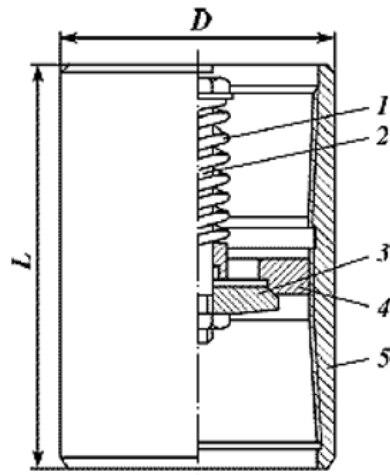


Рисунок 4 – Тарельчатый обратный клапан:
1 – пружина, 2 – шток, 3 – тарелка, 4 – седло, 5 – корпус

Под действием давления прокачиваемой через клапан жидкости тарелка 3 отходит от седла 4. После прекращения подачи жидкости тарелка 3 под действием пружины 1 возвращается в исходное положение, плотно прижимаясь к седлу 4, не позволяя жидкости подниматься в колонну. Из недостатков клапанов данного вида можно отметить низкую надежность.

Клапаны обратные дроссельные типа ЦКОД, представленные на рисунке 5, могут изготавливаться в двух исполнениях:

- ЦКОД-М: с установленным над седлом клапана шаром;
- ЦКОД-Т: со сбрасываемым шаром.

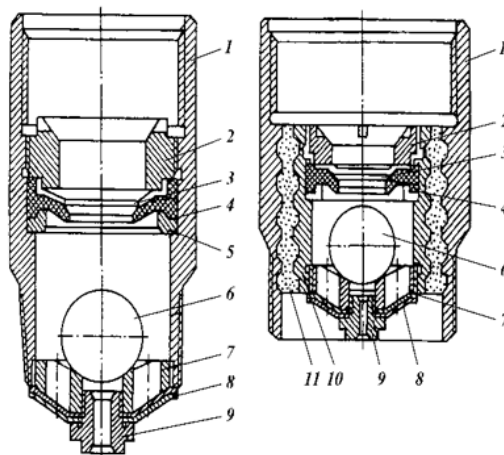


Рисунок 5 – ЦКОД:
1 – корпус, 2 – нажимная гайка – стоп-кольцо, 3 – набор резиновых шайб,
4 – резиновая диафрагма, 5 – опорное кольцо, 6 – шар,
7 – ограничительное кольцо, 8 – резиноканевая мембрана,
9 – дроссель, 10 – чугунная втулка, 11 – бетонная или пластмассовая
подвеска

Клапаны типа ЦКОД являются самозаполняемыми, следовательно, они обладают следующими преимуществами:

- нет необходимости в постоянном доливе промывочной жидкости в обсадную колонну при спуске;
- увеличение скорости спуска колонны до 1,5 м/с без увеличения гидродинамического давления на стенки скважины, благодаря чему обеспечивается:
 - снижение затрат времени на спуск;
 - снижение возникновения прихвата.

Однако у данных клапанов есть свои недостатки:

- возможность не посадки шара в седло за счет наличия твердых частиц в растворе;
- деформация шара или резиновой диафрагмы во время продавки и, как следствие, нарушение герметичности клапана.

1.6.2.3. Центратор

Центраторы предназначены для центрирования обсадных колонн в стволе скважины при их спуске. Применение центраторов обеспечивает равномерный зазор между колонной и стенками скважины. За счет этого снижается сила трения, что позволяет в значительной мере продлить срок службы обсадных труб [5].

Центраторы обсадных колонн можно классифицировать по различным особенностям:

- По материалу изготовления:
 - металлические;
 - полимерные.
- По способу крепления на обсадной колонне:
 - на стопорных винтах или кольцах;
 - на переводнике;
 - соединением муфты и ниппеля.

- По типу центрирующих элементов:
 - жесткие;
 - упругие;
 - роликовые;
 - раздвижные.

Упругие центраторы, представленные на рисунке 6, предназначены для центрирования обсадных колонн в вертикальных и слабоискривленных (до 20°) скважинах.

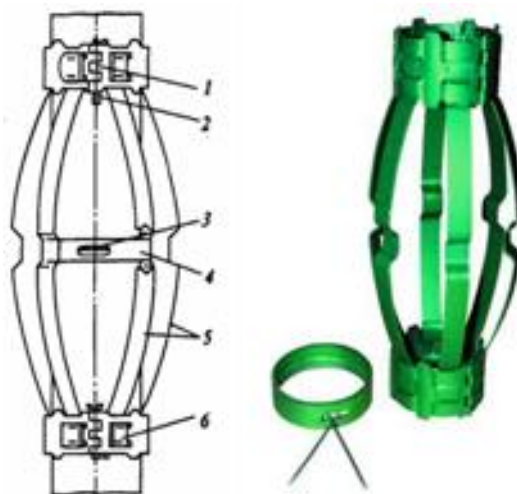


Рисунок 6 – Центратор упругий типа ЦЦ-1:
 1 – петлевые проушины, 2 – гвозди, 3 – спиральные клинья,
 4 – ограничительные кольца, 5 – пружинные планки,
 6 – пазы сегментов

Центраторы данного типа имеют невысокую стоимость и создают меньшую силу трения при спуске обсадной колонны. Однако при использовании высока вероятность их поломки, качество центрирования невысокое, а вращение колонны невозможно.

Центраторы ЦЦ-2 и ЦЦ-4 имеют жестко-упругие характеристики и предназначены для центрирования колонн в вертикальных и наклонно-направленных скважинах

Жесткие центраторы, представленные на рисунке 7, применяются в интервалах искривления.



Рисунок 7 – Жесткие центраторы

Они обеспечивают лучшее центрирование колонны в скважине, по сравнению с упругими и жестко-упругими. Помимо этого, они лучше фиксируются на колонне, риски их слома ниже, а также появляется возможность спуска колонны с вращением. Однако из-за того, что диаметр жестких центраторов близок к диаметру скважины, возрастает риск возникновения поглощений бурового раствора из-за возникновения высоких гидродинамических сопротивлений при спуско-подъемных операциях. Также из-за этого увеличивается жесткость колонны и сила трения при спуске.

Роликовые центраторы, представленные на рисунке 8, наиболее эффективны при применении в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.



Рисунок 8 – Роликовый центратор

Наличие роликов или шариков способствует снижению силы трения колонны о стенки скважины при спуске. Несмотря на очевидные плюсы подшипников, они являются наиболее наиболее слабым звеном в данной конструкции, а также увеличивают стоимость производства, по сравнению с аналогами [5].

1.5. Методы ликвидации аварий при спуске обсадных колонн

1.5.1. Прихват обсадной колонны

В случае возникновения прихватов обсадной колонны необходимо проводить:

- корректировку плотности бурового раствора;
- расхаживание прихваченной колонны;
- взрыв торпед;
- использование ударных механизмов;
- установку жидкостных ванн;
- гидроимпульсный способ;
- подъем колонны по частям.

Наиболее распространенным видом корректировки плотности бурового раствора является её повышение, поскольку более плотный раствор способен оказывать большее гидростатическое давление на стенки скважины, удерживая неустойчивые породы в стабильном состоянии:

Повышение плотности бурового раствора производится за счёт закачивания отдельных пачек раствора повышенной плотности.

Расхаживание обсадной колонны – периодическое приложение и снятие определенной нагрузки к прихваченной колонне. Может проводиться внатяг, однако расчетная нагрузка не должна превышать вес колонны на 10–15 тонн. Расхаживание не считается самостоятельным способом ликвидации прихвата и должно проводиться вместе с отбивкой ротором, гидровибрированием или взрывом шнуровых торпед.

Гидровибрирование обсадной колонны также не считается самостоятельным способом ликвидации прихватов и применяется совместно с расхаживанием или отбивкой ротором. Достигается за счет неравномерности подачи промывочной жидкости в колонну, из-за чего нарушается контакт труб со стенками скважины.

Взрывным способом возможно осуществить следующие цели:

- встряхивание обсадной колонны;

- отвинчивание обсадной колонны;
- обрыв обсадной колонны.

Взрывным элементом является торпеда из детонирующего шнура. Она создает ударную волну, отрывающую колонну от стенки скважины в месте прихвата. Способ применим в случаях, когда колонна является прихваченной незначительный промежуток времени. Длина шнура должна превышать длину прихваченного участка на 5–10 м.

Установка жидкостных ванн является одним из наиболее простых и, следовательно, распространённых способов ликвидации прихватов. Каждый вид прихвата требует применение определённой стратегии действий и состава жидкостной ванны. Ввиду сложности установления причины прихвата необходимо применять ванну, наиболее пригодную по составу. Для повышения эффективности используются так называемые универсальные жидкостные ванны, подходящие для всех видов прихвата.

Наиболее важным фактором при установке ванны является время, потому что чем меньше времени пройдет с момента возникновения прихвата, тем больше шанс успешного освобождения обсадной колонны.

Ранее в качестве добавки в жидкостные ванны вводился сульфенол с общей формулой $R-C_6H_4NaO_3S$, однако позднее было доказано его негативное влияние на экологию. В связи с этим учёными была предложена технология приготовления жидкостной ванны на малотоксичном флоторегаенте – оксале с формулой $CH_3CNOHCH_3$. Помимо малого экологического влияния, оксали обладают хорошей смазочной способностью и плотностью, близкой к плотности буровых растворов, что позволяет снизить риск вертикального перемещения ванны, а это, свою очередь, снижает риск обвалов неустойчивых горных пород, связанных с изменением гидростатического давления.

Гидроимпульсный способ применяется при возникновении прихватов, вызванных заклиниванием обсадных колонн в желобных выработках. Способ основан на резком снятии ранее созданной гидравлической нагрузки,

приложенной к колонне. Вследствие этого давление в трубном и затрубном пространстве снижается, жидкость из затрубного пространства перетекает в трубное, уровень жидкости в зоне прихвата снижается, вызывая движение колонны в сторону забоя.

1.5.2. Падение колонны обсадных труб

При падении колонны обсадные трубы деформируются. Больше всего деформации в данном случае подлежат муфтовые соединения труб: срываются резьбы, торцы загибаются внутрь трубы. Также нередки случаи смятия труб по телу и повреждения обратных клапанов.

При ликвидации аварий подобного типа изначально необходимо определить глубину нахождения верхнего торца трубы, для чего в скважину спускается долото, имеющее больший диаметр по сравнению с обсадной колонной.

В зависимости от диаметра колонны и характера обрыва трубы в скважину спускают ловильный инструмент: метчики, колокола, труболовки, метчики-калибры.

Метчики вкручиваются в муфту верхней трубы колонны посредством нарезания резьбы для последующего извлечения колонны из скважины. Внешний вид метчика представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Метчик

Метчики для ловильных работ бывают разных типов и исполнений в зависимости от назначения. Для извлечения обсадных и колонковых труб используются метчики типа Д. Изготавливаются с левой и правой резьбами: метчики с левой резьбой используются для извлечения всей упавшей секции труб, с правой резьбой – для поэтапного извлечения обсадной колонны.

Технические характеристики метчиков типа Д представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики метчиков ловильных для колонковых и обсадных труб (по ГОСТ 8483-81)

Наименование	$D_{вн}$ извлекаемых труб, мм	$D_{скв}$, мм	Длина без коронки, мм	Масса, кг
Метчик Д1	51–64	76	220	3,1
Метчик Д2	71–82	93	190	4,9
Метчик Д3	89–100	112	200	9,7
Метчик Д4	108–120	132	200	11,5
Метчик Д5	126–130	151	200	14,9

Колокола ловильные предназначены для извлечения оставленных в скважине обсадных труб путём нарезания резьбы на внешней части трубы. Внешний вид колокола представлен на рисунке 10.



Рисунок 10 – Колокол ловильный

Часто колокола имеют центральное проходное отверстие для промывки скважины и освобождения колонны перед началом ловильных

работ. Колокола также могут быть в исполнении с левой и правой резьбой для извлечения колонны целиком либо по частям соответственно. Выбор колокола зависит от следующих параметров [9]:

- диаметр скважины;
- внешний диаметр обсадной трубы, оставленной в скважине;
- размер верхнего соединения на колоколе.

Труболовки предназначены для извлечения целиком или по частям обсадных колонн, оставленных в скважине. Существуют труболовки для захвата труб изнутри и снаружи. Схема труболовки представлена на рисунке 11.

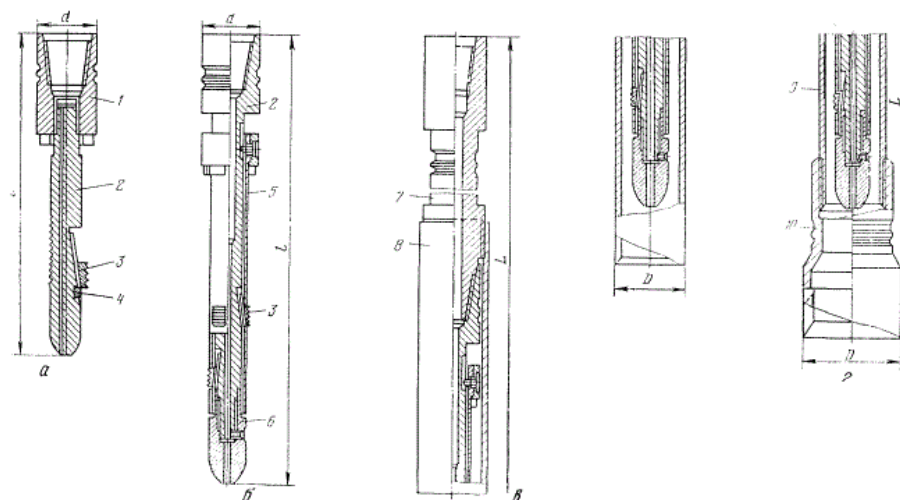


Рисунок 11 – Схема труболовок: а, б – для внутреннего захвата, в, д – для наружного захвата

Наиболее частая практика в случае ловильных работ обсадных труб – использование труболовок с захватом изнутри.

1.5.3. Смятие обсадных труб

Смятые обсадные трубы выправляются с помощью оправок различных конструкций:

- грушевидные (рисунок 12);
- раздвижные;
- роликовые (рисунок 12);
- плоские;

- оправочные долота.

Максимальный наружный диаметр оправки должен быть на 5–10 мм меньше номинального внутреннего диаметра выправляемой трубы.



Рисунок 12 – Грушевидная и роликовые оправки

Оправка производится по смятому участку трубы, граница которого определяется с помощью индикатора веса. По достижению данной границы производят разгрузку инструмента, производя легкие удары по смятому участку, поскольку сильные удары могут ухудшить ситуацию.

После нанесения серии мягких ударов необходимо повернуть инструмент на 60–90° и производят следующую серию с последующим повторением.

Если после полного оборота оправка опустилась на 10–15 см, инструмент поднимают и заменяют на оправку, которая на 2–3 мм меньше номинального внутреннего диаметра обсадной колонны. Процедура проводится по выше изложенной технологии.

2. Современные направления повышения эффективности спуска обсадных колонн

2.1. Обсадные трубы из альтернативных материалов

В настоящее время на многих месторождениях пластовый флюид содержит высокий процент сероводорода и углекислого газа, что значительно повышает его коррозионность для труб из обычной стали.

Из всех применяемых сегодня коррозионностойких сталей только сталь с 13% содержания хрома обеспечивает должную защиту от коррозии. Такие трубы обладают высокой стоимостью, примерно в 4 раза превышающую стоимость обычных стальных труб. Помимо этого, высокохромированные стали становятся очень хрупкими при низких температурах, что может вызвать проблемы при спуско-подъемных операциях в зимний период.

Вследствие этого появилась необходимость в поиске новых технологий, позволяющих решить существующие проблемы без больших затрат.

2.1.1. Стеклопластиковые обсадные трубы

Обсадные трубы, изготовленные из композитных материалов, обладают уникальными прочностными свойствами и небольшим весом, по сравнению с обсадными трубами из стали. Стеклопластиковые трубы стоят намного дешевле стальных [15]. При их производстве используются нанотехнологии, обеспечивающие высокие прочностные характеристики. Кроме того, они имеют высокую коррозионную стойкость, низкое гидравлическое сопротивление, высокий запас прочности по давлению, низкую скорость накопления АСПО и широкий диапазон рабочих температур (до 150°C).

Основными преимуществами стеклопластиковых труб перед стальными во время спуско-подъемных операций являются:

- небольшой вес, примерно в 4 раза меньший, чем вес труб из стали;

- высокая ремонтпригодность;
- низкая стоимость монтажа;
- простая сборка при любых погодных условиях.

2.1.2. Алюминиевые обсадные трубы

Перспективной альтернативой стальным обсадным трубам являются трубы из алюминиевых сплавов. Они практически не подвергаются коррозионному разрушению, имеют небольшой вес, а по прочностным характеристикам не уступают стальным. Разница в состоянии труб после 136 дней использования представлена на рисунке 13.



Рисунок 13 – Внешний вид обсадных труб после использования:
а – алюминиевые трубы, б – стальная труба

Трубы из алюминиевых сплавов имеют безмуфтовую конструкцию с наружной высадкой концов. Поэтому к таким трубам предъявляются особые требования в плане герметичности.

2.1.3. Наплавляемые покрытия

Наплавляемые покрытия существенно увеличивают прочностные характеристики стальных обсадных труб. Такие покрытия содержат карбидные включения, повышающие износостойкость труб.

2.1.4. Обсадные трубы из полимерных материалов

Обсадные трубы из полимерных материалов являются хорошей альтернативой стальным обсадным трубам, поскольку они обладают уникальными прочностными характеристиками, они легки и недороги в производстве [14].

Большая часть данного типа обсадных труб выпускается из полиэтилена низкого давления (ПНД) и поливинилхлорида (ПВХ).

Недостатками изделий из данного материала является невозможность применения при отрицательных температурах и низкая пластичность.

2.2. Перспективные технологии предупреждения осложнений во время спуска обсадных колонн

2.2.1. Модифицирование монтмориллонитовых минералов бурового раствора для предотвращения поглощений

Перспективным направлением в создании глинистых структурированных систем промывочных жидкостей является модифицирование монтмориллонитовых минералов смешанными гидроксидами металлов, представляющих собой пластины, структура которых представлена на рисунке 14.

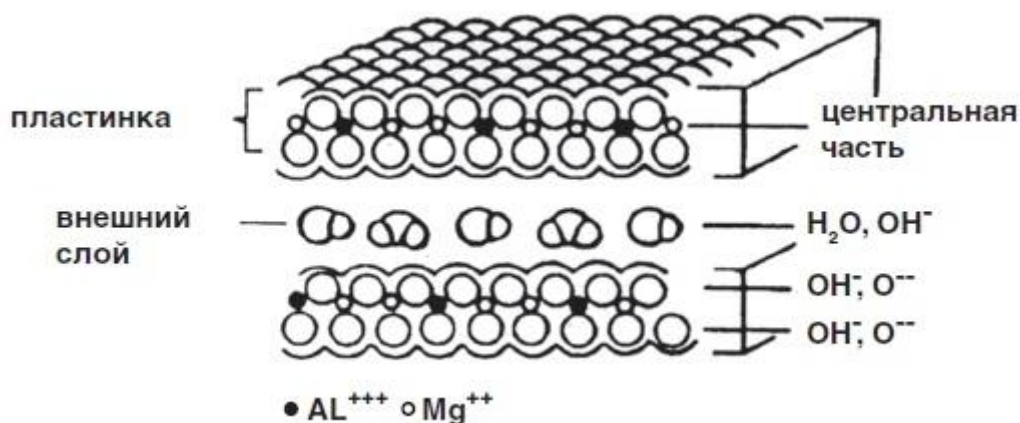


Рисунок 14 – Структура пластины

Ионы металлов и гидроксида на пластинах вступают в электрохимическую реакцию с бентонитом, образуя комплекс из чередующихся частиц полигидроксилов и бентонита, который растет во всех направлениях и образует трехмерную гель-структуру, что позволяет создавать буровые растворы с исключительными сдвиговыми характеристиками. Уникальность нового типа бурового раствора проявляется в превосходных несущих свойствах, как в динамическом, так и в статическом состоянии, на что указывают высокий показатель предельного напряжения сдвига и низкая пластическая вязкость.

2.2.2. Жидкие обсадные колонны для предупреждения поглощений

Жидкие обсадные колонны являются перспективным методом предупреждения поглощения буровых растворов. Технология жидкой обсадной колонны представляет собой создание низкопроницаемой корки на горной породе в стенках скважины, препятствующей возникновению и развитию осложнений в процессе бурения. Компоненты, используемые представляют собой материалы органической природы различной дисперсности.

Однако пока данная технология не отличается особой популярностью, поскольку при нынешних технологиях громоздкость и ограниченность рецептур не всегда позволяют использовать ее выгодно.

2.2.3. Система сбора и анализа информации

Применение высокоточного оборудования и новейшей системы сбора и анализа информации GN4, разработанной Geoservices, Schlumberger, обеспечивает своевременное и точное оповещение о любом увеличении или уменьшении расхода бурового раствора на выходе из скважины, что позволяет обнаружить потенциальное ГНВП даже при незначительном притоке или поглощении, что невозможно сделать при использовании стандартного оборудования для измерения потока расхода на выходе из скважины (лопатки) или по данным датчиков объема емкостей.

Система изображена на рисунке 15.



Рисунок 15 – Система сбора и анализа информации GN4

2.3. Технология чистого свинчивания

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

- дополнительные затраты времени при монтаже;
- различные фрикционные характеристики смазок разных производителей;
- необходимость повторного нанесения при каждом последующем монтаже;
- содержание в составе смазочного масла, вызывающего налипание пыли и иных абразивных частиц;
- причинение ущерба окружающей среде, особенно при обустройстве морских скважин.

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 (смола) 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.

Примером сухой смазки может служить совместная разработка ОАО «ТМК» и ООО «Полимер Сервис», основанная на применении самосмазывающего вторполимерного сухого покрытия резьбы муфты «МАОК-ПЛАУН», показанная на рисунке 16.

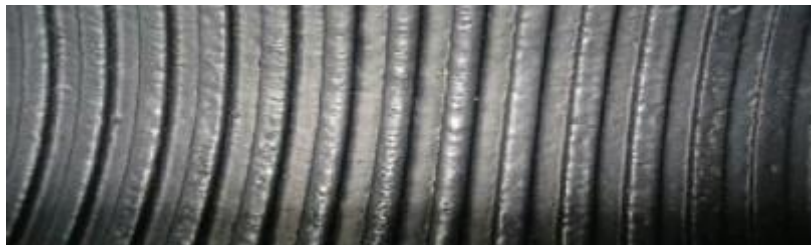


Рисунок 16 – Покрытие сухой смазки

Данная технология является уникальной для мировой нефтепромысловой практики и сочетает в себе одновременное решение двух взаимосвязанных задач:

- обеспечивает «сухое» многократное безсмазочное свинчивание резьбовых соединений;
- 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;
- 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;
- сокращения времени спуска обсадных колонн до 15%;

- 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.

2.4. Обсадные трубы с ребрами

Американская компания «Tesco» разработала технологию выдавливания турбулизирующих ребер по телу обсадной трубы, представленной на рисунке 17.



Рисунок 17 – Обсадная труба с выдавленными ребрами

Данная технология позволяет создавать неограниченное количество центрирующе-турбулизирующих устройств на трубах, вследствие чего решается проблема уменьшения проходного отверстия в месте установки устройства.

К недостаткам данной технологии можно отнести невозможность использования роликовых устройств для снижения силы трения и снижение

прочности трубы.

2.5. Катодная защита обсадных труб

Решение проблемы повышения эксплуатационной надежности обсадных колонн нефтяных скважин 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.

Сущность катодной (электрохимической) защиты заключается в смещении электродного потенциала металла при помощи внешнего источника постоянного тока, которой является станции катодной защиты, в сторону отрицательных значений [18]. Причем степень защиты сооружения зависит от величины смещения электродного потенциала. Катодная защита обсадных колонн скважин осуществляется присоединением отрицательного полюса источника постоянного тока (станции катодной защиты) 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.

2.6. Современная технологическая оснастка

2.6.1. Центраторы-турбулизаторы

Помимо обычных центраторов, на практике широкое применение нашли опорно-центрирующие турбулизирующие устройства. 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.

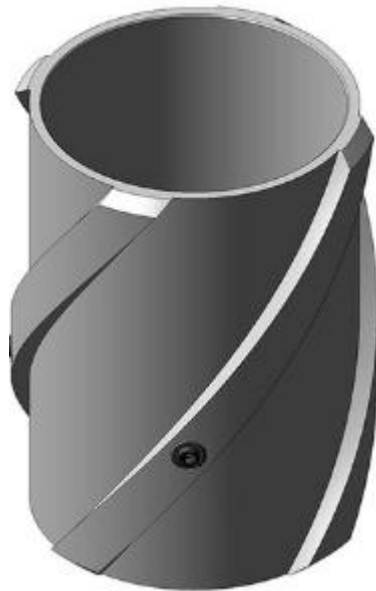


Рисунок 18 – Центратор-турбулизатор

К недостаткам центраторов-турбулизаторов можно отнести:

- невысокую центрацию;
- вероятность заклинивания при спуске;
- низкие страгивающие нагрузки;
- возникновение местных сопротивлений потоку жидкости.

2.6.2. Скользящие центраторы

Главными недостатками пружинных и жестких центраторов считаются:

- ограниченная проходимость по стволу скважины;
- высокие значения необходимого проталкивающего усилия.

При строительстве горизонтальных скважин в США для исключения влияния упомянутых выше проблем впервые были использованы центраторы с линейной площадью соприкосновения, что позволило достичь проектной глубины [19].

В России находят применение скользящие центраторы с кольцевой площадью соприкосновения, разработанные в Альметьевском государственном нефтяном институте. Корпус центратора состоит из центрирующих колец, соединенных ребрами, как это показано на рисунке 19.

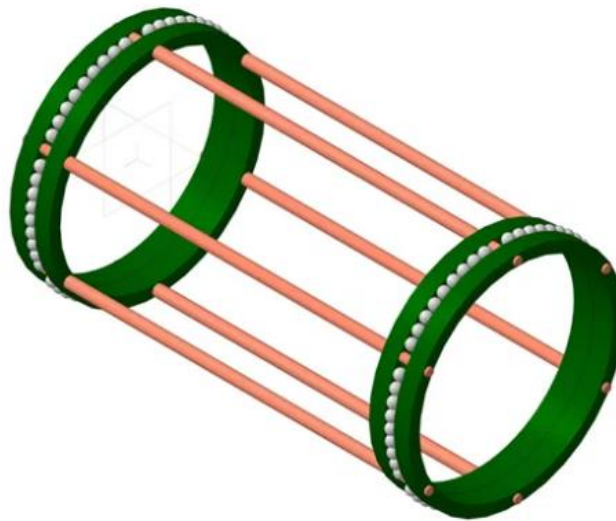


Рисунок 19 – Скользящий центратор

Подвижные металлические шарики, находящиеся в кольцах, позволяют центратору скользить по стенкам скважины, а кольца обеспечивают надежное центрирование и стабилизацию обсадной колонны в скважине.

2.6.3. Гидромеханические центраторы

Гидромеханический центратор состоит из связанного с обсадной колонной цилиндра, рабочего и замкового поршней и центрирующих элементов, которые выполнены в виде рычагов, выдвигающихся наружу при движении рабочего поршня внутри цилиндра. Схема центратора представлена на рисунке 20.

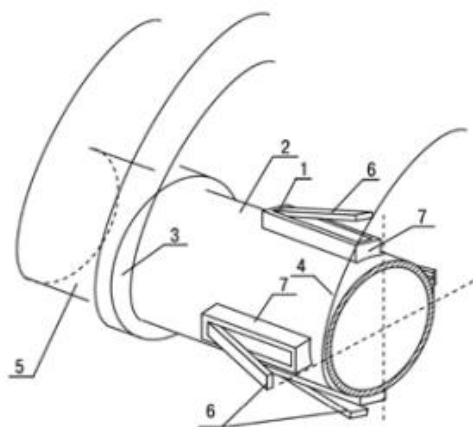


Рисунок 20 – Гидромеханический центратор:
 1 – автономный центрирующий модуль; 2 – отрезок обсадной колонны;
 3 – соединительная муфта обсадной колонны; 4 – резьбовое

соединение;
5 – обсадная колонна; 6 – центрирующий рычаг; 7 – корпус
центрирующего блока

Центраторы данного типа имеют хорошую проходимость и обеспечивают надежную центрацию, однако из-за сложной конструкции они обладают довольно низкой надежностью элементов.

2.7. Современные методы спуска обсадных колонн

2.7.1. Истирающий калибратор

В сложных геологических условиях применяют устройство, объединяющее процессы шаблонировки и проработки ствола скважины – истирающий калибратор, представленный на рисунке 21.

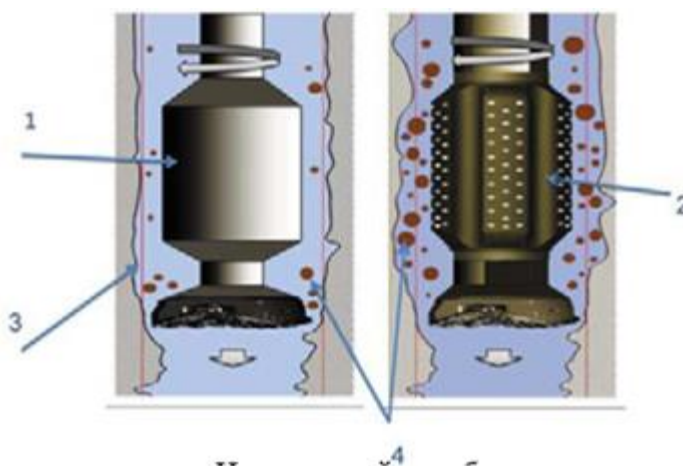


Рисунок 21 – Истирающий калибратор:
1 – шаблон-калибратор, 2 – лопастной калибратор, 3 – ствол
скважины,
4 – буровой шлам

Истирающий калибратор имеет диаметр, равный диаметру спускаемой обсадной колонны. Вращаясь в скважине, устройство истирает и разминает неровности и уступы стенок скважины, что позволяет значительно повысить качество ствола и снизить риск осыпания стенок скважины, прихватов и падения обсадной колонны в случае открытия элеватора из-за наличия уступов в скважине.

2.7.2. Башмак колонный вращающийся

Башмак колонный с возможностью вращения типа БК-Вр, представленный на рисунке 22, предназначен для прохождения зон осложнения без посадок обсадной колонны.

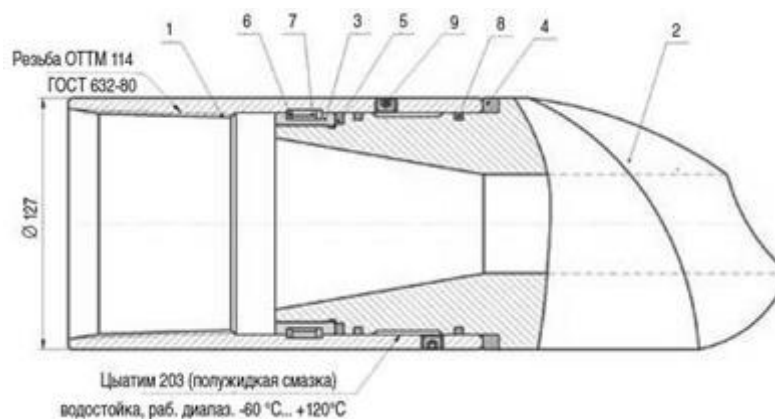


Рисунок 22 – Башмак типа БК-Вр:

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

Эксцентричная насадка 2 башмака преодолевает уступы и огибает преграды, периодически проворачиваясь за счет наличия опор скольжения 4–6 [9].

Башмак прорабатывающий гидравлический вращающийся, представленный на рисунке 23, вращается за счет циркуляции бурового раствора, тем самым прорабатывая осложненные участки. Вращение происходит благодаря наличию ротора и статора.



Рисунок 23 – Башмак прорабатывающий гидравлический вращающийся GeoproHYDRA™ FAMILY

2.7.3. Гидроструйная проработка ствола скважины

Для данного типа проработки используется долото с наклонной осью, на котором установлены гидромониторные насадки, направляющие высоконапорные струи на стенки скважины. Схема долота представлена на

рисунке 24.

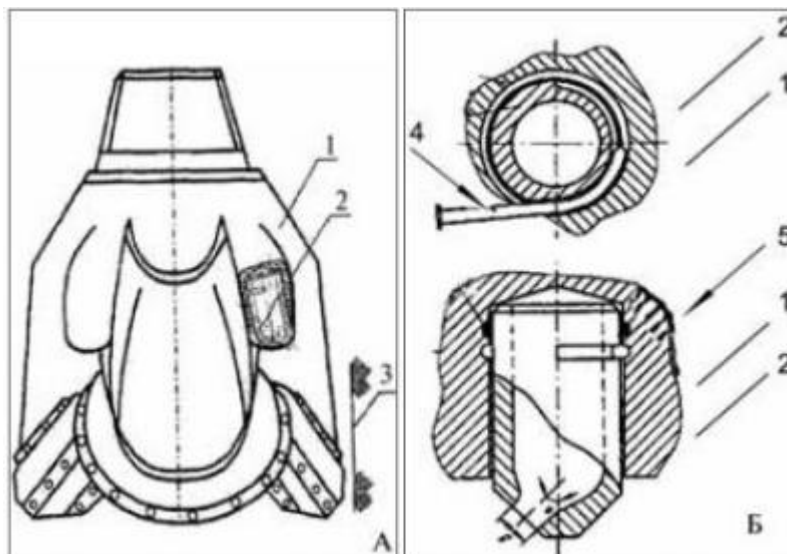


Рисунок 24 – Долото с гидромониторными насадками:
1) корпус долота, 2) ННО, 3) стенка скважины, 4) стопорный гвоздь,
5) уплотнительное резиновое кольцо

Данное устройство удаляет глинистую корку со стенок скважины, снижая возможность прилипания обсадной колонны. Во время гидроструйной обработки также происходит кольматирование пор и трещин, в результате чего проницаемость пласта и степень его загрязнения снижаются.

2.7.4. Спуск с применением «сухой смазки»

Данный способ спуска, разработанный компанией «БУРИНТЕХ», основан на применении «сухой смазки», представляющей собой микрошарики. За счет использования пачки раствора с шариками в концентрации 20–25 кг/м³ значительно снижаются сила трения обсадной колонны о стенки скважины при ее спуске и вероятность возникновения дифференциального прихвата [23].

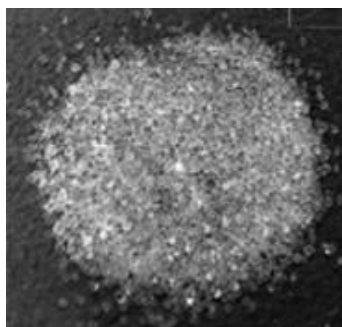


Рисунок 25 – «Сухая смазка»

С 2016 года данный способ применили в 10 горизонтальных скважинах на Южной части Приобского месторождения, в том числе с повышенным пластовым давлением. Прихватов при спуске хвостовиков не наблюдалось.

2.7.5. Современная система спуска обсадных колонн

Система спуска обсадных колонн (ССОК) является одной из наиболее перспективных технологий, поскольку ее применение обеспечивает следующие преимущества:

- возможность осуществлять спуск обсадных труб диаметром 178-508 мм;
- возможность расхаживания, вращения, заполнения или циркуляции обсадной колонны, 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.●



Рисунок 26 – Состав ССОК

В качестве примера ССОК рассмотрим устройство Volant tool компании Weatherford, представленное на рисунке 26.

ССОК Volant tool состоит из следующих элементов:

- мандрель, которая представляет собой соединительную 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.

ССОК присоединяется и приводится в действие верхним приводом через телескопический переводник (рисунок 27).

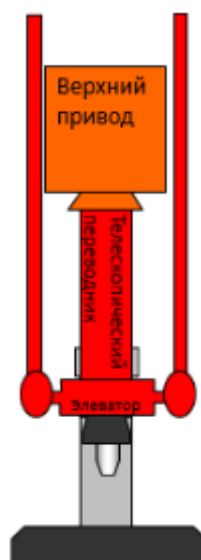


Рисунок 27 – Схема присоединения ССОК

Использование телескопического переводника обеспечивает:

- надёжную герметизацию внутритрубного пространства;
- возможность расхаживания колонны в режиме циркуляции;
- увеличенную скорость спуска обсадных колонн.

Впервые данная система спуска 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 быстрого возобновления циркуляции.

2.7.6. Бурение на обсадной колонне

Общими проблемами всех месторождений являются разница пластовых давлений и частичные поглощения бурового раствора. Эквивалентная циркуляционная плотность бурового раствора должна быть сбалансирована, что является довольно сложной задачей в данных условиях. Часто из-за этого происходит недобуривание скважины до проектной глубины.

Для решения данных проблем бурение на обсадной колонне является, вероятно, наиболее подходящей мерой. Однако и у данного способа есть свои недостатки, возникающие из-за малого кольцевого пространства:

- возможность возникновения гидроразрыва пласта;
- пониженная скорость бурения;
- повышение плотности бурового раствора;
- возможные поглощения бурового раствора;
- износ обсадной колонны.

В качестве примера применения бурения на обсадных трубах рассмотрим два месторождения, одно из которых содержит многолетнемерзлые породы, а второе сложено глинисто-карбонатными отложениями.

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 многолетнемерзлых пород. Рассмотрим результаты применение технологи 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 был пробурен интервал под кондуктор диаметром 324 миллиметра колонной обсадных труб с буровым башмаком диаметром 393,7, наворачиваемым на низ обсадной колонны. Лопасты башмака изготовлены из сплава титана и алюминия и оснащены режущими 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 миллиона рублей на одной скважине, увеличение ресурса

бурильных труб и бурового оборудования, сокращение времени строительства скважины примерно на 2 суток.

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод, что технология бурения на обсадной колонне стала явлением, принесшим определенные улучшения в процессе 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 резки боковых стволов, уменьшенное количество СПО исключает обрушение ствола скважины;
- снижение общих затрат на строительство скважины.

2.7.7. Бурение на хвостовике

Неизвлекаемая компоновка для бурения на хвостовике (рисунок 28) состоит из разбуриваемого долота PDC, цементировочной 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].

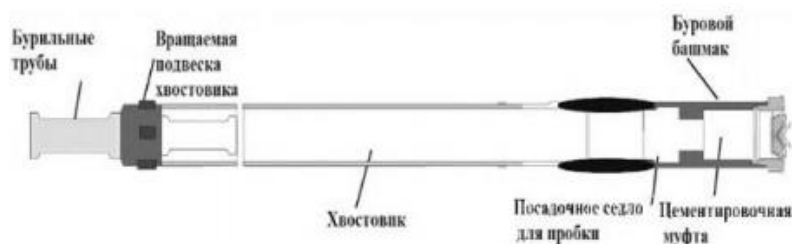


Рисунок 28 – Состав неизвлекаемой компоновки для бурения на хвостовике

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, представленная на рисунке 29, состоит из:

- хвостовика;
- извлекаемого винтового забойного двигателя;
- долота;
- расширителя;
- утяжеленных бурильных труб;
- системы подвески хвостовика;
- колонны бурильных труб.

Данная компоновка позволяет извлекать ВЗД после окончания бурения.

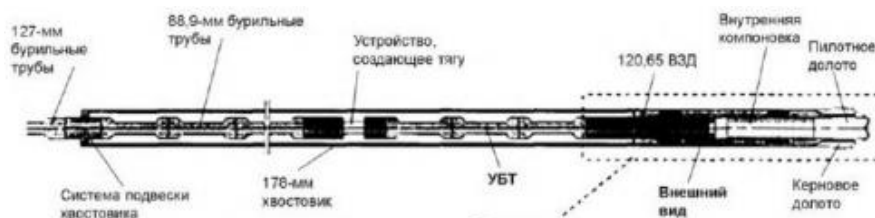


Рисунок 29 – Состав извлекаемой компоновки для бурения на хвостовике

Главное преимущество извлекаемой компоновки состоит 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 следствии того, 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 30) стали использовать роторный управляемые системы (РУС), которые 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 аналогом с представленной выше системой. Включение РУС в компоновку позволяет преодолеть нестабильные интервалы, а также обеспечить сохранение заданной траектории и одновременный каротаж.

Система, представленная на рисунке 30, 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].

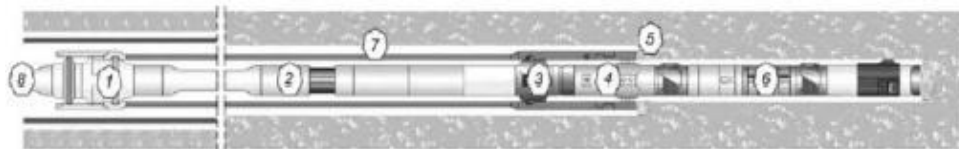


Рисунок 30 – Состав системы:

- 1 – спусковой инструмент; 2 – извлекаемая колонна труб;
- 3 – гидравлический забойный двигатель;
- 4 – переводник для привода расширителя; 5 – долото-расширитель;
- 6 – пилотная компоновка для направленного бурения с РУС;
- 7 – внешние компоненты системы подвески хвостовика;
- 8 – основная бурильная колонна

2.7.8. 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. При спуске колонн в подобных скважинах возникают большие силы трения колонны о стенки скважины. Одним из способов, позволяющих уменьшить отрицательное влияние трения, является технология спуска обсадных колонн методом флотации.

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. Заполненную воздухом или облегченным буровым раствором нижнюю часть обсадной колонны отделяют от верхней 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 31, а показана муфта в закрытом положении. На рисунке 31, б изображен момент, когда давление на клапан флотационной муфты достигает предельного значения, клапан открывается и происходит замещение воздуха буровым раствором или легкого раствора более тяжелым.

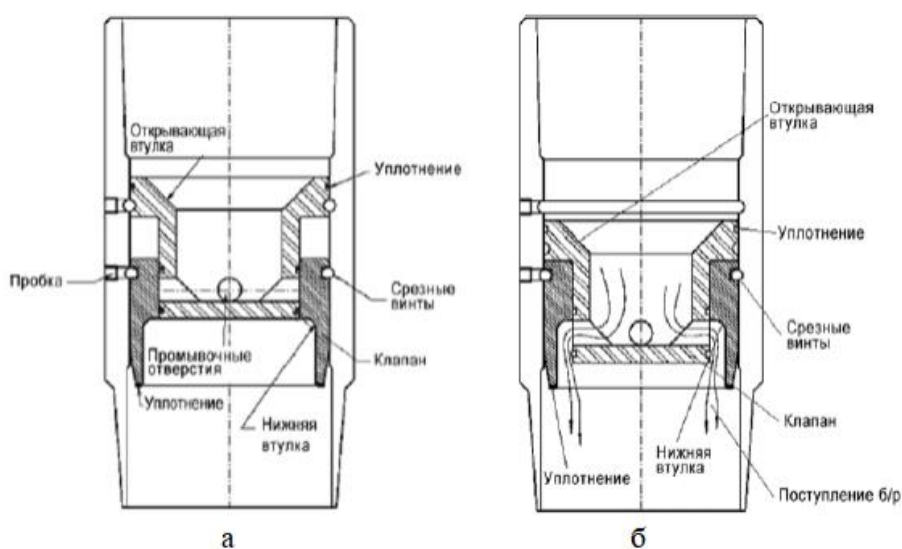


Рисунок 31 – Флотационная муфта:

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 32). Данная система позволяет спускать колонну обсадных труб в горизонтальных скважинах.

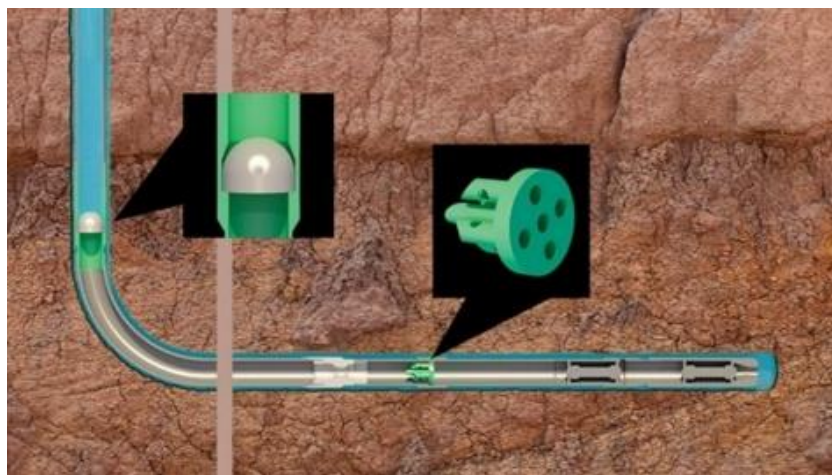


Рисунок 32 – Система AirLock

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.

2.7.9. Секционный спуск обсадной колонны

Секционное 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].

Секционное 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 цементируемых агрегатов, в следствии чего, они не могут обеспечить поднятие тампонажного цемента до устья скважины.

Схема спуска нижней секции обсадной колонны представлена на рисунке 33. 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 33. При цементировании колонна находится в растянутом состоянии.

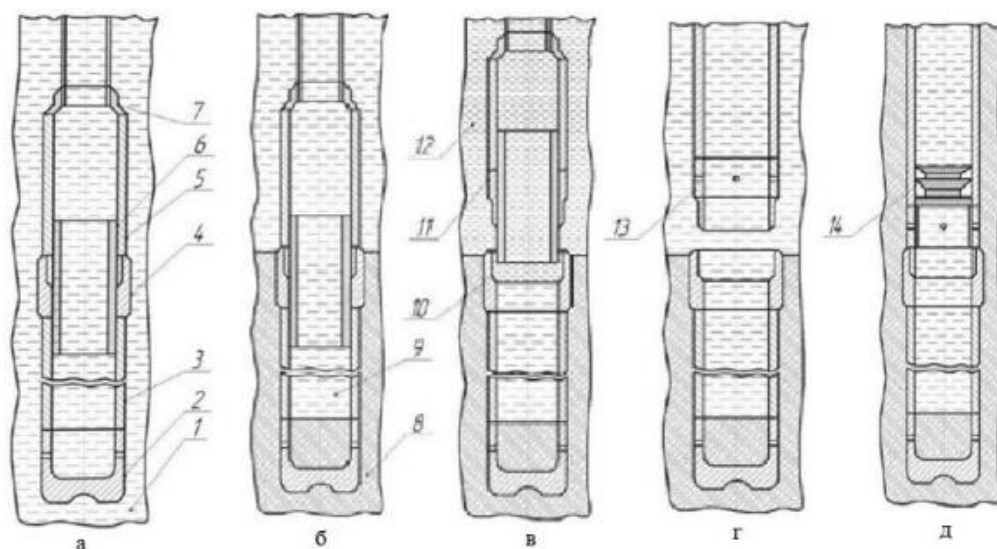


Рисунок 33 – Схема секционного спуска обсадной колонны:
 а – спуск нижней секции; б, в – цементирование нижней секции;
 г, д – спуск и цементирование верхней секции;

- 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 – цементировочная пробка

Схема спуска и цементирования верхней секции с помощью муфты ступенчатого цементирования представлена на рисунке 33. 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 цементировочной пробки, МСЦ и цементного моста. Затем производится опрессовка обсадной колонны для проверки ее герметичности.

3. Анализ направлений повышения эффективности спуска обсадных колонн

Аварии и осложнения, возникающие во время спуска обсадных колонн, занимают приблизительно 10% от общего числа аварий во время строительства скважин. Около 15% времени от ликвидации всех осложнений и аварий приходится на ликвидацию проблем, возникших во время спуска обсадных колонн. Во время подобных происшествий компании сталкиваются с непродуктивным временем, поломкой оборудования и потерей скважин. Перечисленные проблемы чреватые большими материальными потерями, поэтому перед компаниями, имеющими отношение к строительству скважин, остро стоит вопрос о повышении эффективности спуска обсадных колонн для минимизации влияния негативных факторов, сохранения оборудования, материальных средств и человеческих жизней.

В данной магистерской диссертации проанализированы общеиспользуемые и современные технологии и методы спуска обсадных колонн. Необходимо подвести итог проделанной работе и вынести наиболее подходящие рекомендации для всех рассмотренных ситуаций.

Самой частой аварией во время спуска обсадных колонн является прихват. Как было сказано выше, причиной является некачественная подготовка ствола скважины. Для данной проблемы в качестве наиболее подходящих решений были предложены:

- гидроструйная проработка ствола скважины;
- использование истирающего калибратора.

Гидроструйная проработка удаляет глинистую корку со стенок скважины, снижая возможность прилипания обсадной колонны, – дифференциального прихвата.

Использование истирающего калибратора помогает разминать и истирать неровности и уступы стенок скважины, что значительно повышает качество стенок и снижает вероятность осыпи неустойчивых песчаных, глинистых и аргиллитных пород, которые могут стать причиной

возникновения прихватов.

Наличие интервалов резкого изменения направления скважины также могут стать причиной прихвата колонны. Для предупреждения данной проблемы необходимо включить в технологическую оснастку скользящие центраторы, которые способны снизить силы трения колонны о скважину. Также в данной ситуации может помочь добавление в буровой раствор «сухой смазки». За счет снижения силы трения и момента на сдвиг значительно снижается вероятность возникновения прихвата.

Длительные остановки во время спуска обсадных колонн могут привести к возникновению дифференциального прихвата. Поэтому во избежание происхождения данной ситуации рекомендуется использовать систему спуска обсадных колонн Volant Tool компании Weatherford, которая позволяет увеличить скорость спуска обсадных колонн за счет быстрого возобновления циркуляции.

Второй по распространенности аварией является падение обсадной колонны в скважину. Для минимизации риска возникновения падения возможно также использовать ССОК, которая благодаря наличию клиньев минимизирует вероятность соскальзывания труб и позволяет нагружать инструмент до 90 тонн.

Некачественное свинчивание обсадных труб также может стать причиной падения части колонны в скважину. Большинство смазочных материалов, необходимых к нанесению перед каждым свинчиванием, могут вызывать налипание пыли и других абразивных материалов, разрушающие резьбу. Во избежание данной проблемы была придумана технология чистого свинчивания, основанная на применении антифрикционных покрытий, которые наносятся на резьбы на предприятии-изготовителе. Так как данная технология не требует применения резьбовых смазок, проблема плохого скручивания труб из-за абразивного износа резьбы перестает быть актуальной.

Довольно частой аварией является смятие обсадных труб,

возникающее из-за избыточных наружных давлений. Наиболее весомыми причинами является скорость спуска обсадной колонны и качество ствола скважины. Первую причину можно устранить с помощью использования ССОК, позволяющей увеличить скорость спуска, вторую – повышением качества ствола скважины с помощью гидроструйного способа проработки, либо истирающего калибратора. Также при спуске рекомендуются к использованию скользящие центраторы.

В наши дни на многих месторождениях проявляется высокая коррозионная активность, поэтому в качестве обсадных труб рекомендуется использовать алюминиевые обсадные трубы взамен стальных. Они практически не подвергаются коррозии, а их вес и стоимость значительно ниже.

Технология катодной защиты также может помочь в решении проблемы коррозионного износа обсадных труб. После подключения источника постоянного тока к обсадной колонне и смене полюсов в катодную область значительно снижается уровень коррозионного воздействия и, как следствие, увеличивается срок эксплуатации скважины.

Во время использования стальных труб значительно снижается качество геофизических исследований из-за их экранирующего эффекта. Решается данная проблема использованием стеклопластиковых или полимерных обсадных труб. Благодаря отсутствию экранирующего эффекта значительно повышается качество каротажа, а вес и себестоимость колонны снижается.

Чем меньше времени тратится на спуск обсадной колонны, тем меньше риск возникновения многих осложнений и аварий. В данном случае могут помочь обсадные трубы с выдавленными по их телу ребрами. Поскольку нет необходимости в снабжении таких колонн центрирующе-турбулизирующими устройствами, время на спуск колонны значительно снижается. Также в данном случае полезными окажутся центраторы-турбулизаторы, совмещающие в себе функции обоих устройств.

Значительной проблемой при спуске колонн в скважину с сильными искривлениями является желобообразование из-за недостаточной центровки колонн. Решением могут стать гидромеханические центраторы, способные обеспечить надежную и качественную центровку в интервалах с большими изменениями зенитных и азимутальных углов.

При наличии интервалов, несовместимых по бурению, может произойти множество осложнений и аварий. Чаще всего происходят полные и частичные поглощения промывочной жидкости. В таких условиях очень сложно регулировать эквивалентную циркуляционную плотность, и, если вовремя не решить данную проблему, могут произойти ГНВП. Для недопущения данных осложнений рекомендуется применить бурение на обсадной колонне, что значительно снизит время работ. Однако необходимо внимательно следить за скоростью спуска.

Для крепления глубоких скважин, а также изоляции интервалов с поглощениями рекомендуется применять секционный спуск обсадных колонн.

Спуск обсадных колонн в скважины с протяженными горизонтальными участками сопровождается возникновением большой силы трения колонны о стенки и сложностью доспуска колонны. Для того, чтобы было проще спустить колонну на проектную величину, необходимо применить спуск методом флотации, заключающемся в облегчении нижнего участка колонны.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. 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 талевого 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, центризатора, 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.

$$T_m = T_M^{1M} \cdot H, \quad (4)$$

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.; Н – 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.

$$n = \frac{H}{H_d}, \quad (5)$$

где n – нормативное количество долблений; H– количество метров в интервале, м; H_д– 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_с) 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.

$$T_c = T_c^{1C} \cdot \frac{N_c}{60}, \quad (6)$$

$$T_{\Pi} = T_{\Pi}^{1C} \cdot \frac{N_{\Pi}}{60}, \quad (7)$$

где T_с^{1С} и T_п^{1С} – 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.

$$T_H = T_H^{1T} \cdot N_H, \quad (8)$$

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.

$$T_{\text{пзр}} = T_{1\text{пзр}} \cdot n, \quad (9)$$

где $T_{1\text{пзр}}$ – 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.

$$T_{\text{пп}} = T_{1\text{пп}} \cdot N, \quad (10)$$

где $T_{1\text{пп}}$ – 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.

$$T_{\text{ср}} = T_{\text{сб}}^{1\text{св}} \cdot N_{\text{св}} \cdot N, \quad (11)$$

где $N_{\text{св}}$ – количество свечей; N – общее количество долблений; $T_{\text{сб}}^{1\text{св}}$ – 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

4.2. 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)

4.3. 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)
2	3	4
I. Подготовительные работы к строительству скважины		
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и др.	78 979	19856900
Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2295	577009
В т.ч. работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1401	352239
Техническая рекультивация	12192	3065313
Разборка при технической рекультивации	116	29165
Итого	93582	23528356
II. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж, перетаскивание	177954	44741195
Разборка и демонтаж	11351	2853868
В т.ч. работы, не учитываемые нормами зимнего Удорожания	192	48273
Итого	189497	47643336

Продолжение таблицы 5

	2	3	4
III. Бурение и крепление скважины			
	Бурение скважины	268643	67542223
0	Крепление скважины	249324	62685040
	Итого	517967	130227263
IV. Промыслово-геофизические работы			
1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 9 % от пункта III	44617	11217606
V. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
2	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4 % (ВСН-39-86 [4])	14539	3655395
3	Снегоборьба, 0,4% (ВСН-39-86 [4])	1083	272288
4	Эксплуатация котельной установки	31464	7910679
	Итого	47086	11838362
VI. Прочие работы и затраты			
5	Премии и прочие доплаты, 24,5%	302547	76066367
6	Вахтовые надбавки, 4,4%	54335	13660906

7	Добровольное страхование, 0,9%	11114	2794282
8	Топографо-геодезические работы	76360	19198431
9	Платежи за выбросы в атмосферу		1300
	2	3	4
0	Платежи за ущерб промысловым животным		4080
1	Платежи за воду		1025
2	Платежи за размещение отходов		722708
3	Авиатранспорт		3975314
4	Биологическая рекультивация	607	108523
	Итого	444963	116532936
5	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.

4.4. Сравнение материалов труб обсадной колонны

В основной части выпускной квалификационной работы были рассмотрены новейшие технологии применяемы при спуске обсадных колонн. Наиболее перспективными из них являются обсадных 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	Численность по штату (ед)	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения 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 34) и стоимости проведения работ

по спуску стеклопластиковых и стальных труб (рисунок 35), а также полимерных и алюминиевых обсадных труб (рисунок 36). 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.

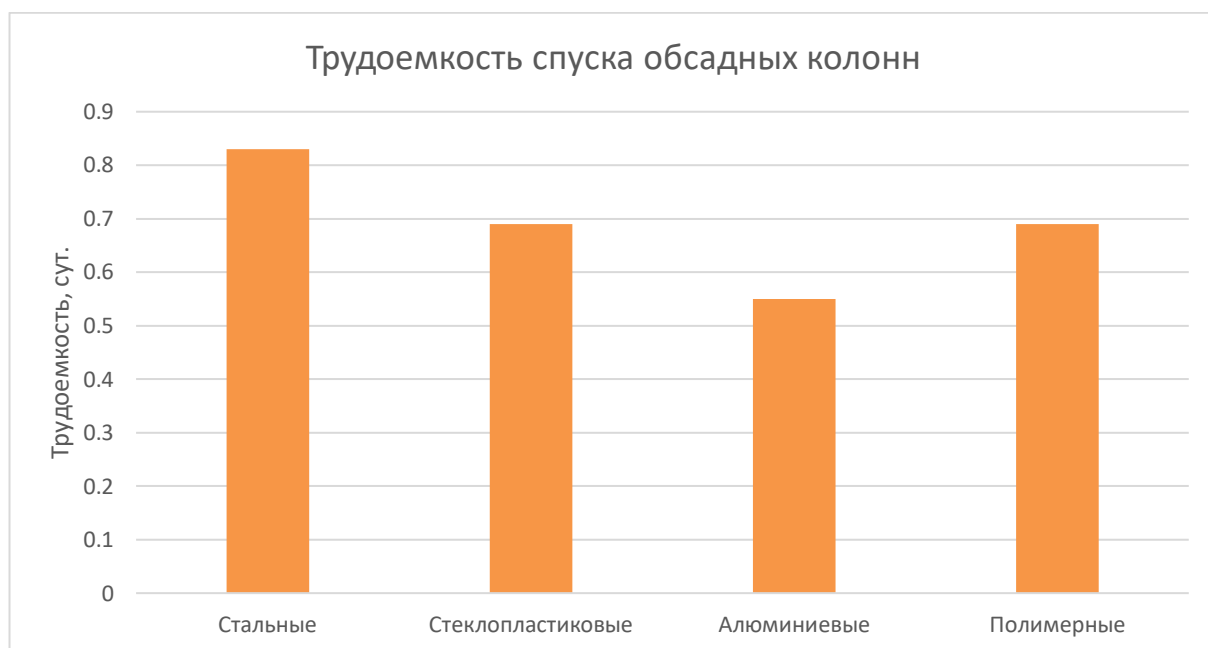


Рисунок 34 – Трудоемкость спуска обсадных колонн

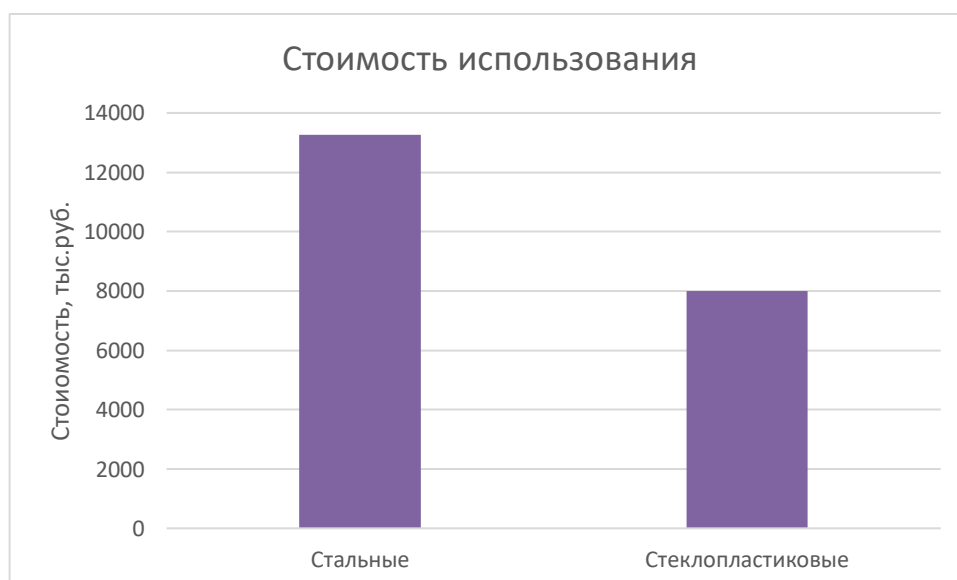


Рисунок 35 – Стоимость спуска стальных и стеклопластиковых обсадных труб

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.

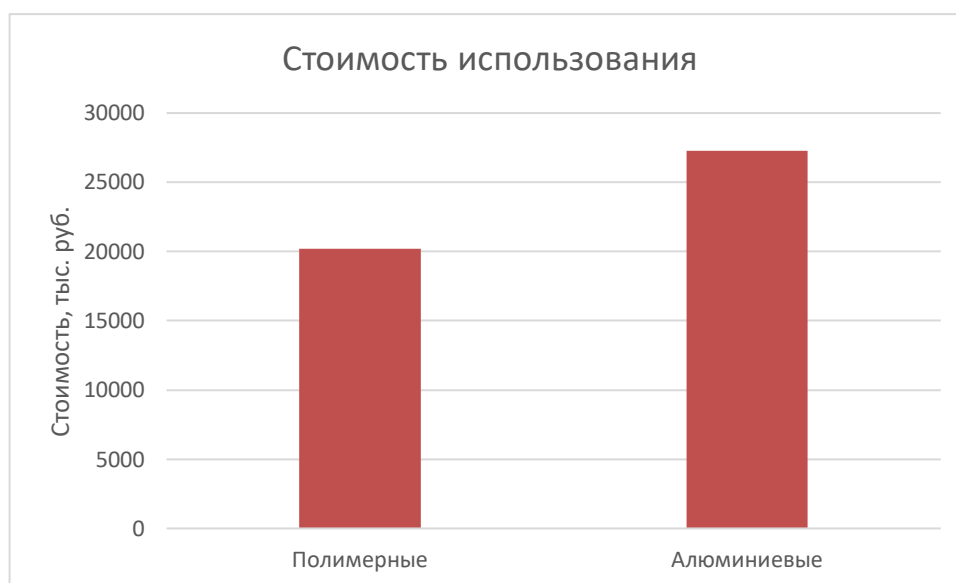


Рисунок 36 – Стоимость спуска полимерных и алюминиевых обсадных труб

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.

5. 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.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1. 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].

5.1.2. 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.

5.2. 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	
<ul style="list-style-type: none"> • бурение, спускоподъемные операции; • цементирование обсадной колонны; • освоение и испытания скважины. 	<ul style="list-style-type: none"> • 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; 	<ul style="list-style-type: none"> • пожаро - взрывоопасность; • повышенное значение напряжения в электрической цепи; • движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования. 	<ul style="list-style-type: none"> • 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]

5.2.1. 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 м² (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. Основным материалом 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
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 (CH₃OH) 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 влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

5.2.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Пожаробезопасность

В процессе бурения скважин пожарывозникают 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 внеплановых 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];.

5.3. 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].

5.3.1. Атмосфера

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

5.3.2. 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.

5.3.3. Литосфера

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами 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, химреакенты, 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].

5.4. 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.

Заключение

В ходе выполнения данной магистерской диссертации был проведен анализ направлений повышения эффективности спуска обсадной колонны

Для этого:

- рассмотрены самые распространенные аварии и осложнения;
- изучены наиболее вероятные причины их возникновения;
- проанализированы широко используемые технологии и методы спуска обсадных колонн;
- проанализированы современные технологические решения повышения эффективности спуска обсадной колонны.

Научная новизна работы заключается в разработке классификации предупреждения осложнений и аварий во время спуска обсадных колонн (приложения Б и В).

Практическая значимость работы заключается в возможности использования разработанной классификации компаниями-недропользователями и сервисными организациями на этапе проектных работ.

Спуск обсадной колонны – один из важнейших технологических процессов строительства скважины, поскольку крепление стенок скважины определяет прочность, устойчивость и герметичность скважины. Поэтому к данному этапу строительства скважины применяются особые требования, так как от качественного выполнения зависит не только материальное состояние компаний, проводящих данные работы, но и экологическая ситуация в регионе проведения, а также жизнь и здоровье работников.

Необходимо отметить, что с каждым годом добыча углеводородов становится все сложнее, поэтому необходимость разработки и внедрения новых технологических решений является острой проблемой для нефтегазовых компаний.

Список использованной литературы

1. Васильев В.Г., Ермаков В.И., Жабрев 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 полимернометаллических 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., 99 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 электронновычислительным 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 100 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)

Casing run-in-hole efficiency increasing directions analysis

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Аккуратов Иван Евгеньевич		

Руководитель:

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

Консультант–лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностранных языков	Гутарёва Н.Ю.	к.п.н		

Introduction

Humanity is at the post-industrial stage of the development of society, in which knowledge, information and innovation are of the highest importance. However, to ensure a high quality of life, various amenities are required, such as electricity, transportation, heating, and so on. All of these industries require energy to operate.

One of the main sources of energy today is fossil hydrocarbons: oil, gas and oil and gas condensate, the processing of which people get the necessary fuel. The extraction of hydrocarbons is a rather complex process, since the productive layers are most often located at a depth of several kilometers from the earth's surface. To access the deposits, it is necessary to carry out such technological processes as drilling a well, its construction and completion, as well as field development.

Each of these complex technological processes requires proper control and a large amount of equipment to ensure the success of a particular operation and the entire process as a whole and to avoid negative environmental impact or reduce this impact as much as possible.

After drilling the well, it must be strengthened to prevent the collapse and shedding of the walls, as well as to isolate the well equipment from the corrosive effects of reservoir fluids and the formation itself from contamination with drilling fluid. For these purposes, casing pipes are used in the construction of wells.

Due to the fact that casing strings, along with cement stone, determine the strength, stability and tightness of the well, these elements of the well are subject to special requirements and special attention is paid at all technological stages: the manufacture of casing pipes, their transportation, connection, run in hole, operation and repair.

During the run in hole of casing strings in the traditional way, as well as during other technological processes, problems arise that are fraught with unproductive time and material losses, consisting in equipment failure, violation of reservoir properties of the reservoir, and so on.

Every year, companies impose more and more stringent requirements on the result of the work done. Therefore, it is necessary to modernize the technology of casing run in hole, which will minimize the risks of complications and accidents and will increase efficiency.

In this master's thesis, an analysis of the ways to improve the efficiency of casing run in hole will be carried out, on the basis of which recommendations will be made to prevent, solve or reduce the impact of casing run in hole problems with the use of new technologies.

Commonly used casing run in hole technology

Casing pipe preparation

After the production of the pipes, a visual inspection is carried out at the manufacturer, including an external inspection and a thread check. It is also necessary to measure the pipe and conduct a template to confirm its compliance with the regulatory values. Then the pipe is pressed with a pressure exceeding the expected internal critical pressure. The pipe is considered suitable if the pressure drop does not exceed the critical values during pressing. If the pipe is suitable, a special transport lubricant is applied to the threads and protective caps are screwed on to prevent damage to the threads during storage and transportation.

At the drilling site, pipes sorted by steel grade and pipe wall thickness are stored on racks. When moving the casing pipes on the drilling site, it is forbidden to drag them and drop them to avoid damage. In the case of long-term storage of pipes or the absence of a manufacturer's certificate of hydraulic testing, it is necessary to conduct them in a specially equipped pressure testing room built on the drilling rig. Also, before the run in hole, it is necessary to repeat the visual control of the state of the pipe body and threads and the templating of the internal diameter. To replace pipes that have not passed the test, the drilling site must have a supply of them equal to 5% of the length of the string. Pipes that have passed the control are measured along the length to make up the casing string measure and are laid in the order of their run in hole [6].

Preparation of the borehole

Before lowering the casing strings, it is necessary to make a template or study of the wellbore with a special layout without a VZD and a telesystem with the required rigidity, close to the rigidity of the casing string, the layout used during drilling, or an abrasive calibrator that combines the processes of template and study. During the drilling of the last intervals, lubricating packs are introduced into the flushing fluid to facilitate the passage of the casing string.

After preparing the wellbore, it is necessary to prepare the equipment and personnel for direct run in hole. At this stage, a spare drilling sleeve, small tools

and consumables are prepared 2–3 days before the work is carried out. The staff cleans the work site, removes tools from the rotary platform that are not required for lowering the casing, prepares the key for screwing up the casing with a torque meter and a welding machine, checks the presence and compliance of the shoe, code, template, sealing lubricant, provides a supply of drilling mud and technical water. The components and details of the drilling rig are checked, and in case of compliance, an act of readiness of the drilling rig for run in hole is drawn up. The grouting fleet prepares the required amount of grouting materials and equipment per day according to the cementing program [10].

Casing run in hole

When the next pipe is fed to the rotary table, the safety caps are removed from its threads, and the threaded connections are templated and lubricated. Casing strings are screwed to the torque meter with a special wrench – Weatherford or GKSH. 5-10 coupling joints of the bottom of the casing string are welded or lubricated with a special glue. The run in hole speed is maintained in the region of 0.3-0.8 mps and decreases as the shoe descends [6].

During the run in hole of the column, its weight is continuously recorded. Every 50-100 m, the washing liquid is topped up in the column, and pacing is used if necessary. The staff makes sure that the column is not left without movement and circulation for a long time. It is also necessary to monitor the level of the solution in the receiving tanks.

After the casing string is lowered to the required depth, the final flushing of the well is performed, during which the cementing equipment is tied. Then the column is cemented under tension – the column is not placed on the bottom face [1].

Complications during the run in hole of casing strings

A complication is a violation of the well construction process that occurred in compliance with the requirements of the technical design, requiring immediate and effective measures to eliminate it in order to continue the construction process [7].

During the run in hole of casing strings, complications may occur, the main of which are:

- Borehole instability;
- Drilling mud absorption;
- Gas and oil-water phenomena (IWCF);
- Tacks of the casing string in an unsettled borehole.

Since there is no consensus on the correctness of attributing tacks to accidents or complications, this concept will be discussed in more detail in paragraph 1.3.1. "Tacks of casing strings" of section 1.3. " Accidents during the run in hole of casing strings.

Borehole instability

The main types of complications that characterize the instability of the borehole are:

Scree and collapses of rocks composing the borehole;

- Gutter Formation;
- Rock swelling;
- Dissolution of salt deposits;
- Thawing of permafrost.

Complications in the form of non-passage and tool grabs, long workings of the wellbore, landings or jams of the casing string during run in hole and unsuccessful cementing of the well are the consequences of a violation of the stability of the well walls, expressed in a violation of the cross-section of the well, the formation of cavities and narrowing of the trunk into the well due to the viscoplastic flow of rocks [3].

Experience in the construction of wells in chemogenic rocks shows that the stability of the well walls is influenced by the following factors:

- Thickness and depth of salt rocks;
- Features of their structure;
- Lithological and mineralogical composition of salts;
- Physical and chemical properties of rocks;

- Formation slope angles;
- Matching the type and parameters of the drilling mud to the rocks;
- The time when the borehole is in the open state before the casing is lowered.

lowered.

This type of complication is most common in formations with clay and salt deposits. Figure 1 shows a diagram of the distribution of complications associated with the instability of the wellbore on the example of the Khafji oil field in Saudi Arabia.

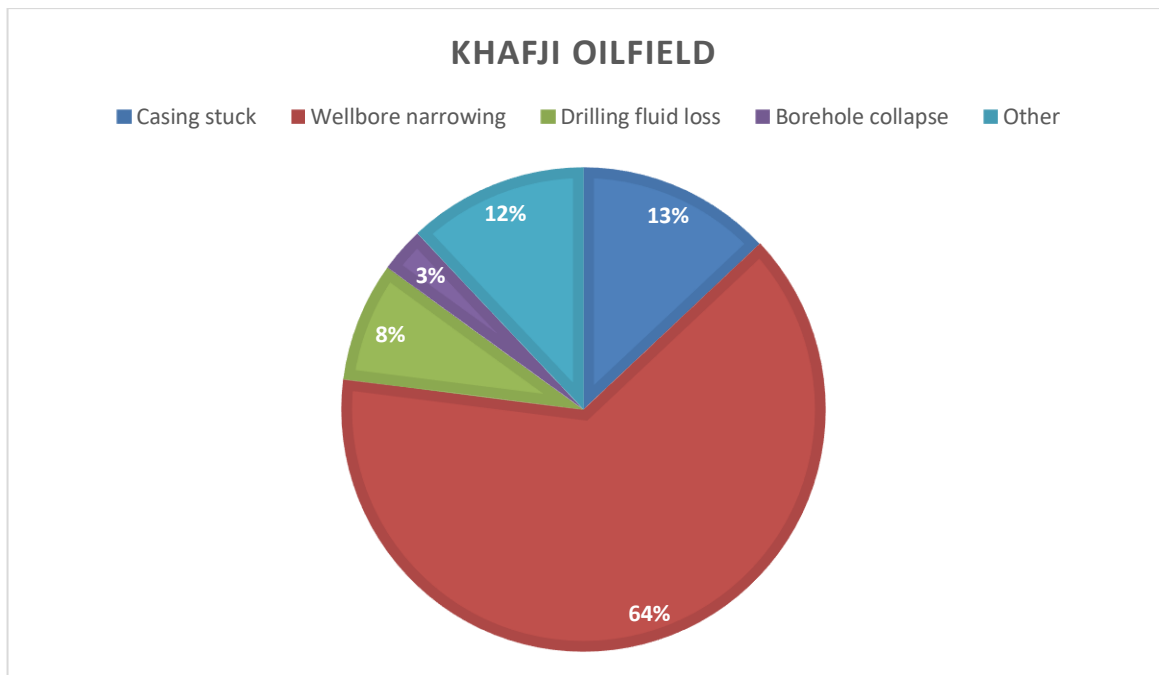


Figure 1 - Diagram of the distribution of complications due to the instability of the wellbore at the Khafji oilfield

Due to the complexity of accidents and complications associated with the instability of the wellbore, the large time and money spent on their elimination, special attention should be paid to their prevention.

Drilling mud absorption

Drilling fluid uptake is a complication in a well that manifests itself in a partial or complete loss of drilling fluid circulation. Occurs when there are communicating channels in the formation, as well as when the equilibrium is disturbed:

- The sum of the hydrostatic pressure of the fluid in the well and the hydrodynamic pressure required to overcome the hydraulic resistances in the well;

- The sum of reservoir pressure and pressure losses on hydraulic resistances [2].

In general, this condition can be expressed by the formula:

$$P_{HS} + P_{HD} > P_r + P_l$$

The factors that influence the occurrence of drilling mud absorption are divided into 2 groups:

- Geological;
- Technological.

Geological factors of drilling mud absorption include:

- Type of absorbing layer;
- Power and depth of the absorbing layer;
- Insufficient resistance of rocks to hydraulic fracturing;
- Formation pressure and reservoir fluid characteristics;
- Landslides, hydraulic fractures, reservoir water flows, and so on.

Technological factors of drilling mud absorption include:

- Volume and parameters of the washing liquid;
- Speed of descent and lifting operations;
- Technical equipment.

Rocks containing a large number of caverns, karst voids, large tectonic and non-tectonic disturbances, as well as in areas of abnormally low reservoir pressure are most susceptible to solution absorption.

Signs that characterize the absorption of drilling mud during the descent of casing strings are divided into:

- Direct:
 - Reducing the flow rate of drilling fluid at the outlet;
 - Reducing the level of drilling fluid in the receiving tanks;
- Indirect:
 - Deterioration of sludge removal;
 - Jamming of the column due to the accumulation of sludge.

The absorption of drilling mud leads to significant material losses. In

addition to the loss of the solution itself, the reservoir properties of the reservoir are violated, which will subsequently affect the well flow rate. Also, the absorption can lead to a dangerous situation – IWCF, which, in case of untimely liquidation, can lead to an accident at the well, which entails large material losses and a threat to the life and health of workers on the drilling site.

All these factors allow us to conclude that when the drilling fluid uptake is detected, the drilling team should take immediate measures to stop it.

Oil-gas-water showings and its causes

Oil-gas-water showings – equipment-controlled release of reservoir fluid. OGWS are divided into three types, according to the state of the fluid substance: gas, oil, and oil-gas occurrences. The most dangerous type is gas phenomena, since the gas is able to penetrate into the well and form gas bundles, which, while maintaining the initial pressure, float in the column of liquid, displacing it. Oil occurrences develop longer than gas ones, the main difficulty lies in the removal of the fluid flowing out of the well from the mouth.

The occurrence of OGWS in the well significantly affects the technological process due to the pressure of the outgoing fluid and changes in the properties of the washing liquid, and therefore requires immediate elimination.

OGWS occurs when the hydrostatic pressure in the well drops and becomes lower than the reservoir pressure:

$$P_r > P_{HS}$$

Causes of OGWS:

- Incorrect actions when creating the pressure of the working solution;
- Drilling mud absorption;
- Insufficient drilling fluid density due to incorrect calculation, or the flow of well water or gas into the drilling fluid;
- Incorrect actions during lifting and lowering operations;
- Development of reservoirs with a high content of water and gas;
- Damage to the borehole.

It is relatively easy to distinguish OGWS. There are several main signs:

An increase in the volume of the washing liquid in the circulation system;

- Significant increase in drilling speed due to reduced friction;
- The presence of a constant gas flow in the liquid;
- Reducing the working fluid density;
- Pressure change on drilling pumps;
- Increase the flow rate of the flushing fluid.

In the event of a OGWS, it is necessary to take urgent measures to eliminate them. It is necessary to stop the production of oil from the problem well and its adjacent wells. The drilling team should then seal the wellhead, bore, and channel, informing management. After that, a special team is called to eliminate the OGWS. Elimination is carried out with the help of special equipment that allows the descent of drilling equipment into the well under high pressure conditions. The pressure in the borehole must be aligned with the reservoir pressure, or exceed it.

Accidents during the descent of casing strings

Accidents during the construction of a well are called breakdowns and abandonment of parts of drill and casing strings, rock-breaking tools, downhole motors, loss of mobility of the pipe string, as well as the fall of foreign objects into the well[7]. The main causes of accidents are:

- Non-compliance with the approved drilling regime;
- Drilling equipment malfunction;
- The human factor;
- Industrial defects in equipment and pipes;

Accidents with descending casing strings are divided into 3 main types:

- Casing hooks;
- Casing drop;
- Crumpling of casing pipes.
- Casing stuck

Casing stuck – loss of casing mobility due to various reasons. It is one of the most frequent accidents (complications) in the process of well construction.

The main reasons for the occurrence of tacks:

- Direct contact of a part of the casing string with the well wall at a pressure drop in permeable formations;
- Sudden change in hydraulic pressure caused by ejection, fluid occurrence, or absorption;
- Narrowing of the trunk caused by a collapse or outflow of rocks;
- Casing jamming in gutters;
- Stopping the circulation of drilling mud, causing the sedimentation of the drilled rock particles;
- Borehole curvature;
- Power failure or engine failure.

The most common types of stuck:

- Sticking of the casing string to the clay crust deposited on the walls of the well due to the difference in hydrostatic and reservoir pressure;
- Landing due to the formation of oil seals formed from the torn crust from the walls of the well;
- Jamming of the casing string due to narrowing or bending of the barrel;
- Catching unstable rocks.

During the descent of the casing string, its weight is continuously recorded: a decrease in its weight signals a landing, which is one of the signs of a stuck that must be eliminated urgently.

Casing drop

Falling casing pipes during the descent of the column may occur for the following reasons:

Casing pipe breakage;

- Malfunction of lifting and lowering equipment, such as elevators, wedges, and so on;
- Opening of the elevator due to the presence of ledges in the well.

Casing pipe breakage is possible both on the body of the pipes and on the

places of their connections – threads and welds. The main causes of pipe breakage:

- Poorly cut pipe thread;
- Misalignment of thread axes when screwing them up;
- Exceeding tensile loads;
- Application of an abnormal moment of force when twisting pipes;
- Mismatch of threads and couplings of twisted pipes.

Crumpling of casing pipes

Crumpling of casing pipes – deformation of pipes due to mechanical or hydraulic action from the outside.

The main reasons for the collapse of the casing pipes:

- not enough of working fluid in the casing during the descent;
- excessive unloading of the column on the face.

When the casing is lowered into the well, the formation pressure acts on its body from the outside, which tends to "crush" it [9]. To prevent the collapse of the column during the descent, it is necessary to fill it with a working fluid, which, with its hydrostatic pressure, will prevent the collapse of the column by the reservoir pressure from the outside:

$$P_{out} = P_{HS} \quad (7)$$

When the casing is lowered, its cementing must be carried out under tension, without placing it on the bottom face. However, in case of erroneous calculations, there may be situations when the column rests against the face and experiences stresses of its weight, which can also deform the column [9].

Deformed parts of the casing are a serious problem, because in this case, the diameter of the pipe passability is significantly reduced. Therefore, this emergency situation requires immediate intervention.

Classic prevention of complications and accidents during the descent of the casing

Technological solutions for the prevention of complications and accidents during the descent of the casing

At the manufacturing plant, the appearance and compliance of the pipes

with the nominal geometric parameters are carefully checked, their templating and crimping are performed. If the thread tests are successful, grease must be applied to the threads and the protective caps must be screwed in to prevent them from being damaged during the storage and transport of the pipes. When transporting and receiving pipes, it is forbidden to throw them in order to avoid deformation. In the absence of a test certificate for the pipes, or if necessary, the procedures carried out earlier can be repeated on the drilling site in a specially equipped place.

Before lowering the casing string, it is necessary to determine the complication intervals – the intervals in which, during the movement of the drill string and geophysical probes, cavernometry and inclinometry data revealed narrowing of the trunk or ledges that can lead to the landing of the casing string during its descent.

To prevent shedding of the walls of the well and jamming of the column during the descent, it is necessary to template the wellbore with a layout without a screw downhole motor and a telesystem with a stiffness close to that of the casing itself. If the landing and tightening of the drill string and geophysical probes are significant, it is necessary to study the wellbore.

Before the direct connection of the pipes, in order to avoid reducing friction and increasing tightness, sealing materials are applied to the threads:

- lubricants;
- teflon tape.

Next, the casing strings are screwed with a key with a torque meter. The moment when screwing up the pipes must be controlled to avoid thread failure or insufficient moment for a tight connection, as this can lead to the fall of a part of the casing pipes. The torque during screwing should increase smoothly and make up 70–150% of the average value, otherwise the drilling team tries to eliminate the defect, and in case of impossible elimination rejects the pipe [1]. In order to prevent unscrewing and falling, 5–10 coupling joints of the bottom of the column are welded or glued together.

Before the casing is lowered into the drilling fluid, it is possible to

introduce lubricant packs that facilitate the passage of the column along the wellbore.

When lowering the column into a well composed of unstable rocks and plastic clays, it is necessary to use inhibited drilling fluids. The use of solutions of this type can significantly reduce the intensity of the transition of rock into drilling mud, as well as increase the stability of the well walls and reduce the likelihood of rock swelling.

To prevent absorption during the descent of the casing string into the well, it is necessary to carefully monitor the hydrostatic pressure of the flushing fluid column in the well and, if necessary, adjust its rheological and thixotropic properties. In the presence of potential absorption zones, colmatation and blockage of the near-trunk zone of the formation can be performed, as well as the introduction of fillers [2].

The rate of descent of the casing string is an important technological parameter. Too high a speed can lead to landing and snapping of the casing string, as well as damage to the technological equipment. Also, too fast descent of the column can create a large hydraulic pressure, which can lead to contamination of the productive layers. Therefore, this speed is kept within the range of 0.3-0.8 m / s, reducing as the shoe of the column descends [1].

Technological equipment for the descent of casing strings

Column shoe

To protect against damage to the bottom of the casing string, to give it rigidity and direction of the pipes along the wellbore during its descent, a special device is used – a column shoe, which is a thick-walled steel pipe that is attached to the first pipe on a thread, or by welding. The lower end of the shoe can be equipped with a guide plug (Figure 2), which can be made of various easily drilled materials to ensure further technological processes.

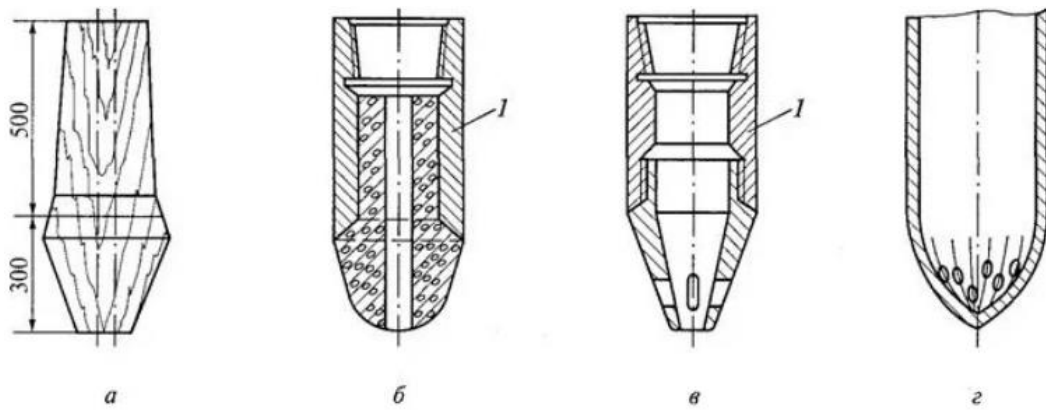


Figure 2 – Shoe guide plugs:
a – wooden, b – concrete, c – cast iron, d – steel (spider);
1 – shoe body

By design, the shoes are divided into 3 types (Figure 3).

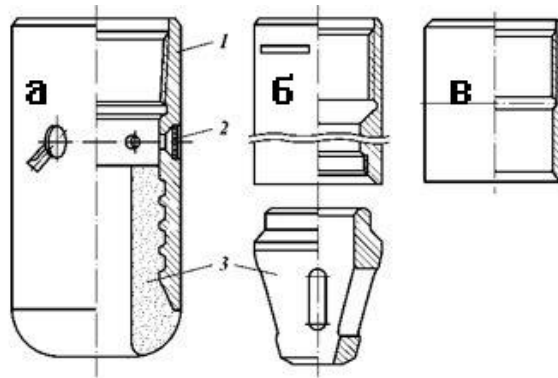


Figure 3 – Design types of shoes:
a – type BCM (BKB), b – type BP, c – type B;
Shoe elements:

1 – housing, 2 – plug, 3 – guide plug

Features of the types of shoes:

- BCM type: consists of a body with an all-in-one nozzle formed in it from a mixture of grouting cement and sand;
- PSU type: the guide plug is screwed into the shoe;
- Type B: there is no guide plug, instead there is a chamfer [5].

Check valve

Check valves for the descent of casing strings are designed for:

- to prevent backflow of drilling fluid into the column from the backwater space;
- to prevent fluid from entering the column during GNVP;

- for automatic filling of the descending casing string with drilling fluid from the well without overflowing it from the string to the mouth (for certain valves).

According to the principle of operation, check valves are divided into 3 types:

- blind – no liquid entering the casing during descent;
- differential – periodic filling of the column with liquid when a pressure drop occurs between the column and the annulus without reverse circulation;
- throttling – constant filling of the column with liquid during descent with the possibility of flushing the well with reverse circulation.

Consider the principles of operation of widely used check valves.

The main elements of the poppet check valve are shown in Figure 4.

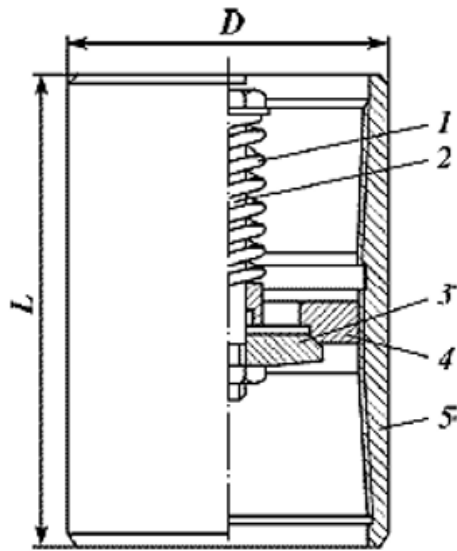


Figure 4 – Poppet check valve:
1 – spring, 2 – stem, 3 – plate, 4 – seat, 5 – body

Under the influence of the pressure of the liquid pumped through the valve, the plate 3 moves away from the seat 4. After the liquid supply is stopped, the plate 3 returns to its original position under the action of the spring 1, pressing tightly against the seat 4, preventing the liquid from rising into the column. Among the disadvantages of valves of this type, we can note the low reliability.

References

1. Vasiliev V. G., Ermakov V. I., Zhabrev I. P.: Technological equipment, - Moscow: Nedra, 2004 – - 375 p.
2. Usachev A. S. Drilling rig and its components – - Moscow: 2017. - 183 p.
3. Akhmedsafin S. K. All about casing pipes. Tyumen, TSOGU, 2013. - 23 p.
4. Improving the tightness of threaded connections: Ed. by D. Yu. Kryanev, S. A. Zhdanov. // - M.: JSC "VNIIneft", sb. nauch. Tr. Issue No. 148,2013, 187 p.
5. V. V. Dmitruk, V. V. Vorobyov, E. P. Mironov, A. Yu. Gorlach, R. F. Sharafutdinov, V. P. Tyurin, D. G. Fateev, A. S. Samoilov. Review of technological equipment // Oil industry, 2017, No. 2, pp. 56-63.
6. Technologies of casing descent: Ed. by D. Yu. Kryanev, S. A. Zhdanov. // - M.: JSC "VNIIneft" sb. nauch. Tr. Issue No. 146, 2012, 152 p.
7. Yakimov I. E.: Improvement of well fastening technologies / Laperdin A. N., Kustyshev A.V., Marchenko A. N., Kryakvin D. A. // Obz. inform. Ser.: Geology, drilling, development and operation of gas and gas condensate fields. - M.: IRC "Gazprom", 2008, - 84 p.
8. Gasinov A. P. Emergency recovery work in oil and gas wells, Moscow: Nedra, 2001-182 p.

Приложение Б

Таблица 12 – Рекомендации по выбору технологических решений для спуска обсадных колонн

Аварии и осложнения	Причины возникновения осложнений и аварий	Способы предупреждения
<ul style="list-style-type: none">• прихват обсадной колонны;• недоспуск обсадной колонны до проектной глубины.	<ul style="list-style-type: none">• неустойчивые горные породы;• некачественная подготовка ствола скважины;• длительные остановки;• интервалы с резкими зенитными и азимутальными углами.	<ul style="list-style-type: none">• гидроструйная проработка ствола скважины;• использование истирающего калибратора;• использование скользящего центратора;• использование гидромеханического центратора;• включения в состав бурового раствора сухой смазки;• применение ССОК;• спуск обсадной колонны с помощью метода флотации;• бурение на обсадной колонне;• секционный спуск обсадной колонны;• использование полимерных обсадных труб.

Продолжение таблицы 12

Аварии и осложнения	Причины возникновения осложнений и аварий	Способы предупреждения
<ul style="list-style-type: none"> • падение обсадных труб в скважину. 	<ul style="list-style-type: none"> • неисправность спуско-подъемного инструмента; • некачественное свинчивание обсадных труб; • некачественная резьба обсадных труб; • использование обсадных труб с заводским браком; • деформация резьбы из-за трения. 	<ul style="list-style-type: none"> • применение ССОК; • использование технологии чистого свинчивания.
<ul style="list-style-type: none"> • смятие обсадной колонны. 	<ul style="list-style-type: none"> • высокое наружное избыточное давление; • неустойчивые горные породы; • посадки обсадной колонны при спуске; • чрезмерная разгрузка на забой. 	<ul style="list-style-type: none"> • гидроструйная проработка ствола скважины; • использование истирающего калибратора; • включение в состав бурового раствора сухой смазки; • применение ССОК; • наплавление покрытия на обсадные трубы; • применение секционного спуска обсадной колонны.

Продлжение таблицы 12

Аварии и осложнения	Причины возникновения осложнений и аварий	Способы предупреждения
<ul style="list-style-type: none"> • недобуривание скважины до проектной глубины. 	<ul style="list-style-type: none"> • несовместимые интервалы по условиям бурения; • интервалы поглощения. 	<ul style="list-style-type: none"> • бурение на обсадной колонне; • применение секционного спуска обсадной колонны.
<ul style="list-style-type: none"> • увеличение материальных и временных затрат. 	<ul style="list-style-type: none"> • большое количество элементов технологической оснастки; • интервалы с резкими зенитными и азимутальными углами. 	<ul style="list-style-type: none"> • использование труб с выдавленными ребрами; • использование центраторов-турбулизаторов; • использование гидромеханического центратора.

Приложение В

Схема 1 – Способы предупреждения осложнений и аварий во время спуска обсадных колонн

