

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



Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
 Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных
 горно-геологических условиях»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Совершенствование технологии и техники крепления нефтяных и газовых скважин

УДК 622.245.1-048.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Русанов Василий Геннадьевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения социально- гуманитарных наук	Жаворонок А.В..			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Задорожная Т.А.	к.ф.н.		

По разделу, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностраннных языков	Болсуновская Л.М.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ООП	Ковалев А.В.	к.т.н		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

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

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



Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
 Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Ковалев А.В.
 (Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
 в форме магистерской диссертации

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2БМ6Д	Русанов Василий Геннадьевич

Тема работы:

Совершенствование технологии и техники крепления нефтяных и газовых скважин	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования – технологии и техники крепления нефтяных и газовых скважин. Область применения – бурение нефтяных и газовых скважин, различной траектории и профиля.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Современное состояние технологии и техники крепления нефтяных и газовых скважин 1.1. Способы цементирования скважин 1.1.1. Прямое одноступенчатое цементирование 1.1.2. Прямое двухступенчатое цементирование 1.1.3. Прямое манжетное цементирование 1.1.4. Прямое манжетно-селективное цементирование 1.1.5. Обратное цементирование 1.1.6. Цементирование встречными потоками 1.2. Наземная цементировочная техника

	<p>1.2.1. Цементи́ровочный агрегат</p> <p>1.2.2. Цементно-смесительные машины</p> <p>1.2.3. Блоки манифольда</p> <p>1.2.4. Станция контроля процесса цементирования скважин</p> <p>1.2.5. Обвязка цементи́ровочной техники</p> <p>1.3. Технологическая оснастка обсадных колонн</p> <p>1.3.1. Башмаки</p> <p>1.3.2. Обратные клапаны</p> <p>1.3.3. Центраторы</p> <p>1.3.4. Турбулизаторы</p> <p>1.3.5. Скребки</p> <p>1.3.6. Разделительные пробки</p> <p>1.3.7. Цементи́ровочные головки</p> <p>1.3.8. Муфты ступенчатого цементирования</p> <p>1.3.9. Пакеры</p> <p>2. Анализ современных направлений совершенствования технологии и техники закачивания скважин</p> <p>2.1. Метод флотации</p> <p>2.2. Бурение на обсадной колонне</p> <p>2.2.1. Классификация признаков систем БОК</p> <p>2.3.2. Бурение на хвостовике</p> <p>2.3. Снижение сил трения при спуске ОК</p> <p>2.3.1. Опыт применения «Сухой смазки»</p> <p>2.3.2. Совершенствование элементов технологической оснастки</p> <p>3. Совершенствование конструкции башмаков обсадных колонн</p> <p>3.1. Анализ динамики патентования</p> <p>3.2. Анализ конструкции башмаков</p> <p>3.3. Разработка и совершенствование конструкций башмаков обсадных колонн</p> <p>Социальная ответственность</p> <p>Производственная безопасность</p> <p>Экологическая безопасность</p> <p>Разработка мероприятий по охране окружающей среды</p> <p>Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Необходимость в графических материалах отсутствует</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Ассистент, Жаворонок Анастасия Валерьевна</p>

Социальная ответственность	Старший преподаватель, к.т.н., Задорожная Татьяна Анатольевна
Часть на иностранном языке	Доцент, к.ф.н. Болсуновская Л.М.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Overview of the advances in casing drilling technology	

Дата выдачи задания на выполнение магистерской диссертации по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Русанов Василий Геннадьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Русанов Василий Геннадьевич

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление	«Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на оборудование для установки хвостовиков в наклонно-направленных скважинах и постпродажное сервисное обслуживание
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ТУ 14-161-163-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка перспективности использования устройств подвесок хвостовиков и сопутствующего сервисного сопровождения, предоставляемого отечественными нефтесервисными компаниями
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление плана проекта с учетом необходимых временных, трудовых затрат и соответствующих рисков
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка эффективности применения устройств подвесок хвостовиков и сопутствующего сервисного сопровождения отечественных производителей по сравнению с зарубежными аналогами

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Жаворонок Анастасия Валерьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Русанов Василий Геннадьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Русанов Василий Геннадьевич

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	Объект исследования – технологии и техники крепления нефтяных и газовых скважин. Область применения – бурение нефтяных и газовых скважин, различной траектории и профиля.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность	<p>– Анализ выявленных опасных и вредных факторов на буровой установке (действие факторов на организм человека, приведение допустимых норм с ссылками на нормативные документы, меры предосторожности):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; 3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 4. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 5. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 6. Повышенный уровень вибрации; 7. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.
2. Экологическая безопасность:	<p>– Анализ природной среды, подвергающейся воздействию от работы буровой установки:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Земля и земельные ресурсы • Лес и лесные ресурсы.

	<p>Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. Лесные пожары. Оставление недорубов, захламление лесосек.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Вода и водные ресурсы. <p>Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды). Загрязнение бытовыми стоками.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Недра • Воздушный бассейн • Животный мир <ul style="list-style-type: none"> – Оценка предполагаемого вредного воздействия – Природоохранные мероприятия
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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. 	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень наиболее опасных производственных чрезвычайных ситуаций в нефтегазовом комплексе: <ul style="list-style-type: none"> • Пожары • Открытые фонтаны – Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС – Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Права и обязанности Работника в сфере бурения нефтяных и газовых скважин (трудовые нормы, поощрения, меры безопасности на объекте, запреты и др.)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Русанов Василий Геннадьевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: магистратура
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года
 Форма представления работы: магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения магистерской диссертации

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
1 марта 2018	1.Проведение литературного обзора.	25
1 апреля 2018	2.Анализ современных достижений в технологии и техники крепления скважин, сбор информации.	20
3-7 апреля 2018	3.Промежуточная аттестация выполнения диссертации в виде доклада на Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых им. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».	5
15 мая 2018	4. Обобщение производственного опыта крепления нефтяных и газовых скважин и литературных данных	40
20 мая 2018	5. Формулировка выводов и рекомендаций	5
01 июня 2018	6. Предварительная защита диссертации	5

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 121 с., 45 рис., 14 табл., 42 литературных источников, 1 прил.

Ключевые слова: цементирование, башмак, обратный клапан, центратор, турбулизатор, скважина.

Объектами исследования являются технологии и техники крепления нефтяных и газовых скважин.

Цель работы – анализ технологии крепления скважин и поиск возможных путей совершенствования технологии и техники.

В результате исследования предложены две новые конструкции колонных башмаков.

Область применения: крепление и нефтяных и газовых скважин.

Содержание

Введение	14
1. Современное состояние технологии и техники крепления нефтяных и газовых скважин	15
1.1. Способы цементирования скважин	15
1.1.1. Прямое одноступенчатое цементирование	16
1.1.2. Прямое двухступенчатое цементирование	18
1.1.3. Прямое манжетное цементирование	20
1.1.4. Прямое манжетно-селективное цементирование	21
1.1.5. Обратное цементирование	22
1.1.6. Цементирование встречными потоками	23
1.2. Наземная цементировочная техника	24
1.2.1. Цементировочный агрегат	24
1.2.2. Цементно-смесительные машины	25
1.2.3. Блоки манифольда	28
1.2.4. Станция контроля процесса цементирования скважин	1
1.2.5. Обвязка цементировочной техники	2
1.3. Технологическая оснастка обсадных колонн	4
1.3.1. Башмаки	5
1.3.2. Обратные клапаны	7
1.3.3. Центраторы	9
1.3.4. Турбулизаторы	11
1.3.5. Скребки	13
1.3.6. Разделительные пробки	14
1.3.7. Цементировочные головки	15

1.3.8. Муфты ступенчатого цементированя	16
1.3.9. Пакеры	17
2. Анализ современных направлений совершенствования технологии и техники закачивания скважин	18
2.1. Метод флотации	19
2.2. Бурение на обсадной колонне	21
2.2.1. Классификация признаков систем БОК.....	22
2.3.2. Бурение на хвостовике	23
2.3. Снижение сил трения при спуске ОК	28
2.3.1. Опыт применения «Сухой смазки»	29
2.3.2. Совершенствование элементов технологической оснастки	34
3. Совершенствование конструкции башмаков обсадных колонн	45
3.1. Анализ динамики патентования	46
3.2. Анализ конструкции башмаков	48
3.3. Разработка и совершенствование конструкций башмаков обсадных колонн	53
Выводы	56
Список литературы	84

Введение

На сегодняшний день практически все легкодоступные месторождения нефти и газа в России уже разработаны. Современные реалии диктуют необходимость поиска, разработки и применения новых технологий, способствующих снижению денежных и временных издержек на всех этапах строительства скважины. В частности, на стадии крепления.

Этап крепления скважины является одним из самых важных. К спуску колонны и цементированию приковано особое внимание из-за высокой вероятности возникновения осложнений и аварий. От эффективности и качества выполнения данного этапа зависит дальнейшее время эксплуатации скважин.

Актуальность проблемы определяется необходимостью совершенствования технологии и техники крепления нефтяных и газовых скважин.

Цель работы: Анализ технологии крепления скважин и поиск возможных путей совершенствования технологии и техники.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- рассмотреть современное состояние технологии и техники крепления нефтяных и газовых скважин;
- проанализировать современные направления совершенствования технологии и техники крепления скважин;
- выбрать направление для более глубокого анализа. Произвести анализ.

1. Современное состояние технологии и техники крепления нефтяных и газовых скважин

1.1. Способы цементирования скважин

Основные задачи цементирования: разобщение горизонтов друг от друга и от поверхности; закрепление стенок скважин; защита обсадных колонн от коррозионного воздействия пластовых флюидов; удержание в подвешенном состоянии обсадной колонны.

Группы способов:

- Первичное цементирование;
- Вторичное цементирование.

Первичное цементирование осуществляется сразу же после спуска в скважину обсадной колонны и имеет целью разобщение проницаемых пластов друг от друга и защиту наружной поверхности обсадной колонны от коррозии пластовыми жидкостями, а также повышение устойчивости стенок скважины и обсадной колонны.

Способы первичного цементирования:

- прямое одноступенчатое (с 1 или 2 разделительными пробками);
- прямое двухступенчатое;
- прямое манжетное (манжетно-селективное);
- обратное;
- встречными потоками;
- комбинированное;
- цементирование хвостовиков / секций ОК.

Вторичное цементирование – это дополнительная операция цементирования (одна или несколько), которую осуществляют во время эксплуатации скважины в период, следующий после первичного цементирования. Вторичное цементирование связано с заканчиванием скважины или проведением в ней ремонтных работ после вскрытия продуктивного горизонта.

1.1.1. Прямое одноступенчатое цементирование

Цементирование производится закачкой тампонажного раствора в обсадную колонну (ОК) с последующей его продавкой через башмак в затрубное пространство. Реализуется в один приём. Схема проста в реализации, даёт высокое качество цементирования и применяется в 90 – 95% случаев (всех заливок).

Технологическая оснастка колонны: низ – башмак, обсадная труба, обратный клапан со «стоп-кольцом»; наружная поверхность – центраторы (фонари), турбулизаторы; верх – цементирующая головка, пробка.

Схема прямого одноступенчатого цементирования с одной пробкой (рисунок 1):

а) закачка облегченного тампонажного раствора, раствора нормальной плотности после буферной жидкости;

б) сброс разделительной пробки, продавка тампонажного раствора в затрубное пространство с помощью продавочной жидкости;

в) посадка разделительной пробки в «стоп-кольцо», сопровождающееся скачком давления на цементирующей головке, конец цементирования.

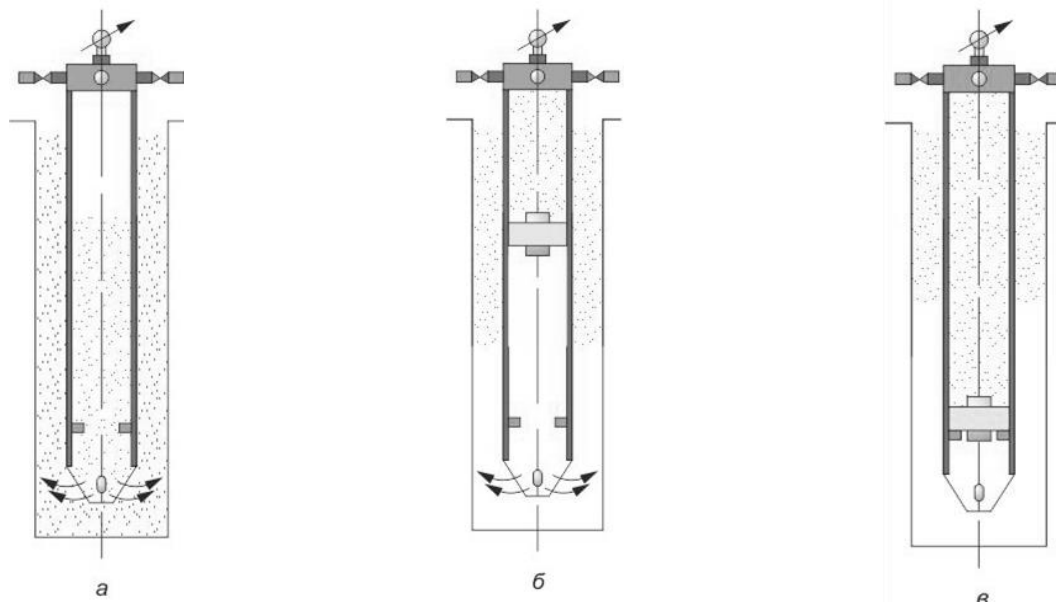


Рисунок 1 – Схема прямого одноступенчатого цементирования с одной пробкой

Схема прямого одноступенчатого цементирования с двумя пробками изображена на рисунке 2. Преимущества данной схемы: лучшее качество тампонажного камня на границе раздела «буферная жидкость-тампонажный раствор»

а) сброс нижней пробки 2, начало закачки тампонажного раствора 8 после буферной жидкости;

б) сброс верхней пробки 7, начало закачки продавочной жидкости после тампонажного раствора 8;

в) посадка верхней продавочной пробки 7 в нижнюю 2, сопровождающееся скачком давления на цементировочной головке 1, конец цементирования скважины

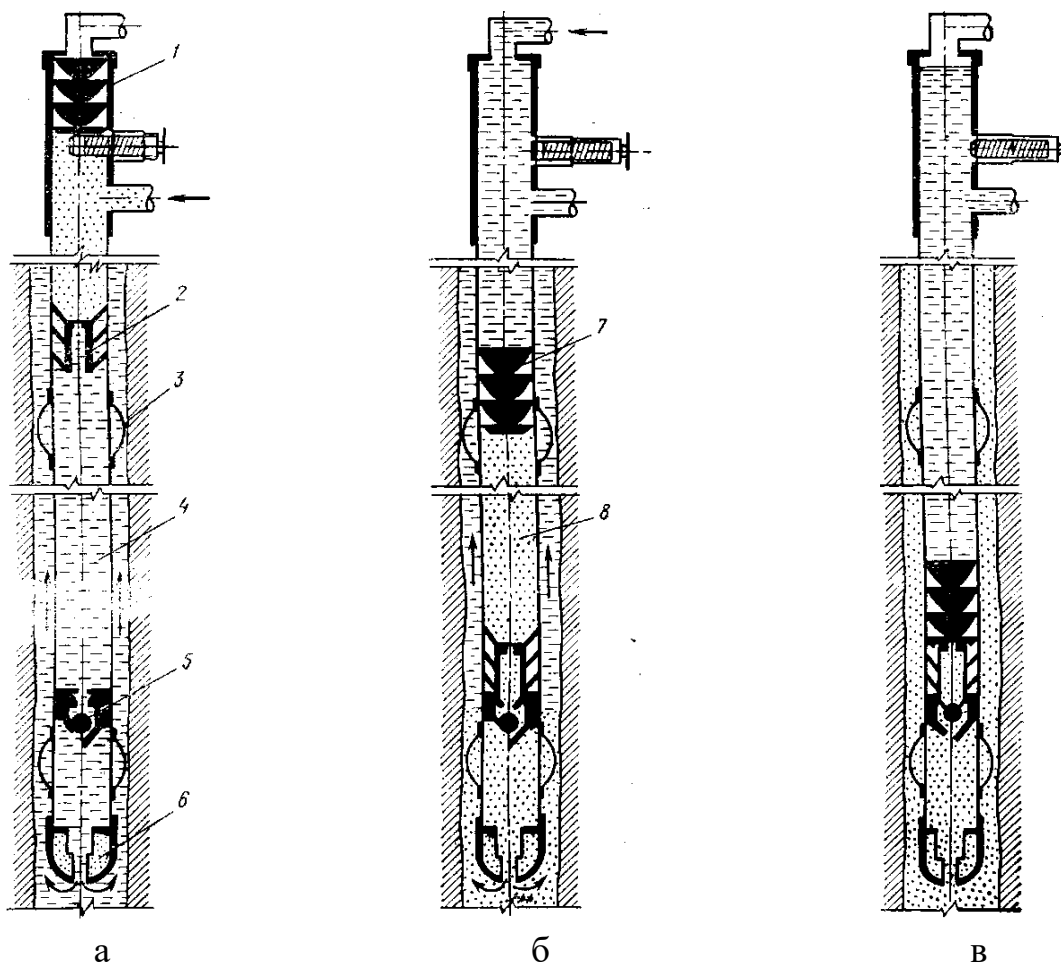


Рисунок 2 – Схема прямого одноступенчатого цементирования с двумя пробками; 1 – цементировочная головка; 2 – нижняя пробка; 3 – центратор; 4 – обсадная колонна; 5 – обратный клапан; 6 – башмак колонны; 7 – верхняя пробка; 8 – цементный раствор.

1.1.2. Прямое двухступенчатое цементирование

Прямое двухступенчатое цементирование предпочтительно при: высокой вероятности гидроразрыва горных пород за счет большого расчетного забойного давления в конце цементирования; расчётном давлении на цементировочной головке, большем, чем максимальное давление, развиваемое цементировочным агрегатом; необходимости одновременного участия чрезмерно большого числа цементировочных агрегатов и смесительных машин; большом времени цементирования; различных температурных условиях.

Сущность двухступенчатого цементирования: весь интервал цементирования делится на две части (ступени). При этом колонна снабжается муфтой ступенчатого цементирования (МСЦ). I ступень цементируется через башмак обсадной колонны (как при прямом одноступенчатом способе цементирования), а II ступень цементируется через МСЦ. При этом способе используются цементировочные головки 2ГЦУ или 2 ГЦК.

Существует несколько технологических схем:

- по количеству пробок:
 - с четырьмя пробками (по две на каждую ступень);
 - с тремя пробками (одна – для первой ступени, одна - управляющая, одна – для второй ступени (верхняя));
 - с двумя пробками и одним управляющим шаром.
- по времени закачивания:
 - без разрыва во времени (тампонажный раствор второй ступени заканчивается непосредственно после закачки первой);
 - с разрывом во времени (тампонажный раствор второй ступени закачивается после ОЗЦ первой ступени).
- по интервалам цементирования:
 - без разрыва в пространстве;
 - с разрывом в пространстве (сейчас не допускается).

На рисунке 3 показана схема двухступенчатого цементирования, которая проходит в 5 этапов:

1. закачка тампонажного раствора 3 для нижней ступени;
2. перед посадкой 1-ой пробки 2 на «стоп-кольцо» 9, сброс 2-ой пробки;
3. посадка 2-ой пробки 11 на удерживающую втулку 6, срез шпилек 1, ее опускание до упора, открытие отверстий 7 в МСЦ, промывка верхнего интервала ввремя ОЗЦ 1-ой ступени;
4. цементирование второй ступени, сброс 3-ей пробки 12, ее продавка;
5. посадка 3-ей пробки 12 в верхнюю втулку 5, срез шпилек, ее опускание до нижней втулки, закрытие отверстий 7 в МСЦ, момент «Стоп» - окончание цементирования второй ступени.

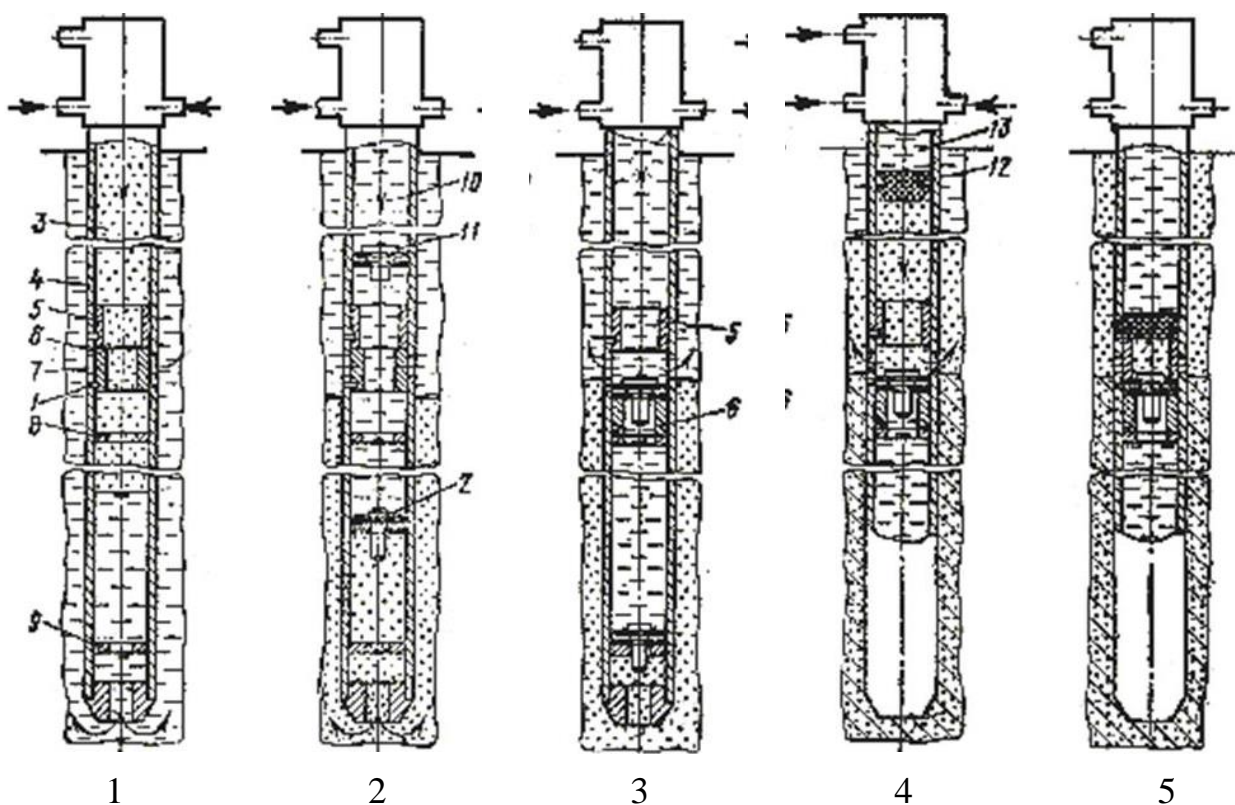


Рисунок 3 – Схема двухступенчатого цементирования: 1 – шпильки; 2 – первая пробка; 3 – тампонажный раствор для цементирования 1-ой ступени; 4 – обсадная колонна, 5 – втулка, 6 – удерживающая втулка, 7 – отверстия, 8 – упор, 9 – «стоп-кольцо», 10, 13 – продавочная жидкость, 11 – вторая пробка, 12 – третья пробка.

1.1.3. Прямое манжетное цементирование

Манжетный способ цементирования применяют в тех случаях, когда необходимо предупредить загрязнение цементом продуктивных горизонтов.

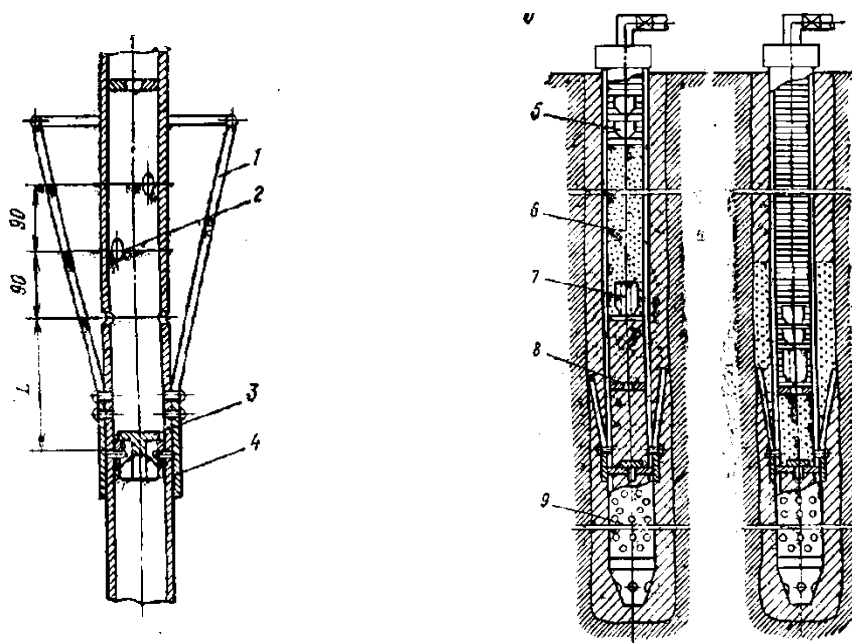


Рисунок 4 – Схема манжетного цементирования: 1 – манжета; 2 – отверстие для цементирования; 3 – прямой клапан; 4 – патрубок с манжетой; 5 – верхняя разделительная пробка; 6 – цементный раствор; 7 – нижняя разделительная пробка; 8 – стоп-кольцо; 9 – фильтр

Манжетный переводник или ПДМ (рисунок 4) устанавливается выше продуктивного горизонта. Нижняя пробка 7 садится на «стоп-кольцо» 8, соединенное с нижней втулкой цементирующей муфты, за счет роста давления сдвигает ее вниз и открывает боковые отверстия 2, через которые вытесняется тампонажный раствор 6.

Клапан 3 перекрывает доступ в нижнюю часть колонны. При закачке цементного раствора манжета 1 раскрывается и перекрывает затрубное пространство таким образом, что раствор может проходить только вверх. Манжета представляет собой воронку, изготовленную из брезентовой ткани высотой 60-70 см, диаметром на 30% больше скважины.

Верхняя пробка 5 садится на верхнюю втулку, сдвигает ее вниз до упора в торец первой пробки и закрывает отверстия 2 в муфте. Продавка прекращается и процесс цементирования на этом завершается.

1.1.4. Прямое манжетно-селективное цементирование

Селективное цементирование применяют на месторождениях с низким пластовым давлением, с сильно дренированными, подверженными гидроразрыву пластами и в случае использования технологии, предупреждающей контакт продуктивной толщи с тампонажными растворами.

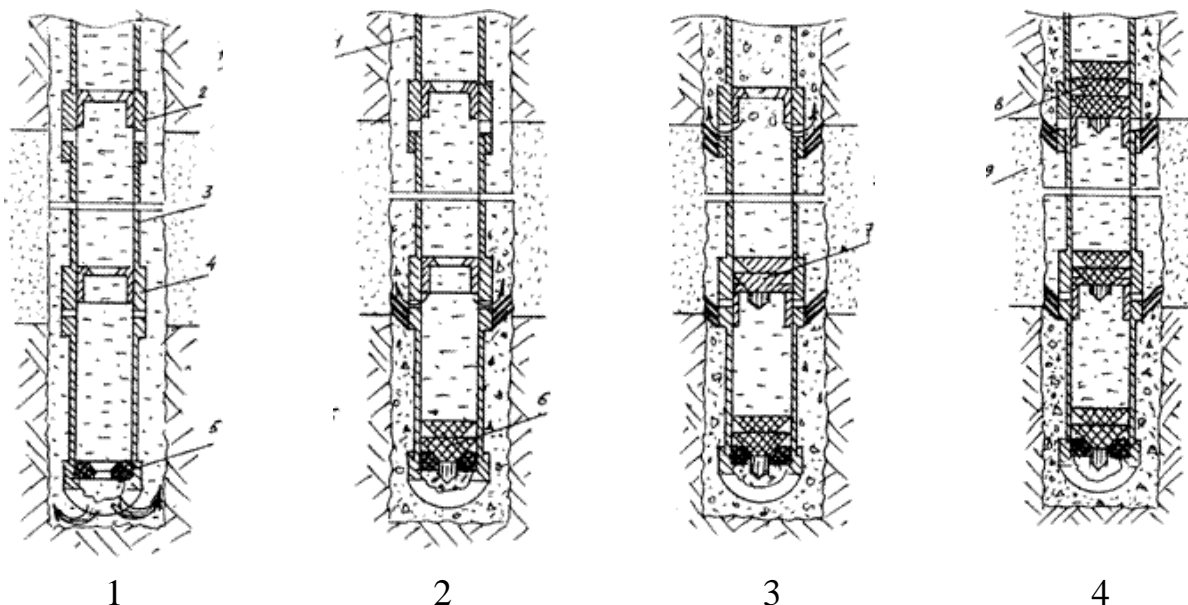


Рисунок 5 – Схема компоновки низа эксплуатационной колонны и технология селективного цементирования скважины: 1 – эксплуатационная колонна; 2 – верхнее пакерующее устройство; 3 – фильтр; 4 – нижнее пакерующее устройство; 5 – резиновое «стоп-кольцо»; 6, 7, 8 – нижняя, промежуточная и верхняя продавочные пробки; 9 – продуктивный пласт.

Этапы цементирования (рисунок 5):

1. промывка скважины перед цементированием;
2. закачка буферной жидкости и тампонажной смеси первой ступени цементирования, пуск в колонну и посадка нижней цементировочной пробки на нижнее пакерующее устройство;
3. открытие технологического клапана и цементировочных окон муфты, промывка скважины. После ОЗЦ закачка буферной жидкости и тампонажной смеси второй ступени цементирования, пуск в колонну и посадка верхней цементировочной пробки в муфту, закрытие цементировочных окон;
4. завершение операции цементирования.

1.1.5. Обратное цементирование

Область применения обратного цементирования: высокая вероятность поглощения тампонажного раствора; на буровой площадке нельзя сосредоточить достаточное число мощных насосов для цементирования прямыми способами.

На рисунке 6 показана схема цементирования с управляемым обратным клапаном. Данный способ проходит в 3 этапа:

1. Закачка тампонажного раствора в затрубное пространство.
2. Продавливание первой порции тампонажного раствора в технологическую колонну.
3. Промывка технологической колонны.

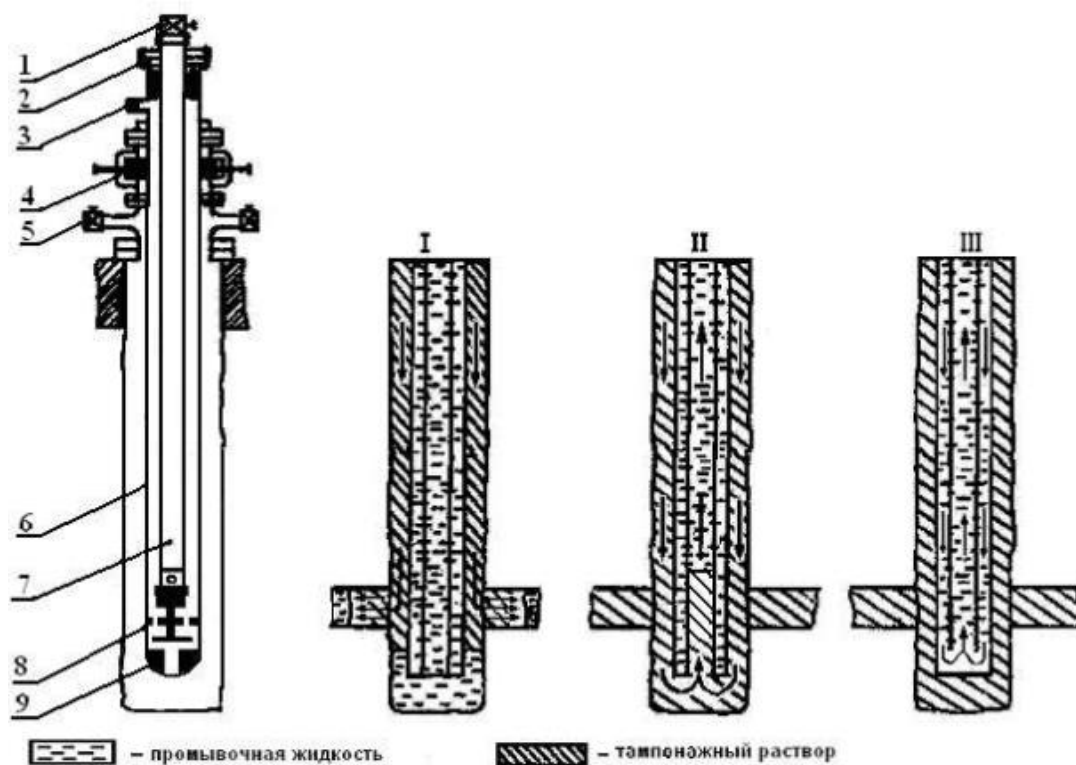


Рисунок 6 – Компановка для обратного способа цементирования с управляемым обратным клапаном: 1 - цементировочная головка; 2 – ротор; 3 – ввод в межтрубное пространство; 4 – превентор; 5 – подпревенторные линии; 6 – обсадная колонна; 7 – технологическая колонна; 8 – управляемый обратный клапан; 9 – башмак

1.1.6. Цементирование встречными потоками

Используется при наличии в разрезе скважины проницаемых отложений с низкими градиентами пластового давления. Способ незаменим, когда имеются неизолированные зоны поглощения высокой интенсивности – более $6 \text{ м}^3/\text{ч}$, ожидаются поглощения тампонажного раствора при перепаде, равном разности значений гидростатического давления столбов тампонажного и бурового раствора, в разрезе встречаются пласты, склонные к гидравлическому разрыву при давлениях, возникающих в процессе цементирования.

Цементирование встречными потоками (рисунок 7) проходит в 3 этапа:

1. Закачка тампонажного раствора в технологическую колонну и в затрубное пространство.
2. Продавка цементного раствора в поглощающий пласт.
3. Промывка технологической колонны.

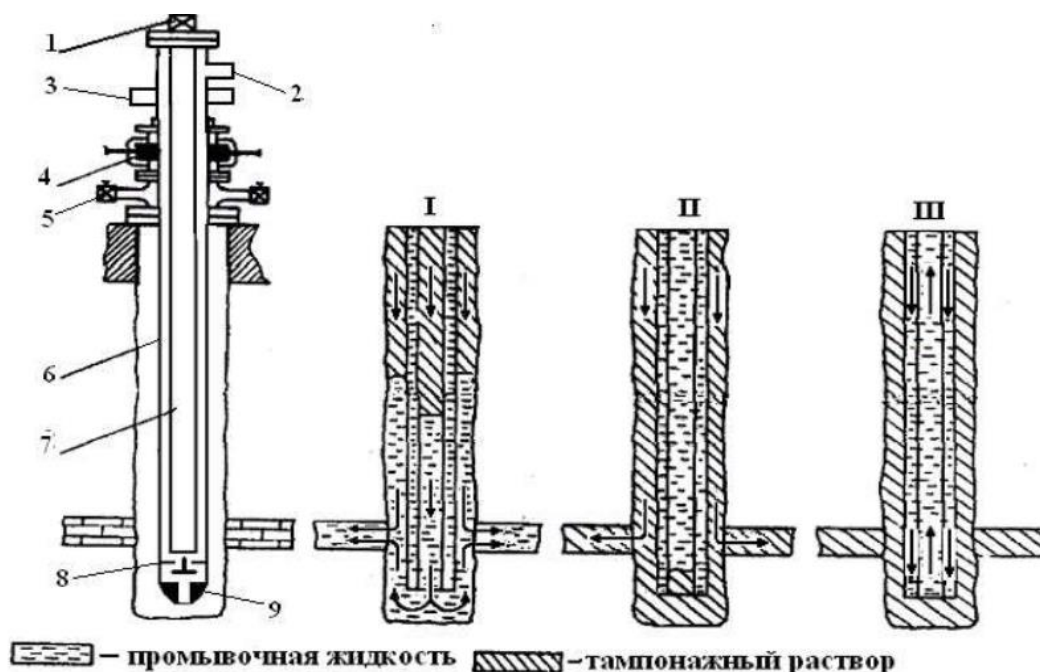


Рисунок 7 – Схема способа цементирования встречными потоками:

- 1 – цементирующая головка; 2 – ввод в межтрубное пространство; 3 – ротор;
4 – превентор; 5 – подпревенторные линии; 6 – обсадная колонна;
7 – технологическая колонна; 8 – обратный клапан; 9 – башмак.

1.2. Наземная цементирующая техника

1.2.1. Цементирующий агрегат

Цементирующие агрегаты (ЦА) предназначены для нагнетания рабочих жидкостей при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промыслово-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах.

В процессе цементирования с помощью ЦА можно выполнять следующие задачи: подачу жидкости затворения в гидросмесительное устройство цементно-смесительной машины; закачку буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости в скважину; аккумуляцию различных жидкостей в мерных баках ЦА; приготовление буферных жидкостей и других составов.

По типу исполнения ЦА подразделяются на: возможность установки на автомобильное шасси; стационарные установки.

Схема ЦА на базе автомобиля изображена на рисунке 8.

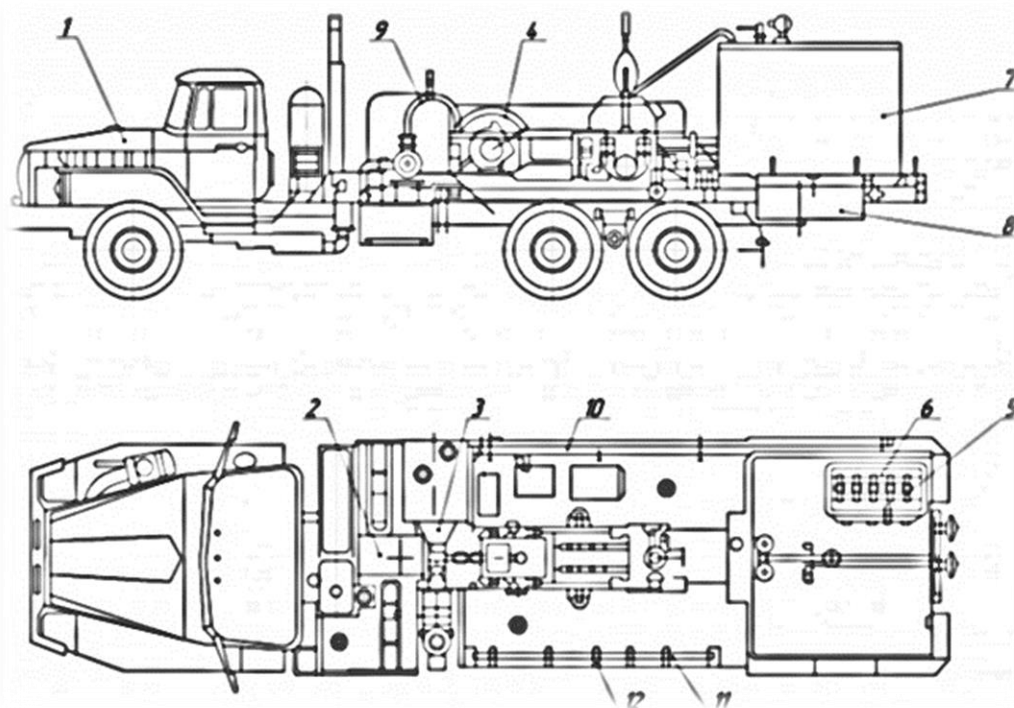


Рисунок 8 – Схема ЦА: 1 – шасси автомобиля; 2 – редуктор, коробка отбора мощности; 3 – блок водоподающий с центробежным насосом; 4 – насос;

5 – колено шарнирное; 6 – колено шарнирное сдвоенное; 7 – бак мерный с донными клапанами; 8 – бачок цементный; 9 – манифольд; 10,11,12 – трубы

Основные элементы ЦА и их предназначение:

- Насос высокого давления –предназначен для нагнетания различных жидких.
- Водопадающий насос с бензиновым двигателем («малыш») – служит для передачи воды в гидровакуумный смеситель цементно-смесительной машины.
- Мерный бак – служит для хранения с последующей закачкой буферной и продавочной жидкостей, жидкости затворения и тампонажного раствора
- Бак для цементного раствора – служит для приема цементного раствора из гидровакуумного смесителя цементно-смесительной машины.
- Сборно-разборный трубопровод высокого давления – предназначен для соединения цементирующего агрегата с различной цементирующей техникой и цементирующей головкой.
- Система выхлопа и обогрева оборудования – позволяет производить обогрев приемного коллектора, картера насоса высокого давления и картера двигателя водоподающего блока, также производить продувку трубопроводов установки выхлопными газами двигателя шасси (управление направлением потока выхлопных газов производится с помощью заслонок).
- Карданные валы и редуктора –для привода от тягового двигателя автошасси.

1.2.2. Цементно-смесительные машины

Для транспортирования тампонажных материалов к буровым скважинам и для механизированного приготовления растворов применяют цементно-смесительные машины, которые принято называть установками смесительными («смычками»).

На рисунке 9 изображена цементно-смесительная машина УС6-30Н.

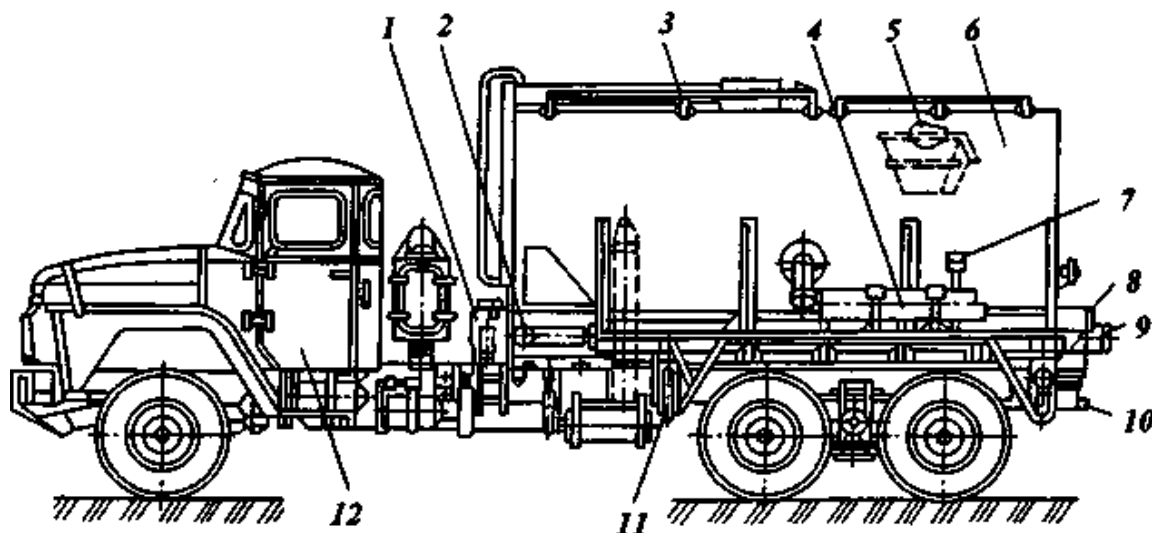


Рисунок 9 – Схема смесительной установки УС6-30Н: 1 – коробка отбора мощности; 2 – карданные валы; 3 – привод загрузочного шнека; 4 – загрузочный шнек; 5 – загрузочная воронка; 6 – бункер; 7 – вибратор; 8 – приемная камера; 9 – дозировочные шнеки; 10 – смесительное устройство; 11 – домкраты; 12 – автошасси

Установки УС6-30Н предназначены для транспортирования сухих порошкообразных материалов, приготовления тампонажных растворов и других песчано-жидкостных смесей при цементировании нефтяных и газовых скважин, а также приготовлении буровых растворов.

Установки работают совместно с цементировочным агрегатом. От водоподающего блока агрегата (либо от основного насоса) подводится вода в необходимом объеме к смешивающему устройству установки.

Одновременно обеспечивается регулируемая подача тампонажной смеси. Готовый раствор подается на осреднительную емкость или бачок затворения.

Основные элементы УС6-30Н и их предназначение:

- Бункер – предназначен для аккумуляции транспортируемого тампонажного материала и представляет собой влагонепроницаемую емкость, боковые и передняя стенки которой имеют угол наклона, превышающий естественный угол откоса цемента.

- Загрузочно-винтовой конвейер (шнек) – предназначен для дозагрузки цемента в бункер до полной грузоподъемности. Выполнен из двух секций. Верхняя секция с неподвижным кожухом вварена под углом непосредственно в бункер, в верхней части ее имеется конический редуктор, с которым связан конвейер.

- Вибратор – предназначен для генерации колебаний, которые способствуют лучшему осыпанию сухого цемента со стенок бункера на дозирочные шнеки.

- Дозировочные шнеки – перемещают сухой тампонажный материал внутри бункера к приемной камере и смесительному устройству с помощью двух дозирочных винтовых конвейеров (шнеков), расположенных в бункере.

- Приемная камера смесительного устройства всегда приварена к задней стенке бункера, и необходима для приёма цемента, который подаётся дозирочными шнеками, после чего цемент направляется в смешивающее устройство. Передняя стенка приемной камеры имеет смотровое окно, закрытое прозрачной откидной крышкой, для визуального контроля поступления тампонажного материала к смесительному устройству, и служит базой для крепления задних опор дозирующих винтовых конвейеров. В нижней части приемной камеры расположена заслонка с зубчатыми рейками и приводной рукояткой для ее выдвижения. В транспортном положении заслонка закрывает приемную камеру.

- Смесительное устройство крепят к фланцу приемной камеры помощью двух полухомутов, один из которых неподвижный, а другой – откидной. Работает по принципу струйного насоса (эжектора).

1.2.3. Блоки манифольда

Блоки манифольда (БМ) предназначены для обвязки насосных установок с устьем скважины при цементировании скважин, гидравлическом разрыве пластов и гидропескоструйной перфорации (рисунок 10, 11).

При их использовании сокращается время цементирования за счет уменьшения числа операций по сборке/разборке манифольдов от цементируемых агрегатов. Также при их использовании возможен оперативный ввод работы нового цементируемого агрегата взамен вышедшему из строя путем регулировки потока кранами КВД (кран высокого давления).



Рисунок 10 – БМ-70 на автомобильном шасси

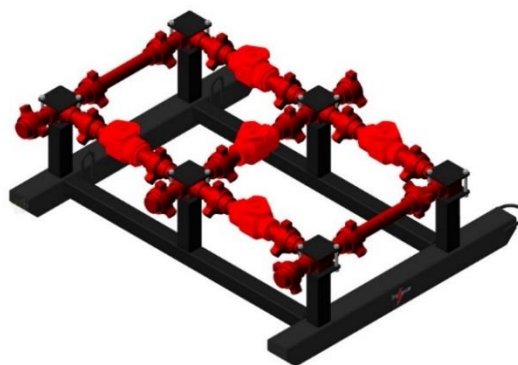


Рисунок 11 – БМ-70 на санях

Блок манифольда БМ-70 состоит из:

- Монтажная база ЗИЛ-433422, Урал-43203-10 и др. или рамное исполнение.
- Приёмно-раздаточный коллектор.
- Трубные секции обвязки.
- Быстроразъемные соединения (БРС).
- Шарнирные колена.
- Переходники (вилки).
- Кран консольно-поворотный.

1.2.4. Станция контроля процесса цементирование скважин

Станции контроля цементирование (СКЦ) изображена на рисунке 12. СКЦ предназначены для непрерывного контроля важнейших технологических параметров процесса цементирование скважин в реальном масштабе времени.



Рисунок 12 – Станция контроля цементирование

Назначение:

- обвязка насосных агрегатов между собой и устьевой головкой при цементировании скважин;
- обработка и документирование полученной информации на персональном компьютере;
- выдача рекомендаций по корректировке технологического процесса с целью предотвращения гидроразрыва пласта и недоподъема тампонажного раствора в затрубном пространстве скважин, а также гидроударов при посадке продавочной пробки на упорное кольцо.
- контроль параметров процесса цементирование, включая мгновенные значения: рабочего давления; расхода; плотности; температуры раствора; объема закачиваемого раствора;
- контрольный аналитический расчет параметров цементирование по методике на основе "Временной инструкции по креплению нефтяных и газовых скважин". При расчете цементирование используется профиль скважины, определяемый путем обработки данных профилометрии либо кавернометрии.

1.2.5. Обвязка цементировочной техники

Условия применения различных технологических схем приготовления и нагнетания тампонажных растворов обусловлены: спецификой геолого-технических, а иногда и климатических условий данного района; конструкцией скважины; способом цементирования; тампонажным материалом для каждого конкретного района.

Схема обвязки без осреднительной емкости изображена на рисунке 13.

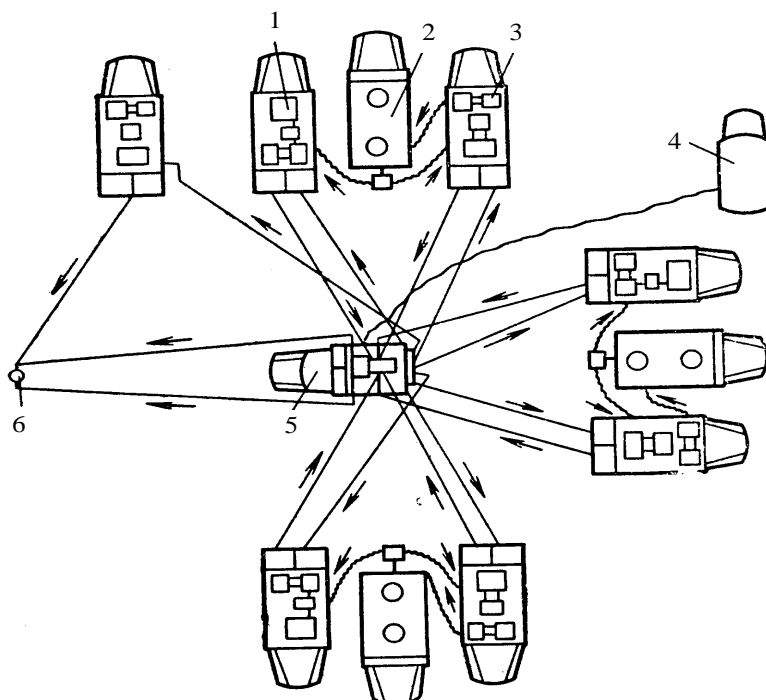


Рисунок 13 – Схема обвязки без осред.емкости: 1, 3 – цементировочные агрегаты ЦА-320; 3ЦА-320М соответственно; 2 – цементно-смесительная машина 2СМН-20; 4 – станция контроля цементирования; 5 – блок манифольда 1БМ-700; 6 – цементировочная головка

Каждая цементно-смесительная машина 2СМН-20 работает с двумя цементировочными агрегатами, один из которых может не иметь водоподающего насоса (3ЦА-400А). Как правило, цементировочный агрегат ЦА-320 при работе на IV скорости не обеспечивает откачку из цементного бачка всего количества приготавливаемого раствора, поэтому к откачке подключается второй агрегат. Это также практикуется для повышения надежности процесса.

Схема обвязки цементировочной техники с применением осреднительной установки изображена на рисунке 14.

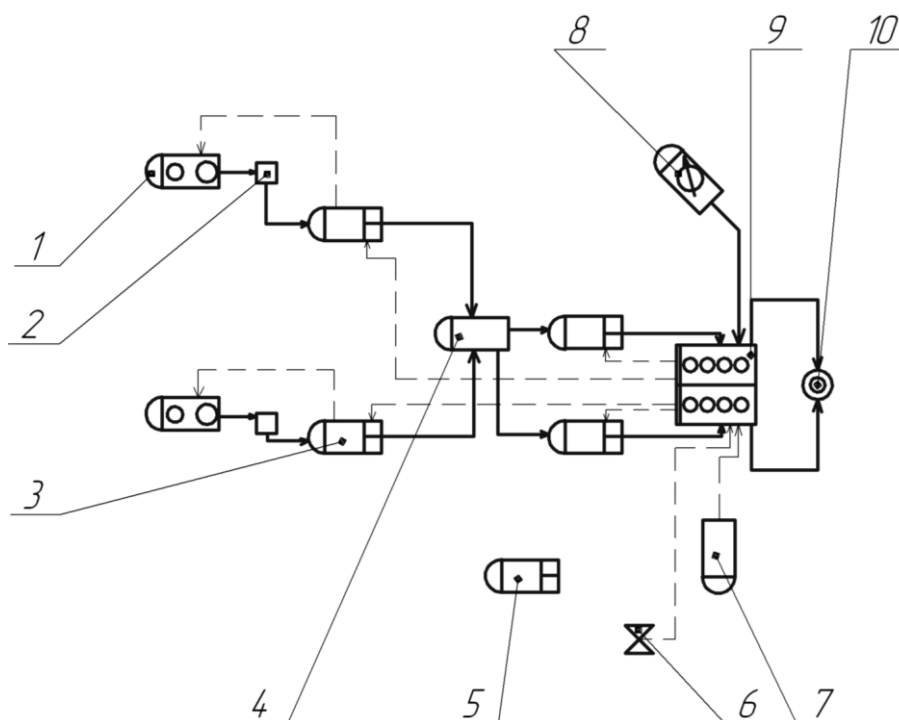


Рисунок 14 – Схема обвязки цементировочной техники с применением осреднительной установки: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

Данная схема предусматривает применение осреднительной установки. Установка имеет перемешивающее устройство, обеспечивающее выравнивание параметров тампонажного раствора, поступающего от различных цементосмесительных машин, которые участвуют в процессе цементирования.

Преимущество – приготовление более качественного тампонажного раствора с использованием меньшего числа цементировочной техники.

1.3. Технологическая оснастка обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн – определенный набор устройств, которыми оснащают обсадную колонну, чтобы создать необходимые условия для ее спуска и качественного цементирования в соответствии с принятыми способами крепления скважин.

Характерные элементы оснастки:

- Башмак – для защиты низа ОК от деформации и направления её по стволу;
- Обратный клапан – предотвращает поступление тампонажного раствора внутрь колонны, служит для посадки разделительных пробок при цементировании;
- Центраторы – обеспечивают центрирование ОК в стволе скважины / выполняют функцию турбулизаторов;
- Турбулизаторы – устанавливают в местах локального уширения ствола скважины, где турбулизируют поток буфера и тампонажного раствора;
- Скребки – для механического сдираания глинистой корки. Также являются армирующими элементами.
- Цементировочная головка служит для обвязки ОК с наземным цементировочным оборудованием.
- Цементировочные пробки предназначены для разделения технологических жидкостей в ОК при цементировании.
- Пакеры изолирующие за колонны разделяют два близко расположенных проницаемых горизонта.
- Цементировочный пакер или манжета, которые устанавливают в ОК над продуктивным пластом при манжетном цементировании.
- Муфта ступенчатого цементирования - применяют при ступенчатом цементировании ОК.

- Манжетный переводник или цементирувочный пакер применяют при манжетном цементировании обсадных колонн.

1.3.1. Башмаки

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

Башмаки для обсадных колонн конструктивно выполняются трех модификаций (рисунок 15): типа БКМ – эти башмаки состоят из корпуса с неразъемной насадкой, которая формируется в нем из смеси тампонного цемента и песка, типа БП – с навинчиваемой чугунной направляющей пробкой (насадкой) и типа Б – с фаской без направляющей пробки.

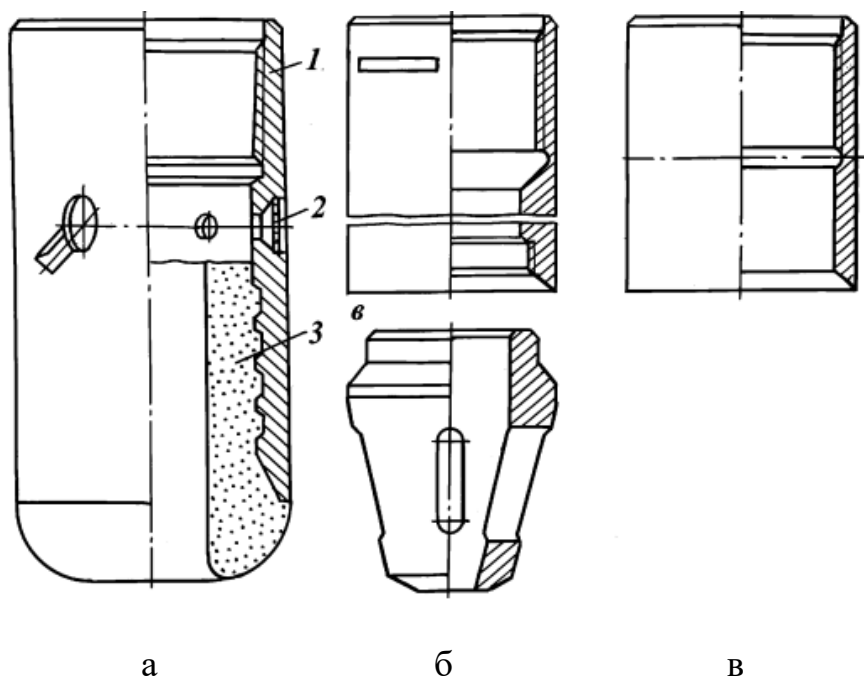


Рисунок 15 – Башмаки колонные: а – типа БКМ: 1 – корпус; 2 – заглушка;

з – направляющая насадка; б – типа БП с чугуной направляющей насадкой; в – направляющая насадка; г – типа Б

При спуске потайных колонн или секции обсадных колонн с проработкой ствола иногда, если это необходимо, направляющие насадки выполняют в виде породоразрушающего наконечника. К примеру, применение башмак-коронки (рисунок 16).

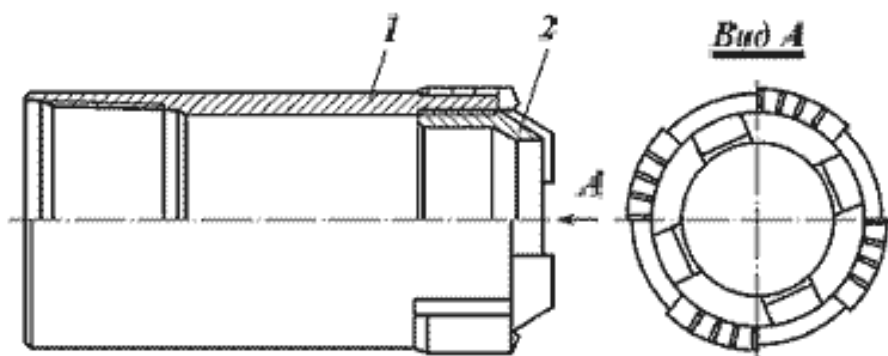


Рисунок 16 – Башмак-коронка: 1 – коронка; 2 – башмак

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

Также существуют башмаки типа БК-Вр (рисунок 17) предназначенные для прохождения осложненных зон без посадок. Эксцентричная насадка 2 башмака преодолевает уступы и огибает преграды, периодически проворачиваясь за счет наличия опор скольжения 4, 5 и 6.

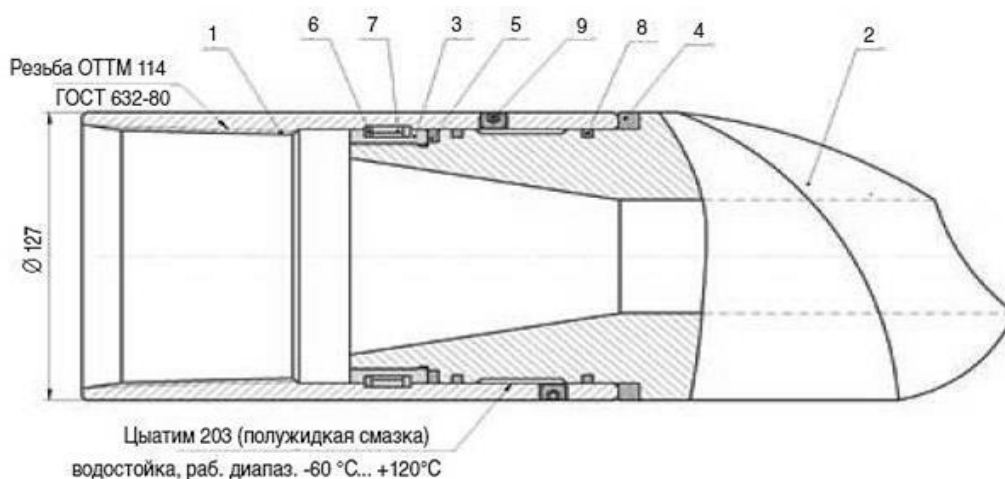


Рисунок 17 – Башмак колонный с возможностью вращения БК-Вр:

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

1.3.2. Обратные клапаны

Обратный клапан, применяемый для обсадных колонн, выполняет функцию противодействия обратному поступлению раствора в бурильную колонну при проведении тампонирувания скважины, а также позволяет облегчить вес бурильной трубы в момент ее погружения в раствор. Применение обратного клапана помимо этого помогает в промывке и очистке затрубного пространства от различного типа шлама. Положение обратного клапана в обсадной колонне находится над башмачным патрубком, внизу всей конструкции.

По принципу действия различают следующие виды обратных клапанов:

- Глухие – исключают поступление жидкости в обсадную колонну при спуске.
- Дифференциальные – периодически заполняют колонну при определенном перепаде давлений между колонной и затрубным пространством (при этом исключают возможность обратной циркуляции раствора).

- Дроссельные – обеспечивают постоянное заполнение колонны раствором при спуске, позволяют проводить промывку скважины обратной циркуляцией.

Основные характеристики обратного клапана.

- Геометрические размеры (диаметр, высота).
- Давление, которое может выдержать обратный клапан.
- Температура, при которой клапан функционирует.
- Положение в колонне.
- Разбуриваемость элементов, находящихся внутри колонны.

Дроссельные обратные клапаны типа ЦКОД (рисунок 18) спускают в скважину с обсадной колонной без запорного шара, который прокачивают в колонну после ее спуска на заданную глубину. Шар, проходя через разрезные шайбы и диафрагму, занимает рабочее положение.

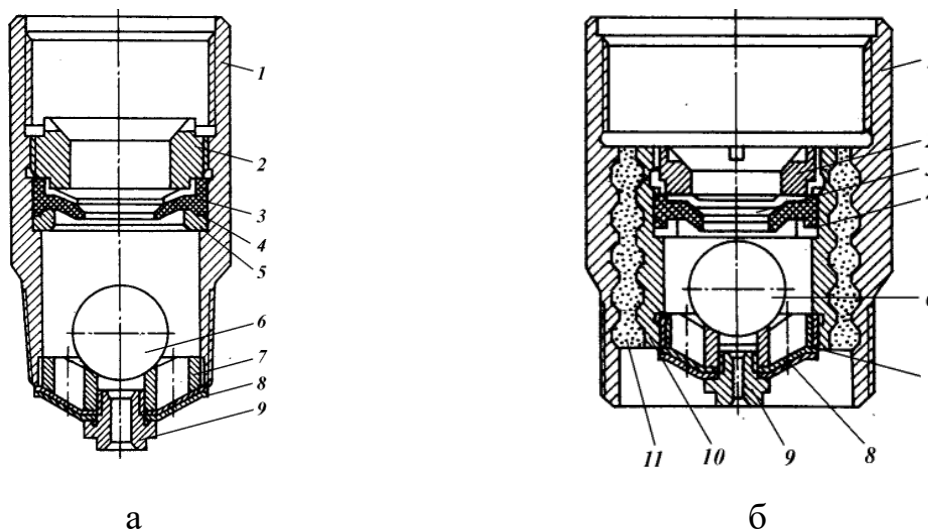


Рисунок 18 – Клапаны обратные: а – ЦКОД-1, б – ЦКОД-2: 1 – корпус; 2 – нижняя гайка; 3 – набор резиновых шайб; 4 – резиновая диафрагма; 5 – опорное кольцо; 6 – шар; 7 – ограничительное кольцо; 8 – резиноканевая мембрана; 9 – дроссель; 10 – чугунная втулка; 11 – бетонная или пластмассовая подвеска

При спуске секций обсадных колонн с обратным клапаном типа ЦКОД на бурильных трубах, внутренний диаметр которых меньше диаметра

шара, последний сбрасывают в колонну перед соединением бурильных труб с секцией. В этом случае последнее самозаполнение колонны с жидкостью исключается.

Для посадки разделительной пробки в конце цементировании скважины используется «стоп-кольцо» 2. После посадки пробки рост давления на цементировочной головке свидетельствует о конце продавке тампонажного раствора.

После того, как поймали «СТОП», давление в нагнетательной линии сбрасывается. В результате заполнения затрубного пространства тампонажным раствором, плотность которого больше плотности продавочной жидкости, находящейся в обсадной колонне, тампонажный раствор устремится в трубы. В результате шар 6 прижмется к резиновой диафрагме 4, что предотвратит возврат раствора в обсадную колонну.

1.3.3. Центраторы

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

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

Стальные пружинные центраторы (рисунок 19) предназначены для надежного центрирования обсадных колонн и "хвостовиков" при спуске в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

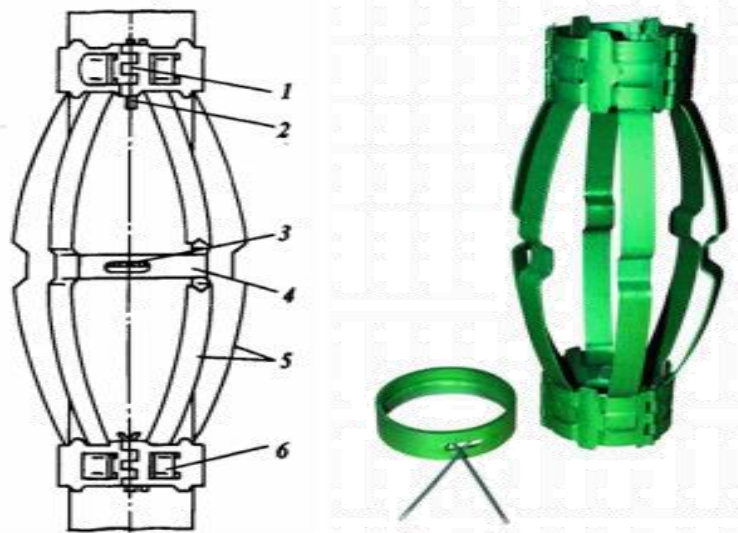


Рисунок 19 – Жёстко-упругий центратор: 1 – петлевые проушины; 2 – гвозди; 3 – спиральные клинья; 4 – ограничительные кольца; 5 – пружинные планки; 6 – пазы сегментов

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

Жесткие центраторы (рисунок 20) применяется при особо тяжелых нагрузках специально для сильнонаклонных и горизонтальных скважин.



Рисунок 20 – Жесткие центраторы



Рисунок 21 – Роликовый центратор

Центратор роликовый (рисунок 21) состоит из выполненного из полимерных материалов корпуса, в лопастях которого на осях вращаются ролики.

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

Роликовые центраторы успешно работают в песчаных пластах, так как такая конструкция трубных центраторов снижает механическое трение более эффективно, чем различные буровые растворы.

Преимущества роликовых центраторов:

- В производстве центраторов используются только высококачественные, коррозионностойкие материалы, что позволяет использовать роликовые центраторы при работе в тяжелых условиях.
- Все внутренние диаметры роликовых центраторов выполняются точно в соответствии со всеми размерами обсадных колонн по стандарту API.
- Центратор роликовый имеет износостойкие ролики, позволяющие избежать проблем с трением в горизонтальных и наклонных скважинах.
- Роликовые центраторы также полезны при извлечении обсадной колонны или насосно-компрессорных труб.

1.3.4. Турбулизаторы

Турбулизаторы предназначены для турбулизации потока в затрубном пространстве при спуске и цементировании обсадных колонн (повышают степень вытеснения бурового раствора буферной жидкостью, а также повышают степень заполнения каверн цементным раствором).

Особенность турбулизаторов типа ЦТ состоит в том, что их лопасти, закручивающие восходящий поток жидкости вокруг обсадной колонны, изготовлены из армированной кордом резины; достаточно эластичны, чтобы

не оказывать заметных сопротивлений при спуске колонны, но достаточно жёстки и прочны, чтобы отклонять восходящий поток жидкости по винтовой линии вокруг колонны.

Турбулизатор ЦТ (рисунок 22) состоит из неразъемного корпуса 1 и лопастей 2. Лопасти устанавливаются в пазы, прорезанные в корпусе под углом 35°, и крепятся к корпусу металлическими накладками с помощью точечной сварки. Лопасти могут быть металлическими или резиново-кордными. На обсадной трубе турбулизатор крепят с помощью спирального клина 3, забиваемого в кольцевую канавку и отверстие, выполненные в утолщенной части корпуса.

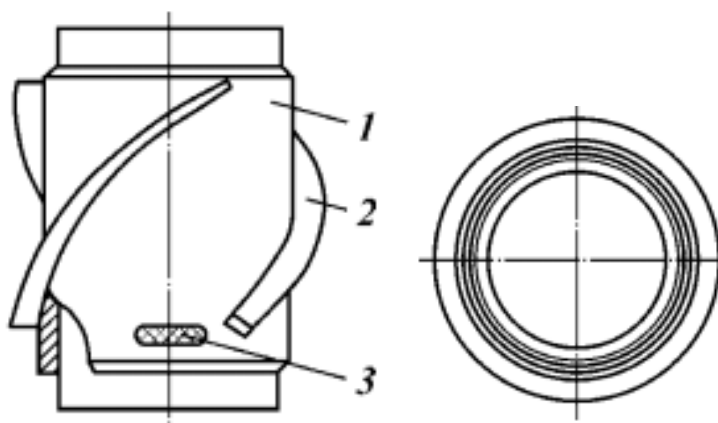


Рисунок 22 – Турбулизатор:

1 – корпус; 2 – лопасти; 3 – винтовой клин-стопор

Центраторы-турбулизаторы жесткие (ЦТЖ) предназначены для применения в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, особенно если их открытый ствол осложнен желобными выработками.

ЦТЖ выполняют одновременно две функции: центрируют колонну, не позволяя ей или ребрам центратора провалиться в желобную выработку, закручивают восходящий поток жидкости своими наклонными по винтовой линии ребрами, вызывая его турбулизацию и улучшая вытеснение бурового раствора тампонажным.

Существует два основных вида центраторов-турбулизаторов (рисунок 23):

- ЦТГ – центраторы-турбулизаторы гидропотока;
- ЦТЖ – центраторы-турбулизаторы жесткие



а



б

Рисунок 23 – Центраторы-турбулизаторы: а – ЦТЖ; б – ЦТГ

Конструктивно центраторы-турбулизаторы ЦТЖ и ЦТГ отличаются тем, что корпус центратора-турбулизатора ЦТЖ изготавливается из стали, рёбра к корпусу приварены, на колонне крепится при помощи стопорных колец и клиньев, а корпус центратора-турбулизатора ЦТГ изготовлен из алюминия, и крепится он на колонне при помощи стопорных винтов через рёбра жёсткости, расположенные под углом. Центратор-турбулизатор ЦТГ может так же изготавливаться из полимерного материала, обозначение его ЦТГП.

Технико-экономические преимущества ЦТЖ и ЦТГ:

- Максимально ускоренный спуск колонны.
- Предупреждение и исключение осложнений при спуске.
- Повышенное качество цементирования скважины.

1.3.5. Скребки

Скребки используются для разрушения глинистой корки на стенках скважины с целью улучшения сцепления тампонажного раствора с породой. Данный эффект наиболее явно проявляется при цементировании скважин с расхаживанием.

Скребок корончатый типа СК (рисунок 24) состоит из корпуса 2, половинки которого соединяются с помощью штыря 3. Рабочие элементы скребков 1 выполнены из пучков стальной пружинной проволоки и

прикреплены к корпусу накладками. Скребок комплектуется стопорным кольцом с фиксирующимся на трубе спиральным клином.

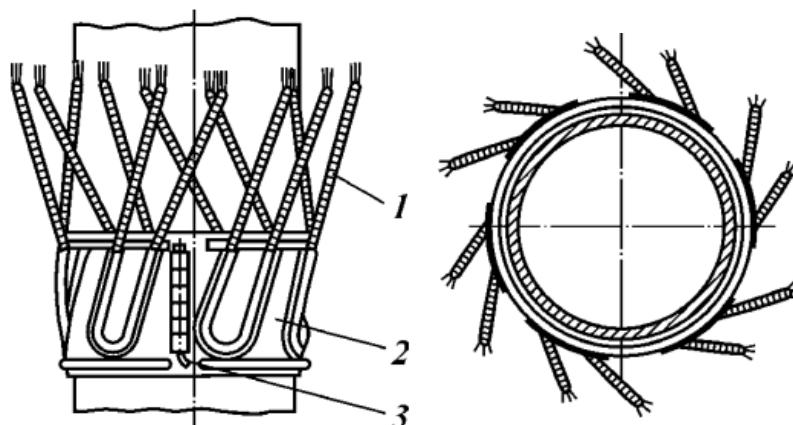


Рисунок 24 – Скребок разъёмный типа СК:

1 – пружинная стальная проволока; 2 – накладки; 3 – корпус

Скребок устанавливается таким образом, чтобы рабочие элементы с загнутыми внутрь концами были направлены вверх для обеспечения минимального износа элементов при спуске колонны. При движении обсадной колонны вверх рабочие элементы отгибаются и частично разрушают глинистую корку на стенке скважины. Скребки устанавливают выше или ниже центриатора.

1.3.6. Разделительные пробки

Разделительные пробки предназначены для предотвращения смешивания тампонажного раствора с буровым раствором и продавочной жидкостью при цементировании, а также для получения сигнала о посадке пробки на стоп-кольцо.

Нижние пробки (рисунок 25) предназначены для очищения внутренней поверхности колонны обсадных труб от глинистой корки и разделения и предотвращения смешивания в ней цементного раствора и прокачиваемой впереди буферной жидкости;

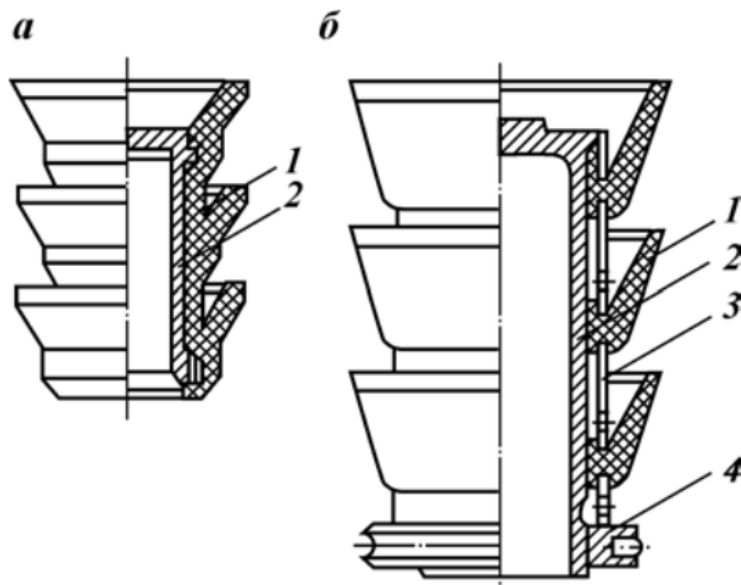


Рисунок 25 – пробки продавочные верхние типа ПП:

а – с пригуммированными резиновыми манжетами; б – с наборными резиновыми манжетами; 1 – резиновые манжеты; 2 – алюминиевый корпус;

3 – дистанционная втулка; 4 – стяжная гайка

Верхняя пробка (В) – необходима для получения скачка давления «СТОП», сигнализирующего об окончании процесса цементирования и для предотвращения смешивания и разделения цементного раствора и продавочной жидкости, прокачиваемых в колонне обсадных труб.

Муфта пробки изготавливается из коррозионностойкой резины. Втулка и сердечник пробок – из легко фрезеруемых материалов.

1.3.7. Цементировочные головки

Цементировочные головки предназначены для обвязки ОК с наземным цементировочным оборудованием.

В настоящее время серийно выпускаются головки типов ГЦК и ГУЦ (рисунок 26). Высота цементировочных головок обоих типов позволяет размещать их в подъемных стропях талевого системы и при соответствующем оснащении использовать при цементировании с рассаживанием обсадных колонн.

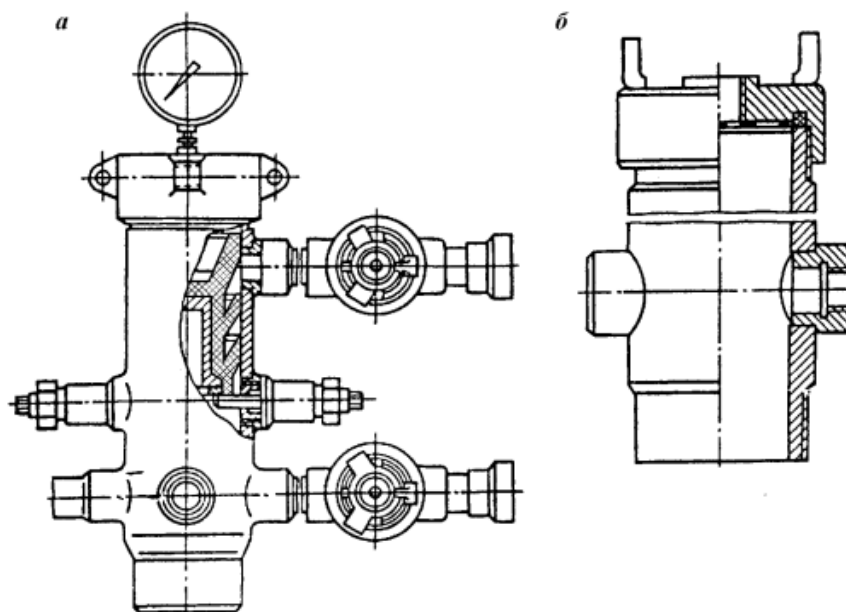


Рисунок 26 – Цементи́ровочные головки: а – типа ГУЦ; б – типа ГЦК

Головки цементи́ровочные предназначены для обвязки устья нефтяных и газовых скважин с целью:

- быстрого и герметичного соединения обсадной колонны с нагнетательными линиями цементи́ровочных агрегатов или буровых насосов;
- предварительного размещения, фиксирования и последующего освобождения разделительных цементи́ровочных пробок и управляющих элементов для устройств ступенчатого и манжетного цементирования;
- быстрого и беспрепятственного пуска в колонну через головку падающих пробок-бомб управлением движением рабочих потоков буферной жидкости, бурового и тампонажного растворов по отношению к разделительным пробкам и управляющим элементам

1.3.8. Муфты ступенчатого цементирования

При креплении скважин в ряде случаев возникает необходимость подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами на значительную высоту (до 3000 м и более). Обеспечить успешность и высокое качество проведения операций при подъеме тампонажного раствора на такую высоту за один прием цементирования не всегда возможно. Применяемое в этих случаях цементирование обсадных колонн с подъемом тампонажного

раствора на большую высоту в два приема осуществляется с помощью муфт ступенчатого цементирования.

Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-1 (рисунок 27) предназначены для оснащения обсадных колонн диаметром от 140 до 245 мм и проведения процесса цементирования скважин в две ступени как с разрывом во времени, так и без него. При диаметрах обсадных колонн от 273 до 340 мм используют муфты ступенчатого цементирования МСЦ-2.

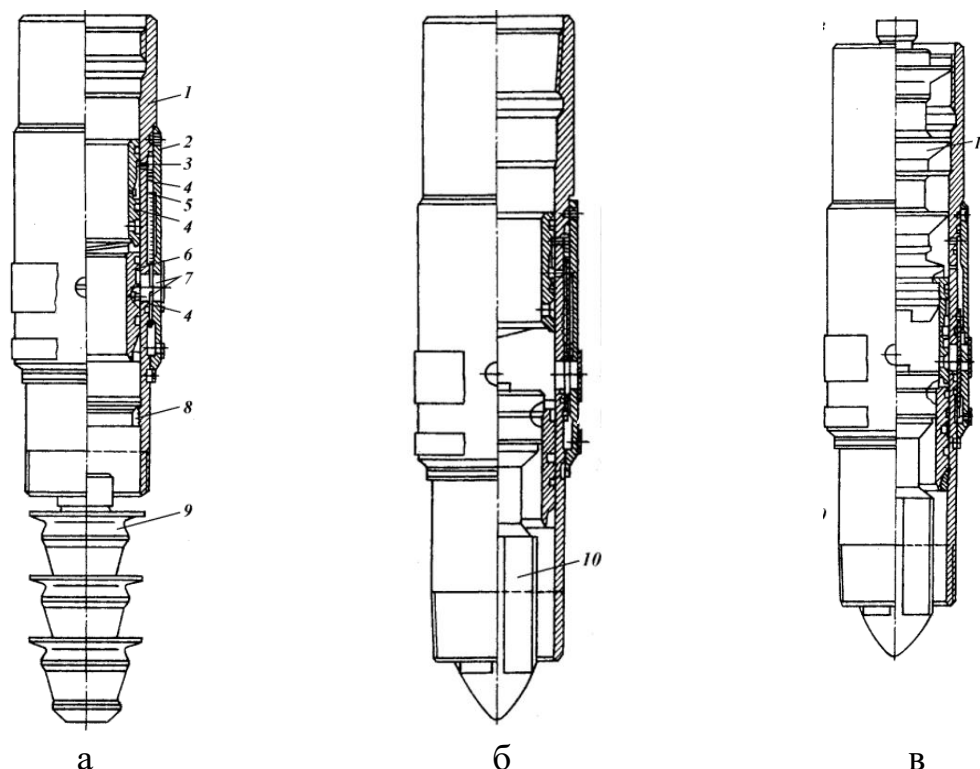


Рисунок 27 – Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-1:
а, б, в – различные положения втулки; 1 – корпус; 2 – обойма; 3, 6 – верхняя и нижняя втулки; 4 – срезные винты; 5 – заслонка; 7 – циркуляционное отверстие; 8 – упорное кольцо; 9, 10, 11 – пробки продавочная, подающая и запорная соответственно

1.3.9. Пакеры

Пакеры изолирующие за колонные разделяют два близко расположенных проницаемых горизонта.

Установленные на обсадной колонне за колонные пакеры разной конструкции обеспечивают надежную изоляцию пластов между собой и предупреждают перетоки нефти, газа или воды через цементное кольцо в затрубном пространстве.

Гидромеханический пакер за колонный типа ПЗ-Ц (рисунок 28) предназначен для надежного разобщения вскрытых продуктивных пластов от затрубного пространства спущенной обсадной колонны на период затвердения цементного раствора с целью исключения возможности возникновения за колонных перетоков пластового флюида.

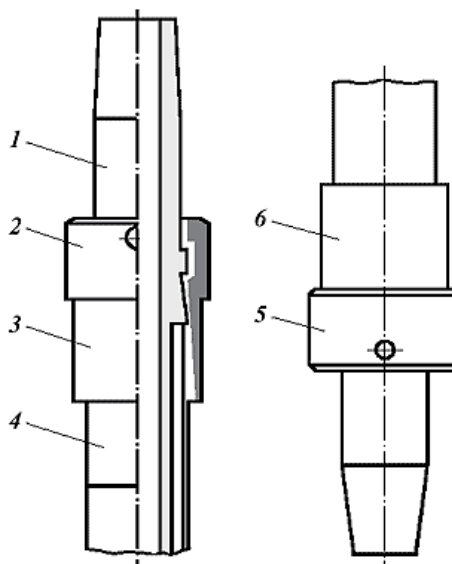


Рисунок 28 – Пакер за колонный типа ПЗ-168Ц: 1 – ствол; 2, 6 – гайки верхняя и нижняя; 3, 5 – корпус; 4 – цилиндрическая гильза.

Пакер состоит из цилиндрического ствола 1 с центральным осевым и ступенчатым радиальным каналами, а также присоединительными резьбами на концах. Снаружи на стволе концентрично установлены металлические корпуса 3 и 5, концы которых крепятся к стволу с помощью конусов и гаек 2 и 6. А между ними установлена металлическая гильза 4, играющая функции пакера. В ступенчатом радиальном канале ствола размещен обратный клапан.

2. Анализ современных направлений совершенствования технологии и техники закачивания скважин

Анализ периодических изданий [1–2, 5–15, 18, 39–44] показал, что проблема совершенствования технологии и техники крепления скважин привлекает внимание многих авторов.

Одним из наиболее перспективных направлений совершенствования технологии и техники заканчивания скважин является внедрение в широкое

применение метода флотации, позволяющего перераспределить силы, действующие на разные участки обсадной колонны.

Данный метод будет рассмотрен ниже более подробно. Также, проанализирована эффективность его применения для российского сортамента обсадных труб.

Широкое развитие получила сегодня технология бурения на обсадной колонне. В данной работе произведена классификация известных систем для бурения на обсадной колонне. Подробно описана, активно совершенствующаяся на сегодняшний день, технология бурения на хвостовике.

Отдельное внимание уделено методом снижения сопротивления при спуске обсадных колонн. Рассмотрен опыт применения «сухой смазки» и проанализированы возможные пути совершенствования данной технологии.

Рассмотрены пути совершенствования элементов технологической оснастки обсадной колонны.

2.1. Метод флотации

Доведение обсадных колонн до проектной глубины сопряжено с определенными трудностями, связанными с силами трения, возникающими при спуске колонн. Поэтому одним из способов, позволяющих уменьшить отрицательное влияние сил сопротивления, может служить способ спуска обсадной колонны в режиме флотации, получивший в последнее время широкое распространение.

Главная идея этого метода заключается в облегчении нижней части колонны, находящейся в интервале с большим углом отхода от вертикали, и приложении дополнительного веса на более вертикальном участке в верхней части ствола скважины, для обеспечения «проталкивания» колонны на забой.

Важным элементом реализации технологии является флотационная муфта (рисунок 29). Муфта создает временный барьер внутри обсадной колонны, обеспечивая раздел между агентами, заполняющими верхнюю и

нижнюю часть 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 на место ее установки.

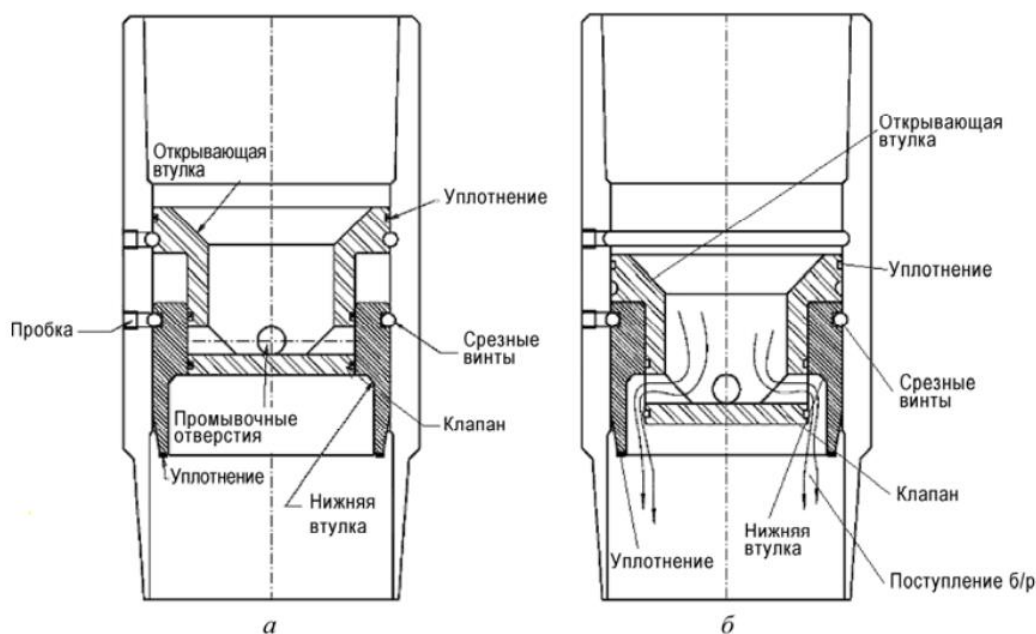


Рисунок 29 – Флотационная муфта: а – при спуске; б – при замещении

На рисунке 29 приведена флотационная муфта в двух положениях: на рисунке 29, а муфта создает барьер между агентами в нижней и верхней частях колонны; на рисунке 29, 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. При этом срезные 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. Спуск верхней разделительной пробки приводит к разрушению нижней мембраны, и цемент поступает в затрубное пространство.

Авторами произведен расчет эффективности применения данной технологии для российского сортамента обсадных труб [2, 11]. Результаты расчета, представленные в таблице 1, показали, что при заполнении нижней части колонны воздухом, начиная с колонн диаметром 244,5 мм, можно обеспечить полное всплытие колонны, при использовании раствора на углеводородной основе можно обеспечить 2 – 3 кратное облегчение колонны.

Таблица 1 – результаты расчетов веса нижней части обсадной колонны

Агент, заполняющий низ колонны			
Показатели	Буровой раствор	Облегченный РУО	Воздух
Плотность облегченного РУО, кг/м ³	–	0,9	–
Вес колонны в воздухе, т (1000м)	35,1	35,1	35,1
Облегчение колонны, т (1000м)	29,5	15,8	7,0

Полученные результаты свидетельствуют о перспективности развития данного метода.

2.2. Бурение на обсадной колонне

В современных условиях применение классических систем разработки нефтяных и стандартных технологий строительства скважин становится всё более сложной задачей. Существенное число месторождений характеризуется проблемами несовместимости давлений в скважине – «узкое окно бурения», неустойчивость стенок скважины, опасности прихвата бурильной колонны.

Одним из решений такого рода проблем является применение технологии бурения на обсадной колонне (БОК) или в частном случае – на хвостовике (БХВ).

Годы развития БОК показали, что эта технология стала желанным явлением, принесшим определенные улучшения в процесс строительства скважины [6, 8]. Преимущества метода, как доказанные практикой, так и расчетные включают в себя:

- возможность снижения мощности буровой установки;
- сокращение инцидентов на буровой;
- возможно сокращение числа обсадных колонн;
- башмак колонны можно установить глубже;
- общее время бурения снижается;
- улучшается прямолинейность ствола скважины;
- возможно уменьшение членов буровой бригады;
- не нужен подъем труб по окончании бурения интервала;
- колонна уже у цели и готова к цементированию;
- снижение общих затрат на строительство скважины.

Технология БОК на сегодняшний день получила широкое имеет множество вариаций применения. Поэтому, для более детального рассмотрения, необходимо классифицировать различные системы БОК.

Кроме того, стоит отдельно рассмотреть технологию бурения на хвостовике, как одну из наиболее перспективных и бурно развивающихся направлений сфере БОК.

2.2.1. Классификация признаков систем БОК

Классификационные признаки систем БОК целесообразно разделить на устройства наземной и подземной его частей. Наземная часть содержит силовые приводы для обсадной колонны и оборудование для спуска и подъема (СПО) извлекаемой компоновки (ИК). Поэтому предлагается следующая классификация.

По способу передачи вращения и соответственно момента:

- 1) при бурении на хвостовике – ротор или верхний привод;
- 2) при бурении на обсадной колонне – ротор или верхний привод;

По способу СПО ИК:

- 1) На трубах с применением стандартного комплекса СПО на буровой:
- 2) С применением специальной канатной или кабельной лебедки:
- 3) С помощью гибких труб на барабане (ГНКТ):

Для подземной части одним из основных критериев является возможность контроля направления бурения. По этому признаку системы делятся на три группы:

- 1) Неуправляемые системы.
- 2) Управляемые системы с неизвлекаемой (одноразовой) буровой компоновкой.
- 3) Управляемые системы с извлекаемой буровой компоновкой.

Приведенный обзор и анализ существующих технологических схем позволяют сделать следующие выводы относительно рациональных областей применения БОК:

- 1) Технология с извлекаемой компоновкой может быть эффективной в скважинах, стоимость которых выше средней.
- 2) Технология с неизвлекаемой компоновкой может быть эффективной в скважинах любой ценовой категории.
- 3) Технология с разбуриваемым долотом-башмаком эффективна в скважинах средней и выше средней ценовых категорий.

2.3.2. Бурение на хвостовике

Бурение на хвостовике (Drilling with liner - DwL) является логичным продолжением технологии БОК (DwC). Продуктивные пласты современных разрабатываемых месторождений располагаются всё глубже, что приводит к увеличению «измеренной глубины по стволу скважины» (borehole measured depth - MD), фактически длины скважины. При этом в процессе строительства скважин на таких месторождениях инженеры сталкиваются с проблемами несовместимости давлений, участками осложнений, бурение

которых 25 лет назад считалось невозможным. Необходим поиск новых подходов в строительстве скважин, одним из которых является БХВ[7].

Типичная схема для неуправляемого бурения хвостовиком (рисунок 30) состоит из подвески хвостовика, пакера, спускового инструмента, посадочного седла для активации подвески, муфт с обратными клапанами для цементирования и специального разбуриваемого башмака. В таких компоновках посадочное седло размещено в спусковом инструменте. Бурение осуществляется вращением всей колонны. Технология объединила традиционный спуск хвостовика с вращением и возможность бурения при использовании специального разбуриваемого башмака. Поэтому после достижения проектной глубины технология включает стандартный набор операций, связанных с активацией подвески, разъединением спускового инструмента, цементированием и активацией пакера.

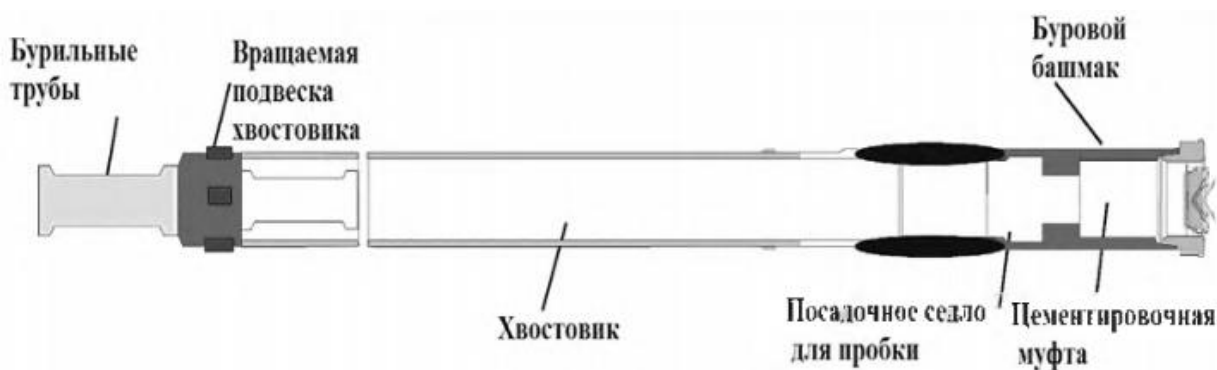


Рисунок 30 – Типичная схема для неуправляемого бурения хвостовиком

Обычное ограничение схемы – рабочий момент подвески хвостовика и спускового инструмента. Дополнительно необходимо выбирать оптимальную производительность бурового раствора с целью предотвращения размыва седла шарового клапана.

Основное преимущество технологии – исключение дополнительных СПО для цементирования, так как наличие обратного клапана дает возможность немедленного цементирования после прекращения бурения.

Бурение компоновкой с контролем траектории скважины, включающей пилотное долото, ВЗД с телеметрической системой или РУС

изображена на рисунке 31. В компоновку включается долото-расширитель на башмаке хвостовика. После активации подвески спусковой инструмент, ВЗД и пилотное долото извлекаются из скважины одновременно. Для цементирования необходимо применение дополнительной СПО для установки системы клапанов и активации пакера. Однако эта система все еще находится в стадии коммерциализации.

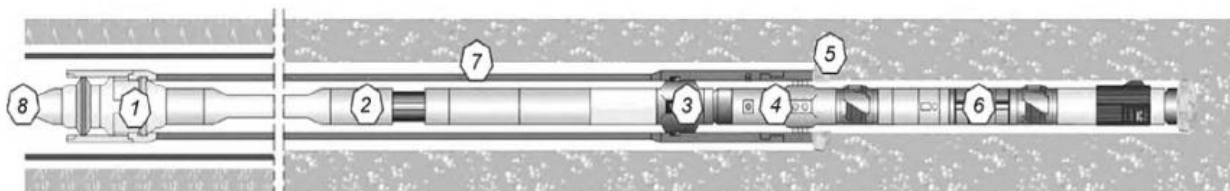


Рисунок 31 – Схема БХВ с применением РУС: 1 – спусковой инструмент; 2 – извлекаемая внутренняя колонна труб; 3 – гидравлический забойный двигатель; 4 – переводник для привода расширителя; 5 – долото-расширитель; 6 – пилотная компоновка для направленного бурения с РУС; 7 – внешние компоненты системы подвески хвостовика; 8 – основная бурильная колонна

В настоящий момент актуальной является задача разработки компоновки, позволяющей обеспечивать направленное бурение и цементирование без дополнительных СПО. Ниже описан один из вариантов реализации, предлагаемый в статье [7].

Компоновка (рисунок 32) включает подвеску хвостовика со спусковым инструментом, телеметрическую систему, немагнитное УБТ, ВЗД для направленного бурения (с перекосом корпуса) и долото. Бурение такой системой осуществляется традиционным способом с применением ВЗД, т. е. с вращением всей обсадной колонны на участке стабилизации или только забойным двигателем на участке набора кривизны. По окончании бурения долото, ВЗД, немагнитные УБТ и, собственно, хвостовик остаются в скважине. Телеметрическая система вместе со спусковым инструментом извлекается. После извлечения телесистемы можно проводить цементировочные работы при необходимости

Предложенная технологическая схема приведена на рисунке 4.

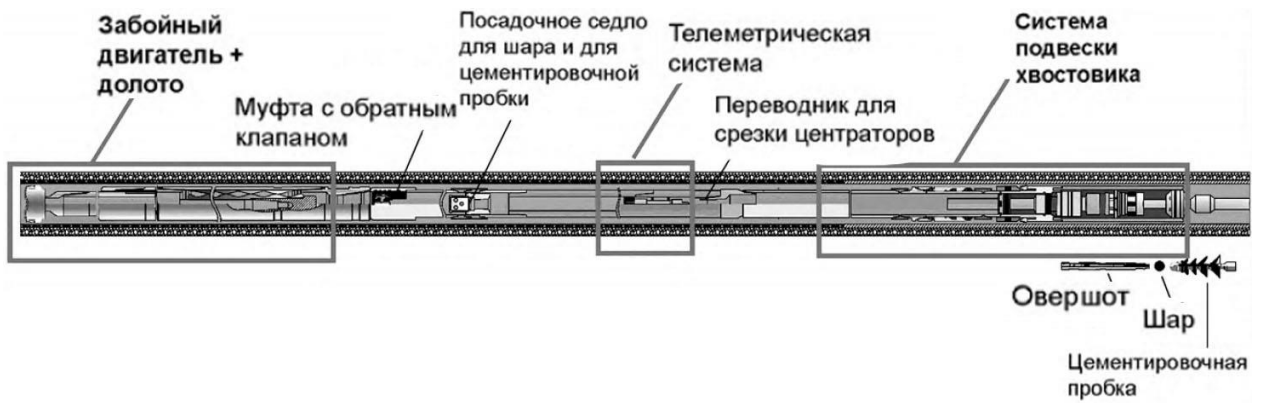


Рисунок 32 – Схема системы для направленного бурения на хвостовике

Для проведения цементировочных работ в компоновку включена муфта с обратным клапаном (ЦКОД). Поэтому применение переливного клапана не требуется. Таким образом, ЦКОД служит для предотвращения обратного тока бурильного раствора и попадания бурового шлама в ВЗД, тем самым предотвращая повреждение статора и забивание долота.

Далее, выше ЦКОДа на расстоянии 20 м (двух обсадных труб) располагается посадочное седло для шара и цементировочной пробки. Включение данного оборудования необходимо для активации гидравлических узлов системы подвески хвостовика, а также точного определения посадки пробки и окончания процесса цементирования.

Выше располагаются две немагнитные УБТ, внутри которых расположена телеметрическая система.

Вибрации, возникающие при бурении, компенсируются резиновыми центраторами, которые кроме функции демпфирования обеспечивают фиксацию системы по оси НУБТ. Сразу за НУБТ идет срезающий переводник, основная функция которого - срезка резиновых центраторов до максимального диаметра фактической телесистемы. Это необходимо для обеспечения прохождения всех элементов телеметрической системы через спусковое оборудование системы подвески хвостовика при извлечении. Далее идет колонна-хвостовик. Нужно отметить, что на буровой требуется установка ГНКТ для возможности извлечения телеметрической системы из горизонтального интервала.

После достижения проектного забоя в скважину спускается овершот на ГНКТ для стыковки с телесистемой и её извлечения. После извлечения телесистемы проводятся операция по активации подвески хвостовика и разъединению спускового инструмента, а затем цементирование колонны-хвостовика и промывка скважины.

Достигнутые в указанных «нишах» результаты свидетельствуют о перспективах расширения областей применения технологий, прежде всего в область интервалов скважин со сложной траекторией и длинных горизонтальных стволов. Имеются примеры использования «извлекаемых» систем для решения таких задач, но они носят эпизодический характер в основном из-за слишком высокой цены реализации и недостаточной надежности систем, что естественно связано с недостаточным опытом их применения. Направления совершенствования и адаптации уже апробированных технических решений лежат в сфере БХВ и прежде всего заключительных секций скважин сложной конфигурации.

Предлагаемая технологическая схема направленного БХВ одноразовой компоновкой, но с извлечением телесистемы, на взгляд авторов, позволит расширить область применения метода и заполнить еще одну нишу в сфере строительства скважин.

2.3. Снижение сил трения при спуске ОК

Рассмотрим существующие на сегодняшний день методы снижения сил трения (рисунок 33).

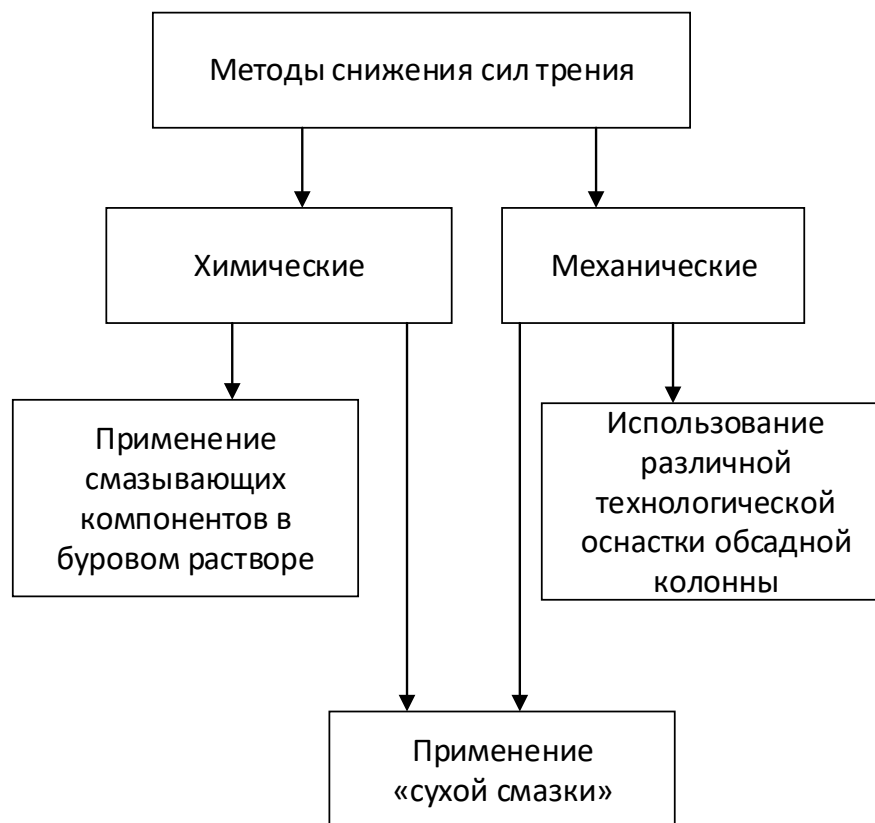


Рисунок 33 – Методы снижения сил трения

Химические методы базируются на применении различных смазывающих добавок и жидкостей в процессе бурения. К механическим методам относятся включения в состав обсадной колонны таких элементов технологической оснастки, как башмаки и центраторы различных конструкций.

К недостаткам химического метода можно отнести сложность регулирования состава бурового раствора в процессе бурения и недостаточную эффективность. Поэтому актуальность приобретает совершенствование механических методов.

На стыке механического и физического методов находится технология применения «сухой смазки». Данная технология, а также совершенствование механических методов будет рассмотрено ниже.

2.3.1. Опыт применения «Сухой смазки»

Компанией «БУРИНТЕХ» предложен способ снижения сил трения между стенками скважины и спускаемой обсадной колонной (хвостовиком) в горизонтальном участке ствола скважины, состоящий в использовании «сухой смазки» [15].

Данная технология заключается в следующем: в горизонтальный участок скважины устанавливается пачка свежего бурового раствора, без наработанной твердой фазы с содержанием «сухой смазки», представляющей собой микрошарики, в концентрации 20 – 25 кг/м³. Это позволяет снизить силы трения и предотвратить возникновение дифференциального прихвата при последующем спуске обсадной колонны.

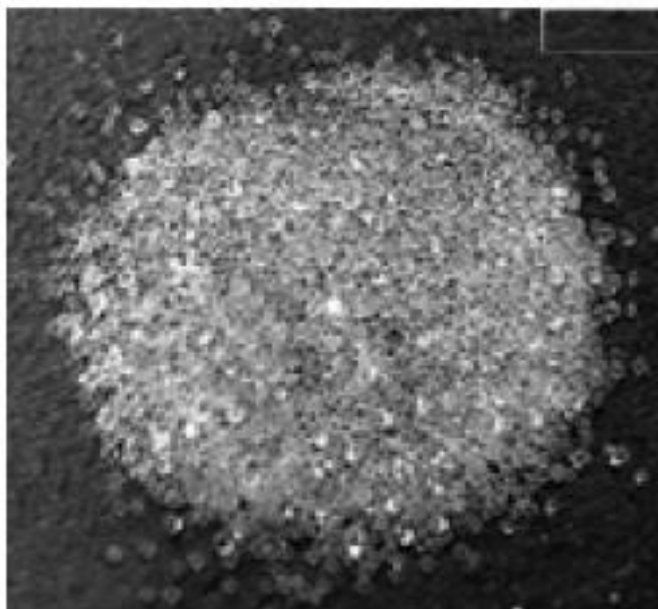


Рисунок 34 – «Сухая смазка»

При экспериментальных исследованиях, произведенных компанией «БУРИНТЕХ», в буровой раствор добавляли 25кг/м³ микрошариков и осуществляли измерение величины момента на сдвиг при помощи модифицированного прибора «Differential Sticking Tester» производства компании OFITE (рисунок 34). Эксперименты проводились с применением буровых растворов, взятых с производства и приготовленных в лабораторных условиях. Исследовался КС1-полимерный раствор «Поликаרב БИО».



Рисунок 35 – Измерение момента на сдвиг после получения дифференциального прихвата диска под статической нагрузкой

Суть модификации прибора состояла в осуществлении статического прижимного усилия, а также в наличии возможности одновременного измерения величины момента на сдвиг.

Методика проведения замера:

1) Исследуемый раствор заливают в камеру до метки. В крышку вставляют диск с плоским торцом, создающий крутящий момент. Собирают аппарат, устанавливают блок высокого давления на штоке клапана крышки (рис. 3). Подают давление 35 атм. (500 psi) в рабочую камеру. Открывают нижний клапан. В течение 15 минут осуществляется фильтрация исследуемого бурового раствора для формирования фильтрационной корки.

2) Записывают объем фильтрата за 15 минут, с помощью рычага приводят в соприкосновение диск с фильтрационной коркой и фиксируют статический груз (массой 10,5 кг - эквивалентно осевому прижатию штока клапана 40 кг) на конце рычага (рисунок 35).

3) В таком состоянии установку выдерживают 10 минут, затем убирают груз. Если шток диска остался в нижнем положении (прижатом к фильтрационной корке), то произошел прихват.

4) Если после выдерживания под нагрузкой в течение 10 минут диск поднимается в верхнее положение, то прихват не образовался. В этом случае статический груз устанавливают обратно, прижимая диск к корке, и в таком состоянии измеряют момент T_u (под нагрузкой, как на рисунке 35). Производят два замера с интервалом в 10 минут. Полученные значения момента фиксируют в лабораторном журнале.

Полученные данные представлены на рисунке 36. Как видно из рисунка, применение микрошариков дало положительной эффект. Величина момента при том же удельном весе бурового раствора в интервале плотностей 1,05 – 1,45 г/см³ снизилась практически до нуля. В дальнейшем, наблюдается рост момента, однако значения остаются ниже, чем в растворе без применения «твердой смазки».



Рисунок 36 – Измерение момента на сдвиг при дифференциальном прихвате с бурильным раствором "Поликарб БИО" без загрязнения активной твердой фазой

Основные выводы, сделанные авторами [15]:

1. При увеличении плотности буровых растворов увеличивается и момент на сдвиг.
2. Толщина корки увеличивается при увеличении плотности раствора.
3. Добавление «Сухой смазки» снижает момент на сдвиг.
4. Нарботка твердой фазы при бурении увеличивает момент на сдвиг;
5. Добавление в «Поликарб БИО» «сухой смазки» снижает до минимума момент на сдвиг при удельном весе до 1,20 г/см³. При большей плотности эффективность «Сухой смазки» снижается.

Разработка, осуществлённая компанией «БУРИНТЕХ», не нашла аналогов в отечественной и зарубежной практике. Положительные практические результаты свидетельствуют о перспективности данной технологии. Однако, как видно из статьи [15], исследователи варьировали только параметр плотности раствора и величину твердой фазы. Единственная замеряемая величина – момент на динамометрическом ключе. В статье не освещаются такие важные параметры, как материал и диаметр используемых микрошаров.

Таким образом, актуальной является задача дальнейшего проведения исследований в данном направлении.

Рассмотрим параметры, требующие дополнительного исследования:

- материал шаров;
- диаметр шаров;
- концентрация «сухой смазки».

Данная технология позиционируется авторами [15] только в случае осуществления дальнейшего МГРП. Однако «сухая смазка» может быть эффективна и без применения в последующем гидроразрыва. Главное условие ее применения – минимизация ущерба коллекторских свойств пласта. Этого можно добиться при использовании материалов,

подверженных растворению в водной среде. Такие шары должны обеспечить надежный спуск хвостовика, при этом не потребовать проведения дополнительных мероприятий по очистке интервала продуктивного пласта. Также возможен вариант использования шаров, подверженных разрушению при кислотной обработке. Необходимы дальнейшие исследования в данном направлении.

Авторами [15] предполагается использование шаров очень малого диаметра (доли миллиметров). Большой интерес представляет исследование зависимости диаметра шаров от эффективности их использования. Предположительно, шары диаметром, превышающим диаметр пор (трещин) коллектора, не нанесут ущерба продуктивности скважины и напротив, будут способствовать более продолжительной ее эксплуатации, работая как дополнительный фильтр.

Требуется также рассмотреть случай, когда шары не находятся во взвешенном состоянии, а под действием гравитационного осаждения падают на лежащую стенку. Ввиду того, что максимальное трение наблюдается именно на лежащей стенке скважины, можно минимизировать количество используемых шаров, при этом добившись требуемой эффективности.

При проведении исследований необходимо разработать конструкцию лабораторного стенда. Представленная в статье [15] конструкция стенда не может считаться оптимальной так как не позволяет оценить эффективность применения шаров при плотности, не близкой к критической. Возможно, оптимальным решением будет являться изготовление масштабированного лабораторного стенда, позволяющего учитывать большее число факторов.

2.3.2. Совершенствование элементов технологической оснастки

В состав комплекса технических средств для обеспечения оптимальных условий спуска и цементированья обсадных колонн в горизонтальные скважины с большой длиной горизонтального участка входят следующие технические средства:

- башмак колонный;
- центраторы;

Авторами [18] предложен башмак колонный с возможностью вращения БК-Вр (рисунок 17) предназначен для оборудования низа обсадной колонны, с целью направления ее по стволу скважины и прохождения осложненных зон (каверны и зоны сужения ствола) без посадок. Это осуществляется за счет того, что эксцентрический наконечник башмака преодолевает уступы и огибает преграды. В горизонтальном стволе скважины посадка и последующая остановка движения обсадной колонны, как правило, всегда связаны с тем, что перед башмаком нагребается шлам, который находится на нижней образующей ствол скважины.

Направляющая пробка башмака БК-Вр 114 выполнена со скосом 20 – 30° и эксцентричным смещением вершины округлого конуса относительно оси башмака. Башмаки колонные с возможностью вращения БК-Вр прошли не только широкие заводские стендовые испытания, но и промышленное применение.

Известен центратор [3](рисунок 37), состоящий из двух стальных колец, которые жестко скреплены между собой пружинными арочными планками. Их фиксирование на обсадной колонне достигается путем размещения центратора по обе стороны муфты обсадной трубы. Недостатком

этой конструкции является следующее: при высокой центрирующей способности ограниченная проходимость по стволу скважины и высокие значения проталкивающего усилия. При спуске такого центризатора в скважину наблюдается не трение планок по внутренней поверхности предыдущей обсадной колонны, а резание острыми кромками планок центризатора внутренней поверхности обсадной колонны, что значительно затрудняет спуск колонны с центризаторами в скважину. Это явление объясняется тем, что планки центризатора имеют прямоугольную форму с острыми кромками, а твердость материала планок центризатора практически всегда выше твердости материала обсадной колонны и тем более твердости пород открытого ствола скважины. При спуске каждого последующего центризатора шероховатость внутренней поверхности обсадной колонны возрастает, а в открытом стволе происходит разрушение пристенного слоя, что соответственно, приводит к нарастающим посадкам обсадной колонны.

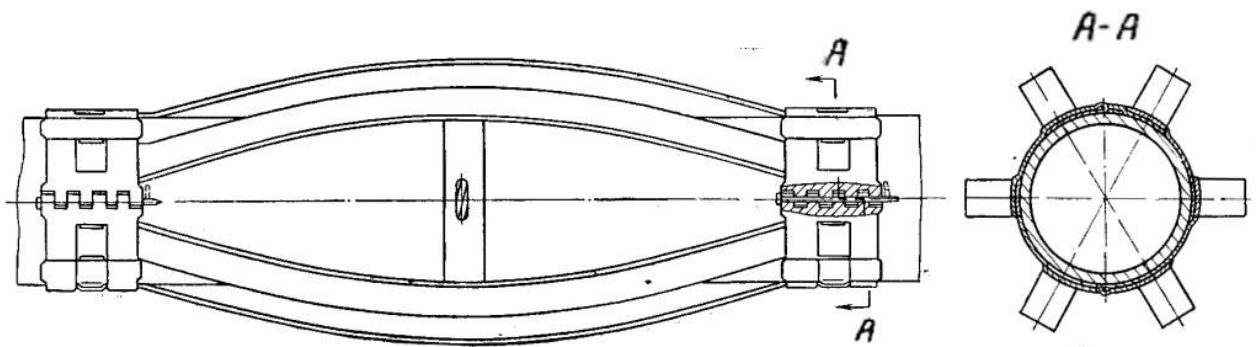


Рисунок 37 – Центрирующий фонарь

Конструкция пружинного разборного центратор (ЦПР), представленного на рисунке 38, лишена приведенных выше недостатков. Технический результат достигается тем, что в пружинном центраторе, состоящем из центрирующих арочных планок и двух цельнокроенных обечаек, арочные пружинные планки центратора имеют в сечении дугообразную форму, и на их наружную поверхность нанесено полимерное покрытие, обладающее антифрикционными свойствами. Это исключает резание острыми кромками планок центратора внутренней поверхности обсадной колонны и разрушение пристенного слоя в открытом

стволе скважины, а также обеспечивает более легкое прохождение обсадной колонны по стволу скважины, особенно в пологих и горизонтальных участках, поскольку арочные планки центратора взаимодействуют с внутренней поверхностью обсадной колонны и ствола скважины посредством трения скольжения с максимально низким коэффициентом трения.



Рисунок 38 – Центратор пружинный с радиусными планками ЦПР 114/148 и центратор фирмы Синтек 114/148

Применение жесткого центратора-турбулизатора из полимерного низкофрикционного материала должно обеспечить снижение коэффициента трения и облегчить процесс спуска обсадной колонны. Кроме того, центратор-турбулизатор обеспечивает закручивание потока жидкости, улучшая распределение тампонажного (цементного) раствора в затрубном пространстве.

Центратор труб наружный (ЦТН) – центратор, изготовленный из полимерного низкофрикционного материала, не обладающего ярко выраженными пружинными свойствами. Устанавливается на обсадной

колонне в строго заданном интервале и фиксируется от осевого перемещения стопорными кольцами.

Центраторы-турбулизаторы из полимерного низкофрикционного материала обладают следующими полезными свойствами:

- низким коэффициентом трения (0,04 – 0,1);
- легким весом: легко переносятся и монтируются вручную;
- изготовлены из специального композитного пластика, устойчивого к различным неблагоприятным факторам;
- материал инертен практически ко всем химическим веществам, используемым в нефтяной отрасли;
- могут одинаково хорошо применяться в различных температурных условиях (от -40 °С до +145 °С);
- выдерживают большую ударную нагрузку.



Рисунок 39 – Центратор-турбулизатор из полимерного низкофрикционного материала установленной на обсадной колонне

Результаты проведенных опытно-конструкторских работ, а также лабораторно-стендовых испытаний показали, что разработанные ООО «НТЦ «ЗЭРС» центраторы-турбулизаторы ЦТН типоразмеров ЦТН 102/116 мм и ЦТН 114/ 138 мм полностью соответствуют исходным техническим требованиям и техническому заданию (ТЗ) на их разработку. Была изготовлена опытная партия ЦТН 102/ 116 мм и ЦТН 114/ 138 мм для проведения опытно-промышленных работ по их применению на месторождениях ОАО «Газпромнефть-ННГ». Опытно-промышленные

работы по применению центраторов турбулизаторов ЦТН из полимерного низкофрикционного материала проводились на 9 горизонтальных скважинах (ЗБС) шести месторождений ОАО «Газпромнефть-ННГ». На всех скважинах, где применялись центраторы-турбулизаторы ЦТН,

Применение жесткого центратора–турбулизатора из полимерного низкофрикционного материала должно обеспечить снижение коэффициента трения и облегчить процесс спуска обсадной колонны. Кроме того, центратор–турбулизатор обеспечивает закручивание потока жидкости, улучшая распределение тампонажного (цементного) раствора в затрубном пространстве.

2.4. Крепление скважин

2.4.1. Замедление сроков схватывания тампонажных растворов

При цементировании некоторых скважин на глубине 2500– 3000 м забойная температура может достигать 140 – 160 °С. Такие температурные условия сильно ускоряют загустевание и сокращают сроки схватывания тампонажных растворов, поэтому без специальных пластификаторов и замедлителей сроков схватывания невозможно провести прокачку и продавливание тампонажных растворов на расчетную высоту. Особенно сложным является процесс цементирования скважин, пробуренных в сильнопористых дренажных пластах с близким расположением нефтегазоводоносных горизонтов.

Для регулирования свойств тампонажного раствора и камня применяют различные модифицирующие добавки, вызывающие изменение седиментационной устойчивости раствора, его фильтратоотдачи и вязкости, а также поровой структуры образующегося камня, его адгезионных свойств и коррозионной устойчивости.

Исследования указанных важнейших показателей тампонажного раствора и камня в зависимости от термобарических условий являются актуальными как с научной, так и с практической точек зрения. В этой связи авторами [35] проведены исследования по определению влияния моносахаридов на сроки схватывания тампонажных растворов. В качестве объектов исследования использовались глюкоза, фруктоза и галактоза, а в качестве вяжущего – портландцемент.

На рисунке 40 показана зависимость условной вязкости тампонажного раствора от процентного содержания исследуемых добавок при $V/C = 0,5$. Как видно из рисунка 39, тампонажные растворы, содержащие одинаковые массовые доли исследуемых добавок, обладают различной условной вязкостью. Наибольшей пластифицирующей способностью обладает фруктоза. Проведенные исследования показали, что фруктоза обладает не только сильным разжижающим эффектом, но и является эффективнейшим замедлителем процесса твердения цементного теста.

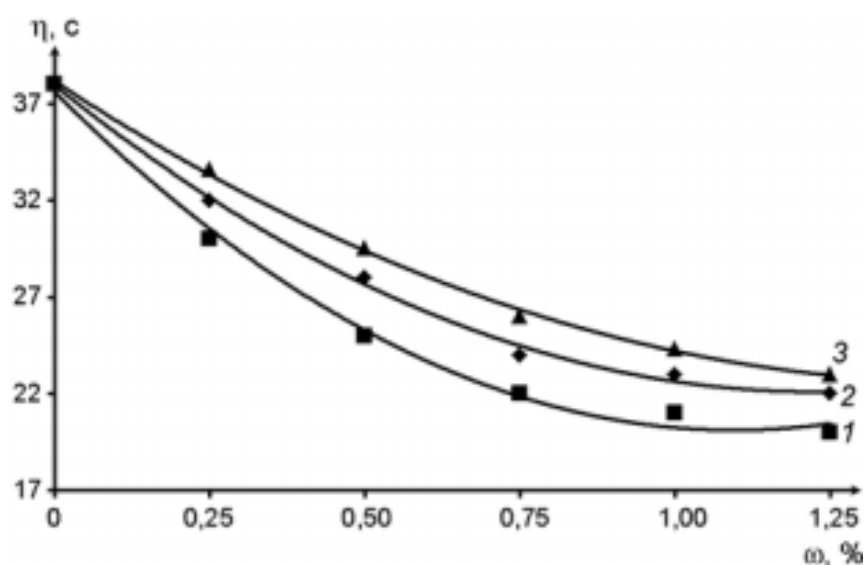
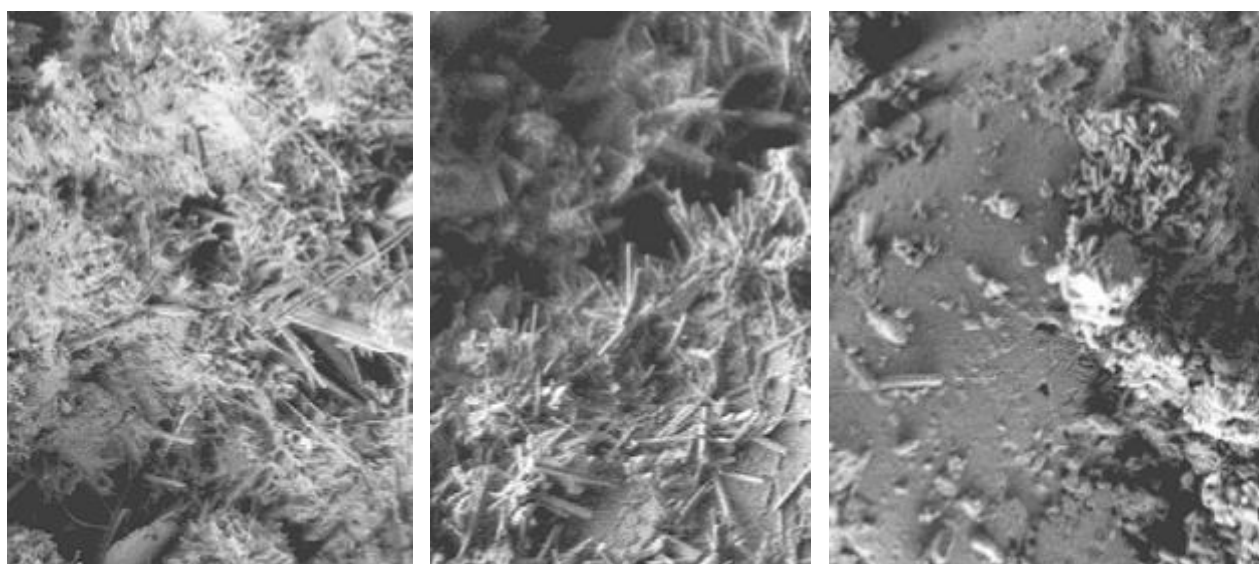


Рисунок 40 – Изменение условной вязкости тампонажного раствора от содержания моносахаридов ω , %: 1 – фруктоза; 2 – галактоза; 3 – глюкоза

Такой эффект, на взгляд авторов [35], обусловлен природой молекулярного строения фруктозы, которая в отличие от галактозы и глюкозы является не альдегидоспиртом, а кетонспиртом.

В молекуле фруктозы электронное облако сильно смещено к атому кислорода, в результате чего возрастает подвижность протонов гидроксигрупп, которые способны взаимодействовать с ионами кальция тампонажного раствора. Такое взаимодействие приводит к образованию дополнительного количества молекул воды, в результате чего существенно снижается вязкость тампонажного раствора. Кроме того, за счет связывания молекулами фруктозы свободных ионов кальция Ca^{2+} , их концентрация в тампонажном растворе существенно уменьшается, что приводит к значительному замедлению процесса твердения.

Представлена микроструктура образцов цементного камня из портландцемента без добавок (рисунок 41, а), цементного камня с добавкой галактозы (рисунок 41, б) и фруктозы (рисунок 41, в). В микроструктуре бездобавочного цементного камня отчетливо видны густо расположенные иглообразные новообразования гидроксида кальция размером 0,3...0,5 мкм с отдельными крупными включениями балочного типа 2...5 мкм, армирующие всю структуру камня.



а

б

в

Рисунок 41– Микроструктура цементного камня, полученного из портландцемента: а – без добавок; б – с добавкой галактозы; в – с добавками фруктозы

В микроструктуре цементного камня с добавкой галактозы иглообразные новообразования известны практически отсутствуют, но образуются дендритные новообразования спутанно-волокнутой структуры размером порядка 1 мкм, расположенные менее хаотично, по сравнению с цементным камнем, полученным из бездобавочного портландцемента. В структуре же цементного камня с добавкой фруктозы вообще отсутствуют иглообразные новообразования, а образования спутанно-волокнутой структуры имеют размер до 0,5 мкм и расположены отдельными включениями в структуре. Этот факт является причиной отсутствия прочной структуры камня при использовании фруктозы в качестве добавки к тампонажному раствору, которая, если и формируется, то на более поздней (через 3 – 5 суток) стадии гидратации.

Таким образом, проведенные исследования показали, что изученные добавки моносахаридов являются эффективными замедлителями сроков схватывания тампонажных растворов, а их замедляющий эффект зависит от молекулярного строения.

2.4.2. О возможности замены цемента для изоляции закланного пространства скважины

Улучшать свойства цемента для придания его раствору повышенных вытесняющих свойств сверх того, что имеем сейчас, не представляется рациональным [12]. Реологические, а значит вытесняющие свойства тампонажного цементного раствора, удастся регулировать изменением водоцементного отношения и/или вводом в раствор добавок и/или реагентов. Такое регулирование проводится легко и в широких пределах. Тем не менее как бы не улучшали реологические свойства тампонажного раствора с целью повышения степени вытеснения им из затрубного пространства бурового раствора, полностью вытеснить буровой раствор и его фильтрационную корку из скважины не удастся. Тампонажный раствор по своей природе и свойствам плохой «вытеснитель».

Цементы, произведенные при соблюдении ГОСТ 1581-96, спецификации АНИ 10А, а также с учетом рекомендаций специалистов по цементированию скважин, позволяют приготавливать тампонажные растворы с требуемой изолирующей способностью - непроницаемостью для пластовых флюидов. Но проектировщики и буровые подрядчики далеко не всегда оказывают требуемое внимание рецептуре, качеству тампонажного раствора, точности его приготовления на месте. Результат - заколонные перетоки.

Тампонажный камень должен быть безусадочным. В настоящее время применяют расширяющиеся тампонажные смеси. Однако, вопрос об эффективности расширяющихся тампонажных цементов остается открытым. На практике невозможно учесть и скорректировать все факторы, влияющие на кинетику расширения тампонажного камня, чтобы обеспечить ожидаемый эффект от его применения. Поэтому результат случайный.

Для обеспечения герметичности зон контакта металл-камень, камень-порода цементный камень должен иметь адгезию с ограничивающими его поверхностями колонны и стенок скважины. Но поверхности колонны и стенок скважины всегда остаются покрытыми окалиной, остатками углеводородов, ПАВ из бурового раствора, пленкой - коркой самого бурового раствора и поэтому прямого контакта камня с металлом и породой в большинстве случаев нет, а значит, не может быть и адгезии. По этой причине как-либо совершенствовать сам цемент с целью «повышения его адгезии» бесполезно. Стремиться следует к получению непроницаемой зоны контакта.

Происходящие непрерывно в камне физико-химические процессы, скорость и направление которых зависят от температуры, ведут к «старению» камня - потере им прочности, «перерождению», разрушению. Возможно, эти процессы становятся причиной потери крепью своих изолирующих свойств. В настоящее время известны и широко применяются способы повышения термостойкости и долговечности тампонажного камня путем ввода

силикатных добавок в портландцементы или использования доменных шлаков в качестве вяжущих. Тем не менее уверенности в долговечности камня из указанных вяжущих в скважинах нет.

По своим физико-механическим, деформационным свойствам тампонажный камень относится к телам хрупким, а значит, по понятным причинам - малопригодным для герметизации как таковой.

Таким образом, беглый обзор свойств цемента и их влияния на выполнение задач, решаемых при первичном цементировании скважин, показывает, что цемент имеет свойства, качества, дающие только надежду, но не уверенность, что даже при строжайшем выполнении известных технико-технологических приемов удастся создать крепь скважины, выполняющую свою основную функцию - герметично разделять пласты друг от друга и от дневной поверхности, долгое время противостоять различным разрушающим факторам.

К недостаткам цемента, применяемого для первичного цементирования обсадных колонн в скважинах, относятся:

- оставляющие желать лучшего реологические - вытесняющие свойства тампонажного раствора;
- неспособность тампонажного раствора сохранять в покое гидростатическое давление;
- контракция в тампонажном камне;
- необходимость тщательно, с учетом конкретных геолого-технических условий составлять и соблюдать сложную рецептуру тампонажного раствора для придания ему требуемой изолирующей способности
- также хрупкость камня;
- неспособность к достаточным обратимым упругим деформациям;
- подверженность коррозии к быстрому старению.

Есть и другие минусы у цемента с точки зрения нужд строительства скважины, например, придание ей, как инженерному сооружению, высокой материалоемкости

Поэтому при креплении скважины с использованием цемента достижение нужного качества крепи скважины, в первую очередь ее герметичности, всегда носит вероятностный характер - нельзя со 100%-й уверенностью ожидать, что столь нежелательных перетоков за колонной не будет. И это, в первую очередь, потому, что тампонажный камень как минеральное вяжущее не является совершенным изолирующим материалом.

Рассмотрим возможность замены цемента пенополиуретаном. Представляется, что, в первую очередь, «пенополиуретановая технология» изоляции заколонного пространства скважины проще осуществима и скорее требуется для изоляции колонн - кондукторов в зоне многолетнемерзлых пород.

После закачки полиуретана в заколонное пространство под переменным возрастающим во времени давлением, состав, вступает в реакцию с влагой в скважине, расширяется и проникая в самые «глухие» уголки заколонного пространства, максимально вытесняет буровой раствор. В заколонном пространстве останется химически стойкое высокопористое упругоэластичное нефилтующееся, не разрывающее горные породы и непроницаемое тело, силой внутривязкого давления, превышающего пластовые, вдавленное в кольцевой зазор и «навсегда» исключаящее всякое самопроизвольное перемещение флюидов.

3. Совершенствование конструкции башмаков обсадных колонн

Наиболее актуальным путем снижения сил трения при спуске обсадной колонны, на сегодняшний день, является развитие технических средств[9]. В частности, элементов оснастки обсадной колонны. В том числе, колонных башмаков с усовершенствованными характеристиками.

В рамках данной работы ставилась задача проанализировать известные конструкции колонных башмаков, динамику их патентования,

рассмотреть конструкции и принцип действия башмаков, целью изобретения которых является снижение сил сопротивления при спуске. На основании произведенного анализа предложены две новые конструкции колонных башмаков.

3.1. Анализ динамики патентования

Рассмотрим существующие на сегодняшний день запатентованные башмаки колонные и представим некоторые элементы патентного ландшафта [20–31].

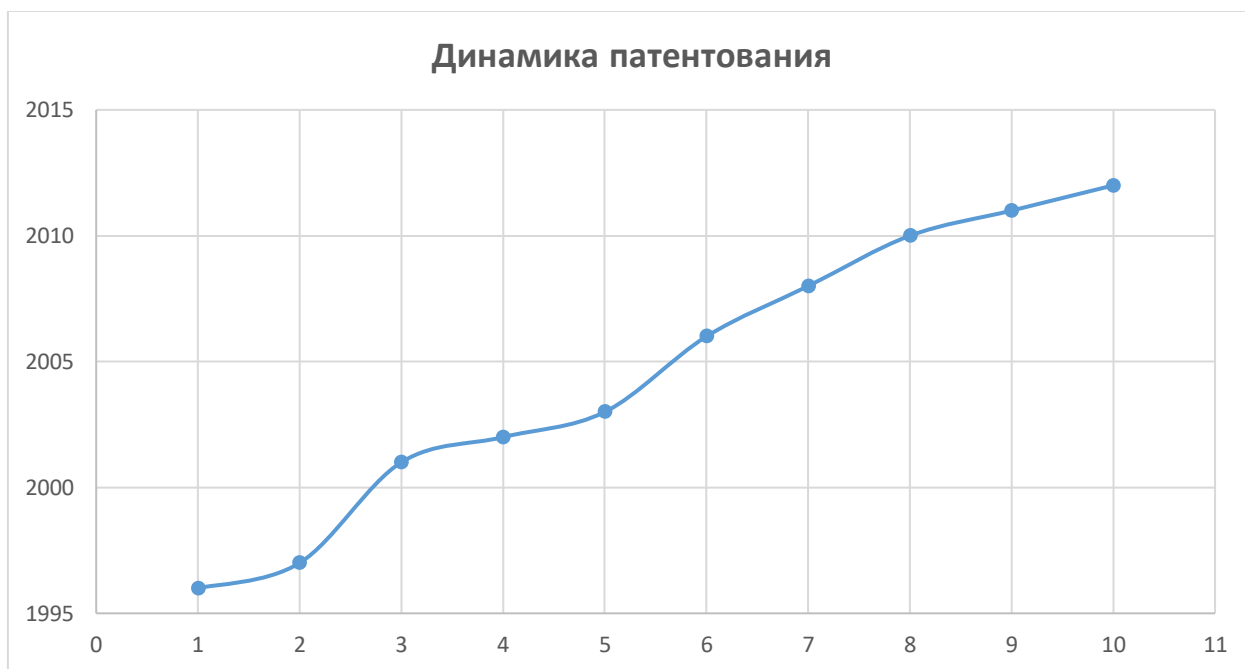


Рисунок 42 – Динамика изобретательской активности

Динамика изобретательской активности с указанием количества поданных заявок за определенный год представлена на рисунке 42, на которой виден резкий скачок подачи заявок с 1996 по 2001 года, затем с 2001 по 2004 стабильный рост и с 2004 по 2012 наблюдается уверенный рост патентования. Далее выявим ключевые компании, имеющие разработки патентов башмаков колонных.

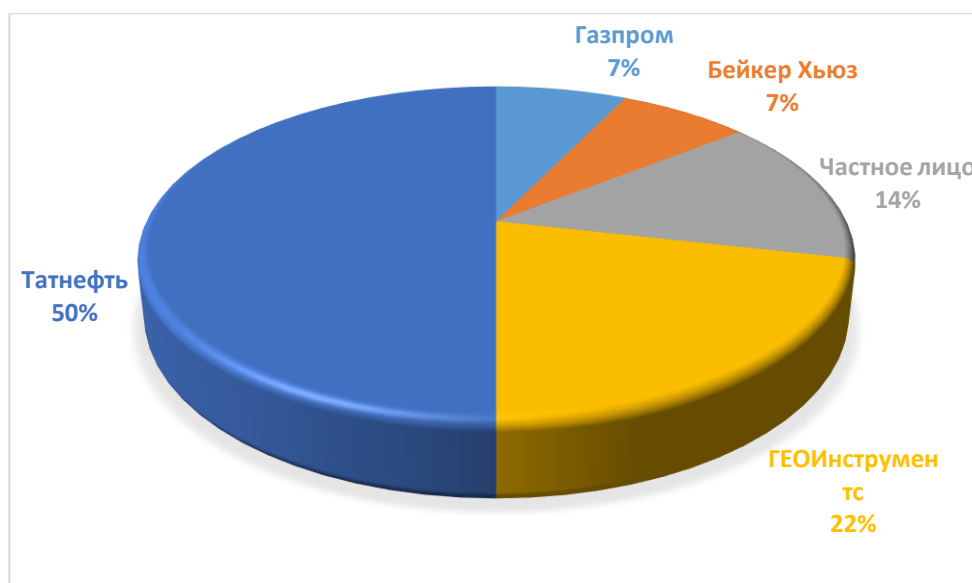


Рисунок 13 – Наиболее крупные заявители/патентообладатели

Круговая диаграмма на рисунке 43 разбита на сектора разного цвета в зависимости от заявителя/патентообладателя. Размер сектора определяется количеством заявок на получение патентов и патентов, в которых присутствуют указанные заявители/патентообладатели. Данная диаграмма позволяет сделать вывод о том, какие компании или организации интересуются и наиболее интенсивно развивают анализируемую технологию. Лидером в патентообладании является компания ПАО «Татнефть», что говорит об значимом инновационном потенциале компании.

Таким образом, из приведённого патентного ландшафта башмаков обсадной колонны следует, что проблема качественного крепления скважин является актуальной и многие компании интенсивно работают в направлении развития технических средств для улучшения дохождения обсадной колонны до заданной длины ствола. Таким образом, из приведённого патентного ландшафта башмаков обсадной колонны следует, что проблема качественного крепления скважин является актуальной и многие компании интенсивно работают в направлении развития технических средств для улучшения дохождения обсадной колонны до заданной длины ствола.

3.2. Анализ конструкции башмаков

Конструкции башмаков обсадных колонн, целью разработки которых являлось снижение силы трения при спуске описаны в патентах [20-23, 27, 28]. Далее будут рассмотрены наиболее типовые конструкции каждого из разделов классификации.

На рисунке 44 представлен патент RU 105346 U1 E21B29/10. Башмак. Отличительной особенностью данной конструкции является то, что максимальный диаметр наконечника 5 превышает диаметр корпуса 1, и обсадной колонны, с которой он соединяется. Предполагается, что обсадная колонна, оборудованная башмаком такой конструкции, будет иметь более высокую проходимость, по сравнению с башмаком [21], что позволит колонн проходить относительно большие изгибы без заклинивания корпуса.

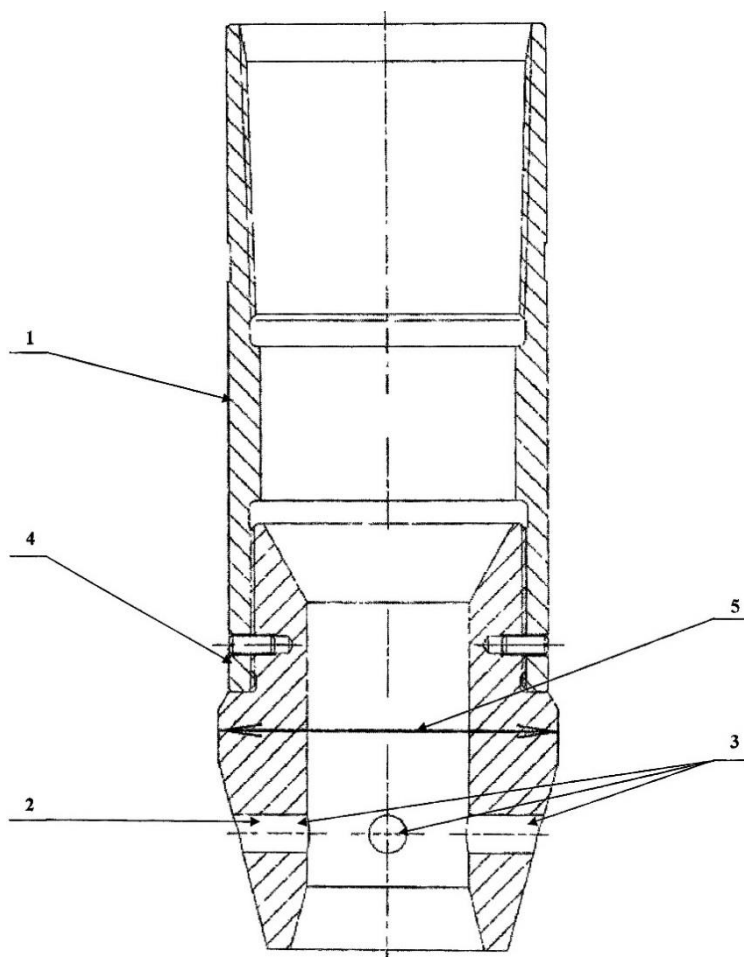


Рисунок 44 – Башмак: 1 – корпус; 2 – конусный наконечник; 3 – боковые каналы; 4 – стопорный винт; 5 – максимальный диаметр наконечника

Однако, стоит отметить, что увеличение диаметра конструкции башмака неизбежно приведет к снижению проходимости колонны в сложных интервалах, где фактический диаметр скважины приближен или меньше диаметра наконечника (в породах, подверженных набуханию, в породах, склонных к текучести). Кроме того, снижение зазора между корпусом башмака и стенкой скважины приведет к увеличению эффекта поршневая, что может негативно сказаться на устойчивости ствола скважины.

Таким образом, данной конструкции колонного башмака может привести к возникновению осложнений и аварий с большей вероятностью, чем в случае использования стандартных решений.

Альтернативный способ центрирования башмака в скважине описан в патенте [20] (рисунок 45). Отличительной его чертой является использование четырех центрирующих планок, расположенных на равном удалении друг от друга.

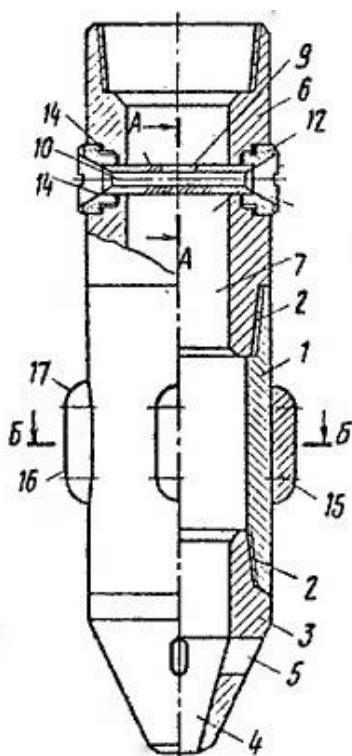


Рисунок 45 – Башмак обсадной колонны: 1 – корпус; 2 – соединительные резьбы; 3 – направляющая насадка; 4 – центральное отверстие; 5 – боковые отверстия; 6 – переводник; 7 – центральный канал; 8 – насадка; 9 – входное отверстие; 10 – камера; 11 – диффузоры; 12 – прижимные гайки; 13 – конусная выточка; 14 – кольца; 15 – центрирующие планки.

Центрирующие планки имеют полукруглое сечение с закругленными концами. При спуске обсадной колонны планки обеспечивают необходимый зазор между башмаком и стенками скважины.

Использование данного конструкторского решения не будет способствовать существенному росту эффекта поршневания и обеспечит лучшую проходимость по сравнению с решением, представленным в патенте, описанным выше.

Однако, представленная выше конструкция тоже имеет недостатки. В частности, риск возникновения посадок из-за застраивания центрирующих планок в стенках обсадной колонны так же существует. Кроме того, использование данной конструкции не предусматривает реализацию вращения обсадной колонны. Опорные элементы будут затруднять поворот колонны, а возникновение реактивного момента может привести к ослаблению резьбовых соединений с потерей их герметичности.

Отличительной чертой патента [28], представленного на рисунке 46, является наличие подвижных отклоняющих элементов.

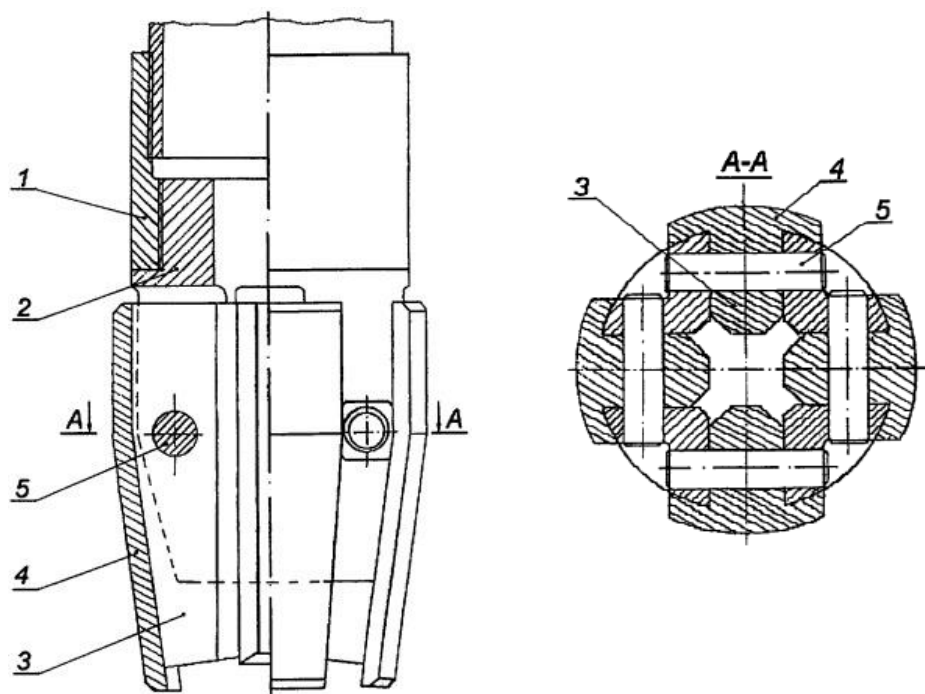


Рисунок 42 – Башмак обсадной колонны: 1 – корпус; 2 – направляющая пробка; 3 – основания рычагов; 4 – опорные плиты; 5 – пальцы

Отклоняющие элементы выполнены в виде изогнутых двуплечих рычагов Т-образного сечения. Каждый из них состоит из основания и опорной плиты. Наружная поверхность опорной плиты в поперечном сечении имеет вид сектора трубной заготовки. Основания рычагов установлены в сквозных осевых пазах направляющей пробки, а в направляющей пробке и в основаниях рычагов выполнены радиальные каналы для размещения в них пальцев. Рычаги равномерно установлены на наружной боковой поверхности направляющей пробки при помощи пальцев с возможностью поворота вокруг них. Большие плечи рычагов направлены в сторону нижнего конца направляющей пробки, а малы – в сторону корпуса.

Нижний конец обсадной колонны перед ее спуском, а в ствол скважины оборудуют башмаком. При прохождении осложненной части ствола, в которой могут иметь место резкие перегибы, каверны, уступы, желоба и т.д., отклоняющие элементы обеспечивают возможность самоориентирования башмака, за счет чего повышается вероятность спуска обсадной колонны без осложнений и аварий. Взаимодействие большого плеча одного из рычагов со стенкой ствола скважины приводит к возникновению на нем определенного момента вращения за счет чего обеспечивается поворот рычага вокруг пальца 5. При этом малое плечо рычага с усилием, кратно превосходящим силу, действующую на большое плечо рычага, упирается в стенку ствола скважины, отталкивая от нее башмак. Тем самым обеспечивается самоориентация башмака обсадной колонны относительно ствола скважины.

Недостатком этого устройства является повышение риска возникновения осложнений, вопреки своему изначальному предназначению устройства. В наклонно-направленных скважинах, особенно в скважинах с интенсивным набором кривизны, перед башмаком непременно образуется сальник, который с большой вероятностью налипнет на опорные плиты, что может привести к блокировке работы механизма и даже полному или частичному забитию выходного отверстия.

Конструкция, иного принципа работы описана в патенте [22], изображенного на рисунке 47.

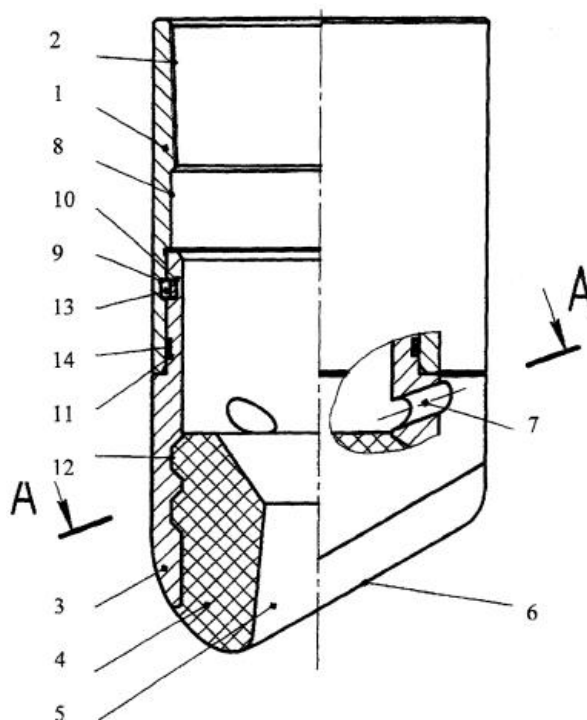


Рисунок 43 – Колонный башмак: 1 – корпус; 2 – муфтовая резьба; 3 – втулка; 4 – направляющая насадка; 5 - центральный канал; 6 – скос; 7 – боковые отверстия; 8 и 9 – кольцевые проточки; 10 и 11 – наружные кольцевые проточки; 12 – внутренние кольцевые проточки; 13 - пружинный фиксатор; 14 – антифрикционное кольцо

В процессе спуска обсадной колонны с колонным башмаком в скважину, в случае возникновения препятствий, втулка 3, проворачиваясь, обеспечивает возможность механической проработки ствола скважины за счет проворота башмака «всухую» и дальнейший спуск колонны на необходимую глубину.

В качестве дополнительной меры по обеспечению надежного спуска обсадной колонны предусмотрена возможность принудительного вращения втулки относительно корпуса. Это обеспечено за счет особого выполнения боковых отверстий. При таком выполнении боковых отверстий (по касательной) вращение втулки обеспечено реактивным действием струй

жидкости, истекающих из боковых отверстий втулки во время промывки скважины.

Данная конструкция нашла широкое практическое применение.

3.3. Разработка и совершенствование конструкций башмаков обсадных колонн

Исходя из представленного ранее обзора, можно сделать заключение, что наиболее эффективной является патент [22], ввиду простоты конструкции и высокой эффективности применения.

Однако, описанная выше конструкция является уязвимой к динамическим нагрузкам, которые могут возникнуть при спуске обсадной колонны. Так, при сильном ударе, из строя может выйти подшипниковая секция, что приведет к заклинку поворотного механизма.

Одним из решений данной проблемы может является установка пружинной секции. Схема предлагаемой конструкции изображена на рисунке 48.

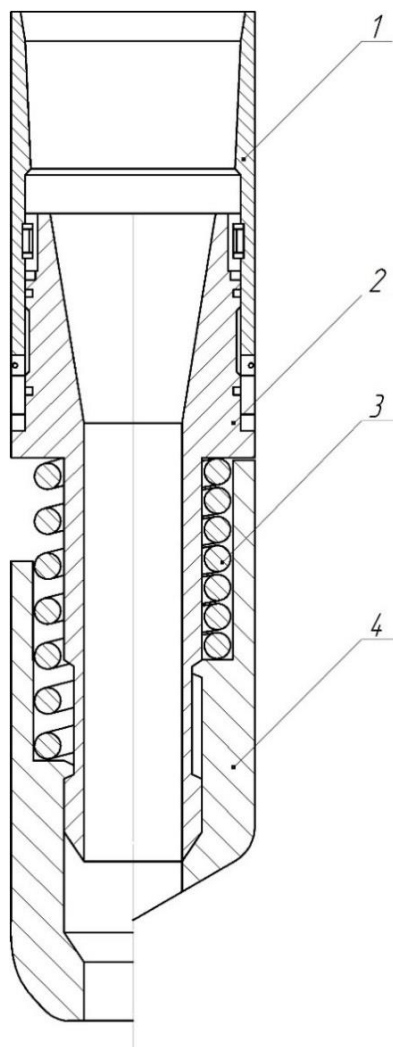


Рисунок 44 – Башмак обсадной колонны с эксцентричным окончанием и пружинной секцией: 1 – муфта; 2 – седло; 3 – пружина; 4 – эксцентричная головка

Устройство повышает скорость продвижения колонны труб, а также понижает риск смятия колонны труб или выхода из строя подшипниковой секции при спуске.

При движении по скважине в случае упирания колонны труб в стенку скважины профиль эксцентричной головки позволяет проскользнуть по стенкам скважины и избежать смятия колонны труб. Амортизирующая пружина при этом гасит возникающие нагрузки и колебания.

Недостатком предложенной конструкции является невозможность разбуривания башмака данной конструкции. Если обеспечить изготовление пружинной секции из разбуриваемых элементов и подобрать геометрические

параметры конструкции таким образом, чтоб обеспечить требуемую надежность, то данная проблема устранима.

Другим, потенциально применимым решением может стать совмещение поворотного колонного башмака и принципа рычагов, описываемого в патенте [28].

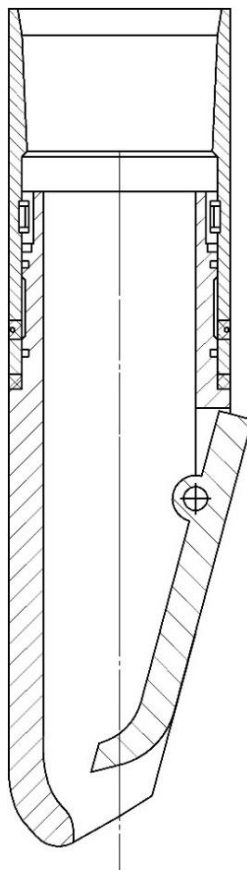


Рисунок 45 – Башмак обсадной колонны с эксцентричным окончанием и опорным рычагом

Предлагаемая конструкция изображена на рисунке 49. Данная конструкция повышает проходимость колонны труб, по сравнению с патентом [22].

В отличии от патента [28], не требуется установка четырех рычагов. Данное упрощение конструкции ведет к существенному увеличению жесткости башмака и, как следствие, его надежности.

Устройство работает следующим образом. При спуске обсадной колонны в скважине могут наблюдаться участки резкого изменения интенсивности искривления, уступы, желобы, локальные осыпания стенок скважины и т.д. При встрече с препятствием башмак обсадной колонны

поворачивается в направлении наименьшего сопротивления благодаря наличию эксцентричной головки. При дальнейшем продвижении колонны в действие приходит опорный рычаг. В результате чего малое плечо рычага упирается в стенку ствола скважины, отталкивая от нее башмак вместе с колонной. Тем самым обеспечивается центрация колонны в стволе скважины.

Выводы

В представленной работе освещается современное состояние технологии и техники крепления нефтяных и газовых скважин. Рассмотрены применяемые на сегодняшний день способы цементирования, наземная цементирующая техника и технологическая оснастка обсадных колонн.

Во втором разделе произведен анализ периодических изданий. Рассмотрены наиболее перспективные на сегодняшний день направления.

В третьем разделе произведен анализ известных конструкций колонных башмаков, динамики их патентования, рассмотрены конструкции и принцип действия башмаков, целью изобретения которых является снижение сил сопротивления при спуске. На основании произведенного анализа предложены две новые конструкции колонных башмаков.

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Понятие «социальная ответственность» на данном этапе развития общества получило широкое распространение во всех сферах деятельности человека. Обычно социальная ответственность рассматривается как одно из выражений ответственности в обществе. Ответственность как способ взаимодействия различных сил в обществе (отдельные индивиды, организации, органы управления) связана с выполнением каких-либо обязанностей, предъявлением на этой основе требований к соответствующему лицу или организации, а также применением санкций в случае невыполнения.

Таким образом, социальная ответственность – это особое морально-правовое и социальное отношение конкретного лица (в нашем случае Работодателя) к обществу (Рабочему классу), характеризующиеся выполнением нравственного долга и правовых норм и аспектов деятельности.

В данном разделе более подробно рассмотрим роль социальной ответственности в нефтегазовой отрасли в частности в сфере бурения нефтяных и газовых скважин. А именно, рассмотрение пунктов связанных с исключением несчастных случаев; защитой здоровья работников; снижением вредных воздействий на окружающую среду; экономным расходованием невозобновимых природных ресурсов. В качестве объекта исследования рассматривается технологический процесс по использованию винтовых забойных двигателей для строительства скважин в различных геологических условиях, различных по своей специфике, профилю и назначению.

Таким образом, в роли объекта выступает весь комплекс производственно-технических мероприятий, необходимый для бурения нефтяных и газовых скважин.

Производственная безопасность

Количество работающих на опасном техническом производстве в Российской Федерации составляет почти половину от всех занятых физическим трудом лиц. Охрана труда рабочих является одним из основополагающих факторов для построения дисциплинированного, а главное безопасного производственного процесса. В настоящее время правительство страны работает над улучшением условий труда рабочих, его научной организации о сокращении, а в дальнейшем и о полном вытеснении тяжелого физического труда на основе комплексной механизации и автоматизации производственных процессов в большинстве отраслей производственно-технического хозяйства.

Отрасль нефтяной и газовой промышленности является наиболее опасной производственной площадкой, следовательно, для создания условий труда уделяется особое внимание.

В сфере бурения нефтяных и газовых скважин, входящей в состав нефтегазового комплекса, при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке скважин возможны следующие опасности, представленные в таблице 2:

Таблица 2 – Сводная таблица опасных и вредных факторов на производственном объекте нефтегазового промысла

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работы на буровой установке, в блоках очистки бурового раствора от выбуренной породы, в насосном блоке, на столе ротора: спускоподъемные операции, работы на столе ротора с движущимися элементами, сварочные работы, обслуживание электрических составляющих установки, работы на открытом воздухе круглогодично.	1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; 3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.	1. "СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. [38] 2. ГОСТ 12.1.003-83 [39] 3. ГОСТ 12.1.012-2004 [40] 4. СП 52.13330.2011 Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [41] 5. ПБ-08-624-03 (15) [42] 6. ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00; ПУЭ-7[43] 7. Р 2.2.2006-05[60]

Рассмотрим каждый из выше представленных факторов детально.

Опасные факторы:

1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

1.1. Анализ опасного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Буровая установка представляет сложный и массивный рабочий объект, состоящий из множества механизмов и различных технических узлов. Получение травм возможны ввремя СПО, падения с высоты различных предметов, а также деталей буровой установки и ее отдельных элементов, недостатки в содержании рабочего места, отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, применение опасных приемов

труда и т.д. Наличие множества подвижных элементов в конструкции установки (буровые насосы, привода, лебедки, ротор и др.), являются чрезвычайно опасными для здоровья рабочих, в случае несоблюдения техники безопасности на объекте.

1.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Данные механические воздействия могут повлечь значительный ущерб здоровью персонала буровой установки, нередко случаи летального исхода в результате нарушения норм и требований безопасности.

1.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Основным нормативным документом для обеспечения безопасной работы в нефтегазовой отрасли являются Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности ПБ-08-624-03 (15). В данном документе детально прописаны все требования, необходимые для обеспечения безопасности на рабочей площадке. Рассмотрим некоторые из них: для исключения падения посторонних предметов на рабочего с высоты, применяемые крепления всех приспособлений и устройств, устанавливаемых на вышках, должны исключать их самопроизвольное раскрепление и падение. Приспособления и устройства должны быть застрахованы от падения. Для исключения падения свечей буровых труб буровые установки должны быть оснащены приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей.

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.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60° , ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь $2\div 5^\circ$. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

Испытание включают в себя:

- внешний осмотр;
- статическое испытание;
- динамическое испытание.

В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д), которые также подлежат испытанию.

2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

2.1 Анализ опасного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Данный фактор опасен практически во всех сферах производственной деятельности. В настоящие дни применение электрического тока на буровых

установках, является одним из основных критерием ее работоспособности, следовательно, получение травм такого рода возможно практически в любой ситуации. В качестве источников опасности могут выступать –открытые токопроводящие элементы буровой установки, прикосновения к которым могут повлечь как серьезные ожоги и повреждения, так и летальный исход;отсутствия защитного заземления;отсутствие специальной защитной обуви и перчаток при обслуживании модулей буровой установки, подключенных к токоведущим линиям.

2.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Воздействие электрического тока на человека подразделяется на 4 категории:

1. Термическое воздействие – проявление ожогов отдельных участков тела человека, нагревом органов до высоких показателей температуры, как следствие их функциональное расстройство.

2. Электролитическое воздействие – разложение жидкостей тела (кровь, вода, лимфа) на отдельные ионы, как следствие нарушение их свойств и физико-химического состава.

3. Биологическое – проявляется в виду раздражения отдельных частей тела, судороги мышц, нарушение внутренних биологических процессов.

4. Механическое – отделение и разрыв тканей организма.

2.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действия нормативной документации.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

– проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00, а также ПУЭ-7 .

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV. Помимо, «Правил по охране труда и эксплуатацией электроустановок», действия буровой бригады на буровой установке регламентированы «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.2003 (с изм. в 2013г.).

Производственная площадка буровой установки относится к классу с повышенной опасностью поражения электрическим током, по следующим критериям:

1) помещения с токопроводящими полами (наличие железобетонных, металлических, кирпичных и иных типов токопроводящих напольных покрытий), буровая установка представляет металлическую конструкцию с металлическими полами и перекрытиями;

2) условия, когда человек может одновременно прикоснуться к металлическим корпусам электрооборудования и к заземленным металлоконструкциям зданий. На буровой установке множество металлических конструкции, в том числе и бурового оборудования, подключенных к электричеству.

3. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов.

3.1 Анализ опасного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Работы на буровой ведутся со множеством вращающихся и движущихся механизмов, которые в результате действия нагреваются и способны повысить температуру в помещении, помимо этого, соприкосновение персонала с нагревательными элементами, например, дизельных двигателей, могут вызвать ожоги.

3.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

На буровой установке в результате нарушений техники безопасности возможно получение любого типа ожога, но к данному фактору относятся два вида ожогов:

1. Термический ожог. Такие травмы в зоне действия бурового оборудования возможно получить от прямого контакта с:

а) огнем, например, в случае ЧС на буровой, с последующим возгоранием. Данный вид ожога опасен в виду вероятности повреждения жизненно важных органов (дыхательных путей, лица и др.). Оказание первой помощи при ожогах требует устранение материалов одежды, что в свою очередь может повлечь распространению инфекции;

б) горячим паром; в зимнее время года использование пара на буровой установке является обязательным параметром, так как практически все буровое оборудование находится на открытом пространстве и подвержено замерзанию, пар используется для отогрева узлов и агрегатов буровой установки. Ожоги паром как правило диагностируются неглубоким повреждением кожных тканей, возможно повреждение дыхательных путей;

в) горячими предметами; в процессе эксплуатации буровой установки, в частности: дизельных двигателей, приводных механизмов и др., эти элементы подвержены нагреву до больших температур, в результате контакта с такой поверхностью возможно получение ожогов, как правило, сопровождающихся вздутием кожных покровов.

2. Химический ожог. Повреждение связано с прямым попаданием на тело человека агрессивных химических веществ, на буровой это чаще всего

химические вещества (кислоты, щелочи, соли тяжелых металлов), необходимые для приготовления бурового раствора .

3.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, температура наружных поверхностей технических устройств и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуру самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, должна исключать возможность ожогов, именно этим нормативным документом регламентируется обеспечение безопасности относительно данного фактора, так как обеспечение исправного и защищенного рабочего места не представляет опасности для персонала, при соблюдении техники безопасности.

Защитные мероприятия: в результате получения ожога, требуется охладить ожоговое место под слабой струей проточной воды (запрещено использование снега, льда и др.); использовать препараты для профилактики ожогов на водной основе (мази, спреи); если ожог представляет опасность для жизни человека, необходимо в срочном порядке доставить его в больницу.

Вредные факторы:

1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;

1.1. Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Производственная деятельность на буровой ведется круглосуточно и круглогодично, следовательно, влияние как высоких, так и низких температур на организм рабочего персонала неизбежно. Помимо этого, как правило основная масса буровых работ ведется в условиях крайнего Севера.

1.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Данный факт способствует частому заболеванию рабочего персонала: повышение температуры тела; простуда; болезни дыхательных путей и др. Безопасность и здоровья персонала на рабочем месте очень важный показатель для компаний, для этого необходимо соблюдать требования и нормативы рабочего процесса на открытом воздухе.

1.3.Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Труд всех работающих в условиях крайнего Севера по профессиям, связанных с бурением нефтяных и газовых скважин, по микроклиматическому признаку регламентируется в соответствии с Р 2.2.2006-05.

Согласно данного документа, наиболее подходящим климатическим регионом (поясом), характеризующимся следующими показателями температуры воздуха (средняя зимних месяцев) и скорости ветра (средняя из наиболее вероятных величин в зимние месяцы), является климатический пояс Ib (TV) - 41 °C и 1,3 м/с.

Таким образом, к допустимым климатическим условиям труда относится -15,1 °C (без перерывов на обогрев) и -18,1 °C (с перерывами); к вредным условиям труда относится температурный интервал -23,5 °C (без перерывов на обогрев) и - 29,8 °C (с перерывами); к опасным относится -27,5 °C (без перерывов на обогрев) и -35,5 °C (с перерывами на обогрев) [75].

Так как большинство производственных помещений буровой установки не защищены от окружающей среды, рассмотрим температурные интервалы для помещений:

Оптимальные температурные границы для категории Пб:

- Холодное время года, температура воздуха – 17-19 °C; температура поверхностей – 16-20 °C; относительная влажность воздуха – 60-40%; скорость движения воздуха – 0,2 м/с.

- Теплое время года, температура воздуха – 19-21 °С; температура поверхностей – 18-22 °С; относительная влажность воздуха – 60-40%; скорость движения воздуха – 0,2 м/с.

- Допустимые границы величин показателей микроклимата на рабочем месте для категории Пб:

- Холодное время года, температура воздуха, диапазон ниже оптимальных значений – 15-16,9 °С, диапазон выше оптимальных величин – 19,1-22 °С; температура поверхностей – 14-23 °С; относительная влажность воздуха – 15-75%; скорость движения воздуха, для диапазона температур ниже оптимальных величин, не более – 0,2 м/с, для диапазона температур выше оптимальных величин, не более – 0,4 м/с.

- Теплое время года, температура воздуха, диапазон ниже оптимальных значений – 16-18,9 °С, диапазон выше оптимальных величин – 21,1-27 °С; температура поверхностей – 15-28 °С; относительная влажность воздуха – 15-75%; скорость движения воздуха, для диапазона температур ниже оптимальных величин, не более – 0,2 м/с, для диапазона температур выше оптимальных величин, не более – 0,5 м/с. (СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4.).

Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть укрытия рабочих мест, индивидуальные средства защиты (спецодежда), необходимые перерывы в работе. За вредность выплачиваются компенсации.

2. Повышенный уровень шума на рабочем месте.

2.1. Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Шум на рабочей площадке буровой установки неизбежен. Источником возникновения является работа винтового забойного двигателя в скважине, передающего шум и вибрацию по всей длине бурильной колонны на роторный стол. Помимо этого, работа дизельных двигателей является основным источником шума на буровой установке.

2.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Шум, возникающий в результате работы производственного оборудования, превышающий допустимые нормативные значения, пагубно воздействует на центральную нервную и вегетативную систему человека и органы слуха. Длительное воздействие шума, превышающего нормативные показатели, могут повлечь заболевания человека шумовой болезнью — нейросенсорная тугоухость. Таким образом, можно выделить основные негативные последствия на человека под действием избытка шума: потери слуха, некоторых нервных заболеваний, снижения продуктивности в работе и некоторых случаях потери жизни.

2.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Рассмотрим данный фактор с точки зрения ГОСТ 12.1.003-83.

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБ. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звука, превышающими давление в 135 дБ.

Защитные мероприятия: при проектировании, разработке технологических процессов, изготовлении и эксплуатации машин, следует принимать необходимые меры по снижению шума, воздействующего на персонал во время работы, до значения не превышающих допустимые. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция (минеральная вата, войлок) и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

3. Повышенный уровень вибрации.

3.1 Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Источниками вибрации на буровой установке являются те же механизмы и оборудование, что и источниками шума: винтовые забойные двигатели, дизельные двигатели, компрессоры и др.

3.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Обеспечение вибрационной безопасности на буровой площадке подразумевает создание условия, при которых воздействие данного фактора не будет предшествовать ухудшению состояния рабочего персонала, в том числе к профессиональным заболеваниям, снижению комфортности труда.

Помимо негативного влияния на человека, вибрации может влиять на нарушение в работе механизированных инструментов, машин и оборудования буровой установки, а также строительных конструкций. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и, в конечном счете, неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм.

3.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Соблюдение требований техники безопасности по данному фактору регламентируется ГОСТ 12.1.012-2004.

На рабочем месте бурильщика во время долбления наибольшая вибрация отмечена на установке роторного бурения — до 123 дБ в октавной полосе 31,5 Гц. На установках, осуществляющих бурение турбобуром, параметры среднеквадратичной колебательной скорости ниже допустимого уровня и зачастую не превышают его. В целом наиболее высокие уровни вибрации, до 90—123 дБ, отмечены в полосах частот 8—63 Гц. Максимальные значения среднеквадратичной колебательной скорости в децибелах изменялись в различных полосах частот: при роторном бурении от 111 до 120 дБ, при турбинном — от 85 до 112 дБ. Определение величин вибрации на рабочем месте бурильщика и площадке буровой установки в период спускоподъемных операций показало, что на всех буровых установках средние величины вибрации в диапазоне частот 8—63 Гц превышают допустимые уровни. При работе АКБ-3 (автоматический ключ буровой) возникали вибрации пола буровой площадки, превышающие допустимые уровни, в диапазонах среднегеометрических частот от 8 до 63 Гц

на 6—14 дБ, сравнительно близкие по своим значениям к вибрациям, создаваемым на различных типах установок. Значительное превышение вибрации над допустимыми величинами имеется в проходах у силовых агрегатов различных типов буровых установок.

Уровни общей вибрации на буровых установках после монтажа не должны превышать допустимые по ГОСТ "Вибрация. Общие требования безопасности" и регистрируются в акте приемочной комиссии. При гигиенической оценке вибраций нормируемыми параметрами являются средние квадратичные значения виброскорости v (и их логарифмические уровни L_v) или виброускорения для локальных вибраций в октавных полосах частот, а для общей вибрации – в октавных или третьоктавных полосах. Таким образом, согласно ГОСТ нормируемый диапазон частот вибрации устанавливается:

- для локальной вибрации в виде октавных полос со среднегеометрическими частотами: 8; 16; 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000 Гц;

- для общей вибрации в виде октавных или 1/3 октавных полос со среднегеометрическими частотами: 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16,0; 20,0; 25,0; 31,5; 40,0; 50,0; 63,0; 80,0 Гц.

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручкавицы. Помимо этого, вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм.

4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.

4.1 Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Работы на буровой ведутся круглосуточно, как на открытом пространстве (стол ротора, мостки), так и в закрытых помещениях (насосный блок, центральная система грубой очистки). Как правило недостаток освещения касается двух представленных случаев.

4.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Недостаточно хорошее освещение в рабочей зоне сказывается на усталость персонала, человек в таких условиях работает менее продуктивно, повышается потенциальная опасность возникновения аварийной ситуации и несчастных случаев. Помимо этого, недостаток освещения может повлечь профессиональные заболевания, например, такие как спазм аккомодации и близорукость. Естественное освещение имеет большое значение при работе. Образованное в результате взаимодействия прямого и отраженного света диффузное освещение помещений создает благоприятное распределение яркости, что оказывает положительное действие на зрение.

4.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 (СНиП 23-05-95*).

Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

Нормы освещенности на рабочих местах должны иметь следующие значения:

- | | |
|--------------------------------------|---------------------------|
| – стол ротора – 40 лк; | Насосное помещение: |
| – полатя верхового рабочего – 10 лк; | – пусковые ящики – 50 лк; |
| – приемный мост – 30 лк. | – буровые насосы – 25 лк. |

Экологическая безопасность

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель (уничтожение в результате работы спец. техники и др.)	1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. 2.Соблюдение нормативов отвода земель. 3.Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами.	1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники. 2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов.
	Засорение почвы производственными отходами и мусором.	1. Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Создание выемок и неровностей.	1.Засыпка выемок.
	Уничтожение сельскохозяйственной растительности.	1.Оплата потрав.
Лес и лесные ресурсы. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. Лесные пожары. Оставление недорубов, захламление лесосек.	Порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков	1.Уборка и уничтожение порубочных остатков. 2.Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос 3.Использование вырубленной древесины.
	Мероприятия по охране почв (см.графу "Земля и земельные ресурсы").	1.Попенная оплата. 2.Соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.

Продолжение таблицы 3

Вода и водные ресурсы. Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды). Загрязнение бытовыми стоками.	Механическое и химическое загрязнение водоотводов в результате стаянивания отвалов. Загрязнение подземных вод при смещении водоносных горизонтов.	1. Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников. 2. Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики).
	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод	1. Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле.
Недра.	Нарушение естественных свойств геологической среды.	1. Ликвидационный тампонаж буровых скважин.
	Некомплексное изучение недр.	1. Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр. 2. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства.
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов. Застройка месторождений, их затопление.	1. Ведение работ, позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов. 2. Геологические работы с целью проверки "стерильности" зон застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов и проб.
Воздушный бассейн.	Выбросы пыли и токсичных газов.	1. Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия.
Животный мир.	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение. Браконьерство.	1. Проведение комплексных природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных. 2. Профилактическая работа.

Разработка мероприятий по охране окружающей среды

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

Охрана окружающей среды при строительно-монтажных работах. С целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого поселка;
- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

С целью сбора отработанного бурового раствора, сточных вод, ГСМ, химических реагентов в процессе бурения скважины, снижения до минимума их фильтрации в почву, а также повышения противопожарной безопасности и промсанитарии, необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях.

Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе строительства скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье

скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.

Охрана недр. Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины. 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.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ 17.2.3.01-86; ГОСТ 17.1.1.01-77; ГОСТ 17.2.1.04-77; ГОСТ 17.4.2.01-81; ГОСТ 27593-88.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, а также значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности.

Исходя из природы возникновения чрезвычайной ситуации, существует классификация:

- | | |
|----------------------|-------------------------|
| 1. геологические | 4. природные пожары |
| 2. метеорологические | 5. массовые заболевания |
| 3. гидрологические | |

К наиболее вероятным производственным чрезвычайным ситуациям в нефтегазовом комплексе относятся:

- Пожары;
- Открытые фонтаны;

Рассмотрим один из самых опасных и вероятный случаев.

Пожары. Опасность пожаров и взрывов на производственных объектах нефтегазодобывающей промышленности характерна для всех технологических процессов начиная от добычи нефти, газа или конденсата и заканчивая их переработкой. Вероятность возникновения этих явлений, возможные масштабы и последствия их воздействия на здоровье и жизнь работающих зависят от объемов и свойств горючих материалов и веществ, условий поступления, распространения и накопления их в воздухе.

По взрывоопасности и пожароопасности объекты нефтяной и газовой промышленности относятся к категории «А». Согласно НП 105-03 к взрывоопасности категории «А» относятся производства на которых применяются:

- 1) вещества, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, воздухом и друг с другом (химические реагенты для приготовления бурового раствора: калий, натрий и др.);
- 2) горючие газы, нижний предел воспламенения которых равен 10% и меньше по отношению к объему воздуха (метан);
- 3) жидкости, с температурой вспышки паров до 28 °С, исключительно при условии, что указанные газы и жидкости могут образовывать взрывоопасные смеси в объеме, превышающем объем помещения на 5 % (спирт метиловый, этиловый, пропиловый).

Причины взрывов и пожаров могут быть различны:

- 1) пропуски дизельного топлива, разливы нефтепродуктов и горючих веществ;
- 2) нарушение герметичности выхлопных коллекторов двигателей, неисправность искрогасителей;
- 3) применение открытого огня, курение, проведение сварочных работ вблизи мест хранения нефти, горюче-смазочных материалов, сгораемых конструкций и горючих веществ;
- 4) неисправности электрооборудования, вызывающие искрение, короткое замыкание, нагрев проводов;
- 5) прокладка силовой осветительной сети с нарушениями;
- 6) перегрузка электрических приборов, оборудования.

Во избежание возникновения взрывов и пожаров необходимо выполнять следующие требования:

- 1) территория вокруг буровой в радиусе 50 м должна быть очищена от травы, валежника, листьев;
- 2) площадки вокруг наземных сооружений должны быть выровнены и не иметь препятствий для передвижения людей и пожарного транспорта;
- 3) топливная емкость для двигателей внутреннего сгорания, а также смазочные материалы должны располагаться не ближе 15 м от буровой;

- 4) запрещается пользоваться на буровой факелами, спичками, свечами, керосиновыми факелами. На территории буровой запрещается разведение костров, сжигание мусора, выжигание травы. Курение разрешается только в специально отведенных для этого местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: "Место для курения";
- 5) электрические машины, оборудование, приборы, применяемые во взрывоопасных местах, должны отвечать требованиям "Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования;
- 6) во избежание разрушений, загораний и взрывов при прямых ударах молнии должна устанавливаться молниезащита в соответствии с РД 34.21.122-87. Запрещается во время грозы производить работы на буровой вышке, а также находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств молниезащиты;
- 7) для борьбы с проявлениями вторичных воздействий молний, а также статического электричества технологическая аппаратура и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, должны заземляться. Сопротивление заземляющих устройств допускается до 100 Ом. Кроме того, для предупреждения возможности возникновения пожара при установке нефтяных ванн проводят тщательную работу по подготовке всего оборудования для безопасных работ, обращая особое внимание на устранение очагов пожара под полом буровой, в зоне ствола скважины и в лебедке. Под ведущей трубой обязательно должен быть установлен шаровой или обратный клапан, при этом категорически запрещается отвинчивать ведущую трубу с клапаном. Бурильная колонна должна быть разъединена выше клапана. При использовании нефтяных ванн должны соблюдаться меры, исключающие возможность выбора и разлива нефти. Если нефтяная вышка устанавливается в ночное время, то место проведения работ освещается прожекторами. Трубы, по которым нефть наливается в емкость и перекачивается в скважину, надежно заземляются, пролитая нефть засыпается песком. Около подъездных путей к буровой установке и около

нее устанавливаются щиты с надписями о необходимости строгого соблюдения правил пожарной безопасности. Дизельное топливо и нефтепродукты для приготовления раствора хранятся не ближе 40 м от буровой.

Пожарная профилактика. 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.

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

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 укомплектован следующим образом:

- | | |
|---------------------|---------|
| огнетушитель ОВП(4) | - 2 шт. |
| лопата | - 2 шт. |
| багор | - 2 шт. |
| топор | - 2 шт. |
| ведро | - 2 шт. |
| ящик с песком | - 1 шт. |

кашма 2×2 м - 1 шт.

бочка с водой 200 л - 1 шт.

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

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-86.

Для исключения возможного возгорания от статического электричества производится установка защитного заземления.

Буровая установка должна быть оборудована следующими средствами пожаротушения:

- 1) двумя пожарными стояками диаметром 50-60 мм, установленными в 15-20м от помещений насосной и со стороны мостков буровой в 75-100м от водопровода;
- 2) тремя пожарными рукавами и двумя переводниками диаметром 50 - 60 мм (длина одного рукава не менее 20 м);
- 3) огнетушителями ОВП(8) в количестве 6шт, ящиками с песком емкостью 0,5м³ (4шт), пожарными щитами, оборудованными лопатами, ломом, топорами, баграми, ведрами.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работник в сфере бурения нефтяных и газовых скважин имеет право на:

1. предоставление работы, обусловленной трудовым договором, а также рабочего места, соответствующего государственным нормативным требованиям охраны труда;
2. обеспечение рабочего места оборудованием, инструментами, технической документацией и прочими средствами, необходимыми для исполнения трудовых обязанностей;
3. своевременную и в полном объеме выплату оплаты труда в соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;
4. отдых, то есть соблюдение ежедневной продолжительности рабочего времени, предоставление перерывов для отдыха и питания (12-ти часовой рабочий день с перерывом на обед 1 час), оплачиваемых ежегодных отпусков в соответствии с трудовым законодательством РФ (28 календарных дней) и дополнительный отпуск продолжительностью 16 календарных дней за работу в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера;
5. гарантии и компенсации, предусмотренные законодательством РФ и локальными нормативными актами работодателя (компенсации проезда и проживания при устройстве на работу в полном размере, по факту предоставления подтверждающих документов; работнику за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения предприятия (пункта сбора) к месту работы и обратно выплачивается надбавка за вахтовый метод работы в размере установленным работодателем);
6. обязательное государственное социальное страхование в порядке и на условиях, установленных действующим законодательством РФ.

Работник обязан:

1. добросовестно выполнять свои должностные обязанности, установленные нормы труда, поддерживать рабочее место, технику, оборудование в исправном состоянии, чистоте и порядке;
2. соблюдать правила внутреннего трудового распорядка, инструкции и т.д.;
3. соблюдать трудовую дисциплину, не покидать рабочее место без уведомления руководителя подразделения или непосредственного руководителя на объекте;
4. выполнять правила проживания в вахтовом поселке, в связи с этим Работнику запрещается:

- покидать самостоятельно производственный объект при централизованной смене вахты;

- курить в местах, где в соответствии с правилами техники безопасности и производственной санитарии установлен запрет;

- выносить с места работы имущество, принадлежащее предприятию, без получения соответствующего разрешения и подтверждающих документов;

- находиться на территории предприятия и производственного объекта в состоянии алкогольного, наркотического или токсического опьянения.

5. Соблюдать требования по охране труда, технике безопасности, пожарной безопасности и производственной санитарии.

При возникновении ситуации, представляющей угрозу жизни и здоровью людей, сохранности имущества, незамедлительно сообщить о случившемся непосредственному руководителю.

Положения о правах рабочего персонала, осуществляющих деятельность вахтовым методом прописаны в Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом, а также в ГОСТе Р 12.0.001-2013.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью магистерской диссертации является совершенствование технологии и техники крепления нефтяных и газовых скважин. Таким образом, в данном разделе выпускной квалификационной работы необходимо оценить перспективность и экономическую эффективность использования современного отечественного оборудования для установки хвостовиков, в частности – подвесные устройства хвостовиков.

Потенциальными потребителями результатов данной работы будут являться буровые нефтесервисные компании.

С этой целью необходимо:

- составить SWOT-анализ;
- составить график проведения научного исследования
- оценить затраты на крепление интервала под хвостовик;
- сравнить затраты на приобретение оборудования отечественного и зарубежного производства;
- сравнить затраты на приобретение услуг по инженерному сопровождению;
- оценить экономическую эффективность использования оборудования отечественных производителей

5.1. SWOT анализ

Первым этапом SWOT анализа является выявление сильных и слабых сторон научно-исследовательской работы и поиск потенциальных угроз для реализации проекта.

Результаты первого этапа SWOT анализа, представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Результаты первого этапа SWOT анализа.

	Сильные стороны: С1. Финансирование из бюджета;	Слабые стороны: Сл1. Невозможность использования
	С2. Не требуется закупка материалов и оборудования; С3. Широкая база данных в общественном доступе; С4. Персонал с высокой квалификацией.	конфиденциальных данных заказчиков; Сл2. Сложности в поиске данных с 2-мя идентичными условиями (геология, вертикаль и т.д.); Сл3. Возможные неточности вследствие неучтенности третьих факторов, неуказанных в доступных рапортах и сводках.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ; В2. Сотрудничество с предприятиями - сервисными буровыми организациями; В3. Возникновение дополнительного спроса на исследование; В4. Получение гранта для продолжения исследований; В5. Удорожание схожих конкурентных исследований.		
Угрозы: У1. Невостребованность результатов исследования; У2. Развитие конкуренции (консультационные компании, предоставляющие услуги в виде рекомендаций по снижению УВН) У3. Снижение бюджета на исследование; У4. Неточность получаемых данных.		

На втором этапе SWOT анализа необходимо выявить соответствие сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Данное мероприятие покажет если есть необходимость в проведении коренных изменений. По результатам второго этапа были составлены интерактивные матрицы, которые представлены в таблицах 5 – 8.

Таблица 5 - Интерактивная матрица «возможности - сильные стороны»

Сильные стороны научно-исследовательского проекта					
Возможности		Сил 1	Сил 2	Сил 3	Сил 4
	Возм 1	-	-	-	-
	Возм 2	-	-	+	+
	Возм 3	-	-	-	-
	Возм 4	-	-	+	+
	Возм 5	+	+	-	-

По результатам анализа таблицы «возможности-сильные стороны» выделяются следующие коррелирующие позиции: В2С3С4, В4С3С4, В5С1С2.

Таблица 6 - Интерактивная матрица «возможности - слабые стороны»

Слабые стороны научно-исследовательского проекта				
Возможности		Слаб 1	Слаб 2	Слаб 3
	Возм 1	-	-	-
	Возм 2	-	-	-
	Возм 3	+	+	-
	Возм 4	-	+	-
	Возм 5	-	-	-

По результатам анализа таблицы «возможности - слабые стороны» можно выделить следующие коррелирующие позиции проекта: В3Сл2, В4Сл2.

Таблица 7 - Интерактивная матрица «угрозы-сильные стороны»

Сильные стороны научно-исследовательского проекта					
Угрозы		Сил 1	Сил 2	Сил 3	Сил 4
	Угр1	-	-	-	-
	Угр 2	-	-	-	-
	Угр 3	-	+	-	-
	Угр 4	-	-	+	-

По таблице «угрозы-сильные стороны» выделяются следующие коррелирующие угрозы и сильные сторон: У3С2, У4С3.

Таблица 8 - Интерактивная матрица «угрозы-слабые стороны»

Слабые стороны научно-исследовательского проекта				
Угрозы		Слаб 1	Слаб 2	Слаб 3
	Угр 1	+	+	-
	Угр 2	+	+	-
	Угр 3	-	-	-
	Угр 4	-	-	+

Анализируя интерактивную матрицу по таблице «угрозы-слабые стороны» можно выделить следующие позиции: У1Сл1Сл2, У2Сл1Сл2, У4Сл3.

На третьем этапе SWOT анализа составляется итоговая матрица, включающая в себя описание сильных, слабых сторон и угроз, данная информация представлена в таблице 6.

Таблица 9 - Итоговая таблица SWOT анализа

	<p>Сильные стороны: С1. Финансирование из бюджета; С2. Не требуется закупка материалов и оборудования; С3. Широкая база данных в общественном доступе; С4. Персонал с высокой квалификацией.</p>	<p>Слабые стороны: Сл1. Невозможность использования конфиденциальных данных заказчиков ; Сл2. Сложности в поиске данных с 2-мя идентичными условиями (геология, вертикаль и т.д.); Сл3. Возможные неточности вследствие неучтенности третьих факторов, неуказанных в доступных рапортах и сводках.</p>
<p>Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ; В2. Сотрудничество с предприятиями - сервисными буровыми организациями; В3. Возникновение дополнительного спроса на исследование; В4. Получение гранта для продолжения исследований;</p>	<p>Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «возможности-сильные стороны»: В2С3С4 – широкая база данных, имеющаяся в открытом доступе может быть дополнена данными от предприятий, что может полностью покрыть потребность в исходных данных; компетентный персонал предприятий сотрудников работает в паре с высоко квалифицированными сотрудниками университета.</p>	<p>Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «возможности-слабые стороны»: В3Сл1Сл2 – возможно появление дополнительного спроса на исследование УВН в случае если выданные рекомендации будут способствовать снижению непроизводительного времени; В4Сл2 – в случае возможности более детального исследования с приобретением</p>

Продолжение таблицы 9

<p>В5. Удорожание схожих конкурентных исследований.</p>	<p>В4С3С4С5 – получение гранта решаемой проблемы при участии квалифицированного персонала, наличием оборудования и материалов для работы. В5С1С2 – так как данные исследования финансируются из бюджета, что дает преимущество перед компаниями конкурентами.</p>	<p>специализированного оборудования; Возможно получение гранта для дальнейшего развития проекта.</p>
<p>Угрозы: У1. Невостребованность результатов исследования; У2. Развитие конкуренции (консультационные компании, предоставляющие услуги в виде рекомендаций по снижению УВН) У3. Снижение бюджета на исследование; У4. Неточность получаемых данных.</p>	<p>Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «угрозы-сильные стороны»: У3С2 – при снижении бюджета на исследование возможно времени, уделяемого руководителем магистранту, будет меньше что в конечном итоге скажется на точности исследований; У4С3 – возможны ошибки в сделанных выводах, соответственно в выдаваемых рекомендациях.</p>	<p>Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «угрозы-слабые стороны»: У1Сл1Сл2 – возможно отсутствие спроса на данное исследование вследствие неэффективности выдаваемых рекомендаций; У2Сл1Сл2 – возможно развитие конкурентных исследований в области изучения УВН и повышения качества выдаваемых ими консультаций; У4Сл3 – возможно получение неточных данных вследствие использования данных полученных не при абсолютно идентичных условиях.</p>

5.2 Составление графика проведения научного исследования

Данная диаграмма представляет собой график, где работы каждого этапа представлены протяженными во времени отрезками, которые характеризуются датами начала и окончания выполнения данных работ. Длительность этапов рассчитывается как:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; T_{pi} –

продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэфф. календарности.

Коэффициент календарности находится согласно формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})},$$

где $T_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}} = 118$ – количество выходных и праздничных дней в 2018 году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48.$$

Полученные по результатам расчетов значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого. Все полученные значения представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Временные показатели проведения научного исследования

Виды работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Продолжительность работ в раб. днях, T_{pi}	Продолжительность работ в календ. днях, T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{\text{ож}}$, чел-дни			
Определение темы исследования	8	12	9.6	Руководитель	9.6	14.21
Подбор и изучение литературных источников	13	20	15.8	Магистрант	15.8	23.38
Планирование работ	2	5	3.2	Руководитель Магистрант	1.6	2.37
Оформление литературного обзора	8	12	9.6	Магистрант	9.6	14.21

Подбор базы данных, соответствующих заданным критерия, для проведения аналитических исследований	27	34	29.8	Магистрант	29.8	44.10
Анализ результатов исследования, оформление выводов	27	34	29.8	Руководитель магистрант	14.9	22.05
Написание магистерской диссертации	8	12	11	Магистрант	11	14.21

На основании таблицы 4 строится календарный план график проведения научно-исследовательских работ (таблица 11)

Таблица 11. Календарный план-график

№ работ	Вид работ	Исполнитель	Т _к , кал. дни	Продолжительность выполнения работ				
				январь	февраль	март	апрель	май
1	Определение темы исследования (9.01.18 - 22.01.18)	Руководитель	14					
2	Подбор и изучение литературных источников (23.02.18 - 14.02.18)	Магистрант	23					
3	Планирование работ (15.02.18 - 16.02.18)	Руководитель, Магистрант	2					
4	Оформление литературного обзора (17.02.18 - 2.03.18)	Магистрант	14					
5	Подбор базы данных, соответствующих заданным критерия, для проведения аналитических исследований (3.03.18 - 15.04.18)	Магистрант	44					
6	Анализ результатов исследования, оформление выводов (16.04.18 - 7.05.18)	Руководитель, Магистрант	22					
7	Оформление диссертации (8.05.18 - 21.05.18)	Магистрант	14					

– руководитель; – магистрант.

5.3 Капитальные затраты

5.3.1 Расчет стоимости работ

Норма времени для выполнения работ по креплению скважины представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Норма времени работ

Наименование работ	Время на выполнение работы, ч
ПЗР к креплению скважины	16
Подготовительные работы к креплению скважины	72
Спуск и установка хвостовика	24
Заключительные работы	12
Всего	124

Стоимость 1 суток работы буровой установки складывается из стоимости работы буровой бригады, стоимости работы агрегатов, подрядных организаций и составляет от 500000 рублей до 1000000 рублей в среднем.

Для расчета примем стоимость 1 часа работы на буровой исходя из стоимости 1 суток в 750000 рублей. Тогда стоимость работ можно рассчитать так: $750000/24*124=3875000$ рублей.

Итого стоимость работы буровой установки без учета заработной платы составит: $3875000-775620=3099380$ рублей.

Итого стоимость работы буровой установки без учета заработной платы составит: $3875000-775620=3099380$ рублей.

5.3.2 Затраты на закупку оборудования

Для расчета возьмем подвеску хвостовика ПХН отечественного производителя ОАО «Тяжпрессмаш» и пакер-подвеску BlackCat-HU зарубежного производителя Weatherford.

Стоимость рассматриваемого оборудования и сопутствующих услуг приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Стоимость оборудования и сопутствующего инженерного сопровождения

Вид услуги\стоимость, тыс. руб.	ОАО «ТПМ»	Weatherford
Подвеска хвостовика	423.5	2167
Комплект технологической оснастки	242	577,8
Инженерное сопровождение работ	121	250

Затраты на приобретение оборудования и инженерного сопровождения являются разовыми для одной скважины.

Обсадная труба является давальческим материалом.

Единовременные капитальные затраты на закупку оборудования:

Стоимость комплекта оборудования отечественного производителя плюс сервисное сопровождение работ с учетом НДС.

Расчет: $(423500 + 242000 + 121000) * 1,18 = 928070$ руб. за один хвостовик.

Стоимость комплекта оборудования зарубежного производителя плюс сервисное сопровождение работ с учетом НДС.

Расчет: $(2167000 + 577800 + 250000) * 1,18 = 3533864$ руб. за один хвостовик.

Итого капитальные затраты составят без учета амортизации составят:

- Для отечественного оборудования: $3099380+928070=4027450$ рублей
- Для импортного оборудования: $3099380+3533864=6633244$ рублей

5.4 Формирование бюджетного фонда

5.4.1 Расчет амортизации

Норма амортизационных отчислений для буровых установок – 14,3%.

Амортизация для отечественного оборудования $=0,143*кап.затраты=0,143*4027450=575925$ рублей.

Амортизация для импортного оборудования =0,143* кап.затраты =0,143* 6633244=948554 рублей.

5.4.2 Расчет заработной платы

Средняя ставка рабочего за час работы 417 рублей. Работы ведутся посменно по 12 часов. Заработная плата одного работника за весь процесс крепления хвостовика составит: 417*62=25854 рублей. В процессе крепления хвостовика задействовано порядка 40 человек. Итого на заработную плату всем сотрудникам потребуется 25854*40=775620 рублей.

5.4.3 Отчисления в государственные внебюджетные фонды

Данная статья расходов отражает обязательные отчисления по установленным законодательством РФ нормам в Фонд социального страхования (ФСС), Пенсионный фонд России (ПФР) и Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

На основании пункта 1.1. ст. 284 Налогового кодекса РФ ставка – 30%.

Сумма отчислений = 0,30*заработная плата=0,30*775620=232686 рублей.

5.4.4. Прочие затраты

Величина накладных затрат обуславливается расходами, не попавшими в предыдущие статьи расходов:

ПЗ для отечественного оборудования = сумма расходов*0,15=5611681*0,15=841752 рублей

ПЗ для импортного оборудования = сумма расходов*0,15=8590104*0,15=1288515 рублей

Таблица 14 – Итоговая таблица бюджетного фонда

п.п.	Статья расходов	Отечественное оборудование	Импортное оборудование
1	Амортизация	575925р.	948554р.
2	Заработная плата	775620р.	775620р.
3	Отчисления в государственные внебюджетные фонды	232686р.	232686р.
4	Капитальные затраты	4027450р.	6633244р.
5	Прочие затраты	841752р.	1288515р.
	Итого	6453433р.	9878620р.

5.5 Оценка экономического эффекта

Для оценки экономического эффекта необходимо сравнить стоимость крепления скважины хвостовиком при использовании отечественного оборудования и зарубежного.

Для наглядного сравнения стоимости крепления скважины с использованием оборудования российского и зарубежного производства можно посчитать стоимость работ с учетом вероятности безотказной работы оборудования.

Для отечественных компаний – 95%.

Для зарубежных компаний – 99%.

Получается, что при разнице в вероятности безотказной работы около 4%, стоимость оборудования и сопутствующих услуг зарубежной компании выше на 75%.

Общая стоимость использования отечественного оборудования: **6453433** рублей.

Общая стоимость использования зарубежного оборудования: **9878620** рублей.

Тогда, на 100 операций по креплению скважины хвостовиком с использованием отечественного оборудования будет приходиться 5 аварийных случаев и как следствие, повторения операции.

$$C1 = 6453433 * 105 = 677\ 610\ 465 \text{ рублей.}$$

$$C2 = 9878620 * 101 = 997\ 740\ 620 \text{ рублей.}$$

где C1 и C2 – стоимость работ за 100 операций с учетом вероятности отказа оборудования отечественного и зарубежного производителя соответственно.

$$\text{Э} = (1 - C1/C2) * 100\% = 32\%.$$

где Э – экономический эффект от применения оборудования отечественного производства.

Экономический расчет показал, что применение оборудования и сопутствующих сервисных услуг отечественных производителей позволит снизить затраты на проведение работ по креплению скважин хвостовиком на 32%. Следовательно, применение подвесных устройств хвостовиков российского производства для крепления наклонно-направленных скважин является экономически эффективным и целесообразным.

Отечественными производителями и поставщиками подземного оборудования для установки хвостовиков являются крупные промышленные заводы, имеющие свои научно-исследовательские и инженерно-конструкторные подразделения.

Сортамент предлагаемого оборудования российского производства имеет обширное количество наименований, однако, все же, значительно уступает зарубежным аналогам как в количестве, так и в качестве.

Основной причиной такого явления является слабая поддержка государства в плане финансирования и налоговой политики, а также недостаточное финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ самими компаниями-производителями.

Список литературы

1. Андроников Д.Ф. Выбор технологии, технических средств и материалов, обеспечивающих качественное цементирование скважин / А.Р. Андроников, Д.Ф. Новохатский, А.Е. Нижник // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2017. – №5. – С. 33–36.
2. Асюлев К.С. Исследование влияния сил трения на движение обсадной колонны в режиме флотации / К.С. Асюлев // Международная молодежная научная конференция СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2014 – С. 10–14
3. Басарыгин Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. Пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 632 с.: ил.
4. Басарыгин, Ю.М. Заканчивание скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: Недра, 2016. - 670 с.
5. Бессель В.В. Опыт компании "Ньютек Сервисез" по креплению скважин / В.В. Бессель, О.К. Мамедбеков, А.В. Дудка // Вестник ассоциации буровых подрядчиков – 2014. – №4. – С. 29–34
6. Гельфгат М.Я. Бурение на обсадной колонне – история и современная классификация технологических схем / М.Я. Гельфгат, // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море – 2016. – №12. – С. 4–17.
7. Гельфгат М. Я. Технология бурения на хвостовике - опыт и перспективы / М.Я. Гельфгат, А.Р. Агишев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море – 2017. – №11. – С. 4–15.
8. Гельфгат М.Я. Бурение без подъема труб – технологическая база бурения на обсадной колонне / М.Я. Гельфгат // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море – 2016. – №11. – С. 4–13.
9. Гимазтдинова Э.А. Элементах ландшафта патентов колонных башмаков / Э.А. Гимазтдинова, Б.А. Хузин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018 – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. Т. 1. – С. 294–297.

10. Гулов А.Р. Новейшие технические решения для крепления скважин / А.Р. Гулов, С.А. Новиков, В.Г. Журавчак, М.А. Ахметов // Бурение и нефть – 2018. – №1. – С. 55–57
11. Кейн С.А. О перспективах применения метода флотации при спуске обсадных колонн / С.А. Кейн, Д.Л. Окатьев, И.Н. Плеханов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2013. – №10. – С. 43–45
12. Лышко Г.Н. О возможности замены цемента для изоляции заколонного пространства скважин пенополиуретаном / Г.Н. Лышко –2016. – №2. – С. 42–45.
13. Любимова С.В. Разработка вспомогательного оборудования, снижающего коэффициент трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком / С.В. Любимова, Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2012. – №2. – С. 12–16
14. Любимова С.В., Хузина Л.Б. Разработка вспомогательного оборудования, снижающего коэффициент трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком/Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. - № 2. - С. 12-16.
15. Махмутов Д.З. Применение "сухой смазки" для снижения риска прихватов при спуске хвостовиков под многостадийный гидроразрыв в условиях АВПД / Д.З. Махмутов, А.И. Якунов, С.С. Ложкин, А.В. Христенко и др. // Бурение и нефть – 2017. – №2. – С. 44–49.
16. Меденцев В.М. Совершенствование технических средств и разработка технологий, повышающих качество крепления скважин: На примере месторождений ОАО «Роснефть-Пурнефтегаз»/ диссертация на соискание звания ученой степени кандидата технических наук; спец. 25.00.15. – Краснодар, 2001. – 180 с. : ил.
17. Муфид-заде Р.Г. Исследование сил сопротивления и разработка методов их снижения с целью доведения обсадных колонн до проектных

глубин : Диссертация на соискание звания кандидата технических наук : 05.15.10 – Баку, 1984, – 178 с. : ил.

18. Нижник А.Е. Совершенствование элементов технологической оснастки обсадных колонн и опыт их применения при цементировании скважин / А.Е. Нижник, П.С. Кунина, Е.И. Величко, А.В. Музыканова, Д.А. Иноземцев // Территория нефтегаз – 2017. – №5. – С. 64–70.

19. Овчинников В.П. Заканчивание скважин: учеб. пособие для вузов / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 346 с.

20. Патент SU 1803534 CIE21B33/13. Башмак обсадной колонны / Кузнецов Ю.С., Овчинников В.П., Шенбергер В.М., Зозуля Г.П. и др. – № 4815142/03. Заявл 15.03.90; Оpubл. 23.03.93.

21. Патент SU1673725A1CIE21B17/14. Башмак обсадной колонны /Булатов А.И. – № 4728544/03. Заявл 10.08.89; Оpubл. 30.08.91.

22. Патент RU 2574237 CIE21B017/14. Колонный башмак /Ванифатьев В.И., Мирошкин М.А., Егоров А.И., Носов А.Н. и др. – № 2014145264/03. Заявл. 11.11.2014; Оpubл. 10.02.2016.

23. Патент RU 2077657 C1 E21B017/14. Ротационный башмак обсадной колонны / Иоанесян Ю.Р.– № 94018686. Заявл. 10.04.2003; Оpubл.27.10.2004.

24. Патент RU 2100564 C1 E21B017/14. Вибробашмак обсадной колонны / Иоанесян Ю.Р., Лапавок В.С.– №95114006. Заявл.04.08.1995; Оpubл.27.12.1997.

25. Патент RU 2172387 C1 E21B017/14. Башмак для установки профильных перекрывателей в скважинах / Юсупов И.Е., Абдрахманов Е.С., Фархутдинов Р.Е., Хамитьянов Н.Х., Мелинг К.В., Кашапов И.К., Мухаметшин А. А., Вильданов Н.Н., Насыров А.Л. - №99117606/03.Заявл. 10.08.1999; Оpubл. 20.08.2001.

26. Патент RU 2187619 C1 E21B29/10. Башмак для установки профильного перекрывателя в скважине / Абдрахманов Е.С., Зайнуллин А.Е.,

Филиппов В.П., Вильданов Н.Н., Кашапов П.К. №000106346/03. Заявл. 14.03.2000. Оpubл. 20.08.2002.

27. Патент RU 2208125 C1 E21B029/10. Башмак для установки профильного перекрывателя в скважине / Абдрахманов Г.С., Зайнуллин А.Г., Рыбалко А.Ф., Киршин А.В., Вильданов Н.Н., Филиппов В.П. № 2001117101/03. Заявл. 18.06.2001. Оpubл. 10.07.2003.

28. Патент RU 2282706 C1 E21B017/14. Башмак обсадной колонны / И.Т. Акбулатов, Х.И. Акчурин, С.В. Баранцевич, П.М. Дюсуше, А.В. Кейбал, Д.П.Ляпков. – № 2004138153/03. Заявл. 28.12.2004; Оpubл. 27.08.2006.

29. Патент RU 239852C1 E21B017/14. Башмак-клапан для установки профильного хвостовика в скважине / Абдрахманов Е.С., Хамитьянов Н.Х., Уразгильдин И.А., Илалов Р.Х., Багнюк С.Л. -№2009129121/03. Заявл. 2009-07-28; Оpubл. 10.09.2010.

30. Патент RU 2413063 C1 E21B017/14. Башмак-клапан для хвостовика / Н.Х. Хамитьянов, Ф.Ф. Ахмадишин, Р. Х. Фаткуллин, А. В. Киршин, И.А. Уразгильдин. №2009140122/03. Заявл.29.10.2009;

31. Патент RU 2451156 C1 E21B029/00. Разбуриваемый башмак-клапан для установки расширяемой колонны в скважине / Хамитьянов Н.Х., Ягафаров А. С., Киршин А.В., Емельянов А. В., Пронин В. Е.№2010149699/03.Заявл. 03.12.2010; Оpubл. 20.05.2012.

32. Патент RU 2469175 C1 E21B017/14. Башмак-клапан для хвостовика / Хамитьянов Н.Х., Фаткуллин Р.Х., Киршин А. В. , Ягафаров А.С., Багнюк С. Л. №2011126411/03. Заявл. 27.06.2011; Оpubл. 10.12.2012.

33. Патент US 2341640 C1 E21B017/14. Башмак для системы крепления расширяемого хвостовика и способ заканчивания скважины / М. А.Кармоди, М. Дж.Джабс, Х. Э. Пейн, М.К. №2005127665/03. Заявл. 02.02.2004; Оpubл. 20.12.2008

34. Патент RU 2093664C1 Перфилов В.А. Анализ сил трения на бурильной колонне, возникающих в процессе строительства скважины / В.А. Перфилов, В.Д. Берлизов // Вестник Волгоградского государственного

архитектурно-строительного университета: Строительство и архитектура – 2018. – №52. – С. 45–51

35. Пащевская Н.В. Моносахариды как эффективные замедлители сроков схватывания тампонажных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2017. – №6. – С. 23–31

36. Перфилов В.А. Анализ сил трения на бурильной колонне, возникающих в процессе строительства скважины / В.А. Перфилов, В.Д. Берлизов // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета: Строительство и архитектура – 2018. – №52. – С. 45–51

37. Подгорнов В.М. Заканчивание скважин. Часть 2. Формирование призабойной зоны скважины: учебник для вузов / В.М. Подгорнов. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2008. – 253 с.

38. Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018 – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. Т. 1. – С. 294–297.

39. Тихонов А.Е. Причины отказа оборудования нижней части компоновки многостадийного разрыва пласта при спуске в необсаженную горизонтальную скважину / А.Е. Тихонов, И.С. Копейкин, Ф.З. Булюкова // Нефтегазовое дело – 2017. – №1. – С. 62–67.

40. Фазлыева Р.И. Совершенствование качества крепления скважин с большим удалением забоя от вертикали / Р.И. Фазлыева, Л.Б. Хузина // Сборник трудов конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» – 2018. – С. 44–49.

41. Хузина Л.Б., Габдрахимов М.С. Методы регулирования динамической нагрузки долота//Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2006. – № 8. – С. 335–337.

42. Хузина Л.Б., Повышение качества строительства скважин применением эффективной компоновки низа бурильной колонны/Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2015. - № 2. - С. 52-56.

43. Цыбии А.А. Проблемы повышения эффективности крепления и ремонта скважин и методы их решения/ диссертация на соискание звания ученой степени кандидата технических наук в форме научного доклада; спец. 05.15.10 – Москва, 2000. – 50 с.: ил.

Приложение

Overview of the advances in casing drilling technology

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Русанов Василий Геннадьевич		

Консультант кафедры БС:

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

The conventional method of drilling a well has been affected by several challenges such as of purchasing cost, inspecting and handling cost as well as the transportation of drill string. Whenever need arises for the replacement of the Bottom Hole Assembly (BHA) or when total depth is reached, a common problem is tripping in-and-out of the drill string. The tripping of the drill string contributes to both non productive time (NPT) and well control difficulties such as lost circulation and wellbore instability. The Trouble Time of wells constitute the NPT of such wells and comprises stuck pipe, lost circulation, well control, mud, cement, directional, mechanical and laydown of the casing. An alternative drilling technique known as Casing Drilling however, addresses these problems. Casing drilling has been employed as an effective technique for minimizing the total drilling costs by reducing drilling time and drillstring problems encountered during conventional drilling process in many countries. In addition to loss of productive drilling time during tripping, unscheduled events encountered in the cause of tripping can make the drilling process even more inefficient and can lead to loss of well. While the potential savings from reducing drillstring tripping and handling times are primarily important, the savings from reducing wellbore problems may be more significant.

Casing drilling did not find a wide application due to the technological difficulties experienced in the late 19th century and a major part of the 20th century. The first patent of casing drilling dates back to 1890, which involved a rotary drilling process for drilling the well with the casing and afterwards retrieving the hydraulically expandable bit. Another patent was introduced in 1926, which included a retrievable and re-runnable casing bit. The advantages of this patent were the elimination of drill pipe, reductions in overall drilling time, stuck pipe, crew and drilling costs. Other benefits included application of few casing string, decrease in accident occurrence on the rig and the ability to drill every foot in the well. However, the first extensive work on casing drilling was accomplished by Brown Oil Tools Company in the 1960s. This patent developed a casing drive system which comprised down hole and surface tools which were used to drill with the casing and retrievable bits. These components included casing centralisers, wire line retrievable drilling

assembly, under reamer, casing drive tool and top drive. This patent, like the works that preceded it, was not successful due to the unavailability of the required technology. Interestingly, the patent encouraged the development and commercialization of the top drive. Tesco Corporation Ltd. eventually developed a casing drive system in the late 1990s, which was approved by the drilling industry. This system has been successful in reducing well costs and eliminating NPT. Cost savings result through the elimination of purchasing, handling, inspecting, transporting, and tripping the drillstring while reducing hole problems that are associated with tripping. In addition, significant savings can be gained through a reduction of rig equipment needs and operating costs. Although modest savings may be achieved by reducing drillstring tripping and handling times in trouble-free wells, savings incurred through a reduction of hole problems can become far more substantial. The casing drilling system can reduce these incidents by eliminating tripping operations and providing a drillstring that is less prone to vibrations. Casing drilling involves the simultaneous drilling and casing of well with a casing string. The casing string replaces the drill pipe and other drill string components used in conventional well drilling. The casing is usually put into rotary motion and cemented in the well at the total depth (TD). It is imperative to note that the grade, size and weight of the casing string used in this process is not different from the casing set in place after drilling a well traditionally.

Casing drilling systems

The casing drilling process eliminates the conventional drillstring by using the casing itself as the hydraulic conduit and means of transmitting mechanical energy to the bit. Casing drilling can be employed in a number of ways but can be categorized into two main groups namely, retrievable and non retrievable systems. Figure 1 shows the BHAs for the two systems as well as the conventional drilling method.

Retrievable drilling with casing system

The retrievable system is made up of a BHA connected to the base of the casing string and stretching beneath with a pilot bit and an under reamer. It also

consists of a wire line winch, which is used to retrieve the drilling assembly. This enables the pilot bit to be replaced or kept outside the hole before cementing operation is done. This retrievable system, which could be used in vertical drilling, is the only practicable option for directional wells. The size of casing used while drilling directionally determines the achievable build up rates. Table 1 shows the higher limits of the normal build rates attained with varying sizes of casing strings based on their fatigue limitations.

Table 1 – Curvature for drilling with casing

Casing Size (in)	Casing Weight (ppf)	Casing Grade	Max. Curvature
5,5	17	P110	13
7	23	L80	8
9,625	36	J55	4,5
13,375	54,5	J55	3

Casing drilling is carried out with the aid of surface and downhole tools in which the standard oilfield casing is simultaneously used in drilling and casing of the well. The descriptions of the tools are found below as written.

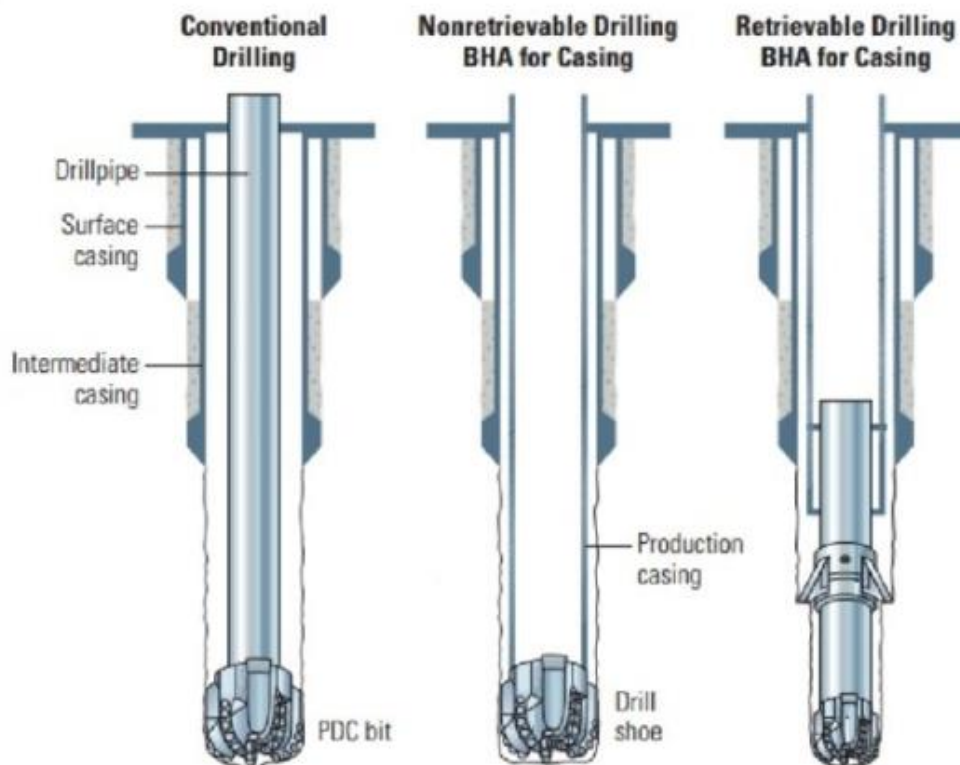


Figure1 – Conventional drilling and casing drilling BHAs

Casing drive systems

The requirements for turning the casing are identical to those for conventional drilling. The hoisting equipment must hold the weight, apply rotational torque and contain pressure. Rotary drilling with casing requires a method of connecting the top drive to the casing, to drive the casing string. The casing drive system (CDS) connects the casing string to a top drive without screwing into the top coupling. The use of casing drive system accelerates the casing handling process and also removes one make/break cycle, thus avoiding damage to the casing threads. Tesco Corporation Limited casing drive system (CDS), also known as casing quick-connect is a casing running and drilling system illustrated in Figure 2. It contains an internal spear assembly, which acts as a fluid seal to the casing, and a slip assembly to grasp either the external part of the small casing or the internal part of the large casing.



Figure 2 – Casing drive System

The casing connections used in casing drilling are different from that used in conventional drilling process. Casing drilling connections are subjected to severe well conditions. A suitable casing drilling connection is primarily required to withstand the torsional, axial, and bending loads experienced while drilling and at the same time allow uninterrupted passage of wire line running tools. In addition, satisfactory

operational characteristics including ease of rig handling, repeat make up, and the maintenance of adequate pressure integrity after drilling need to be exhibited by the connection. Casing drilling connections are provided by Grant Prideco, Hydril, Hunting Energy Services, Vam, and GB Tubulars. A casing connection is shown in Figure 3.

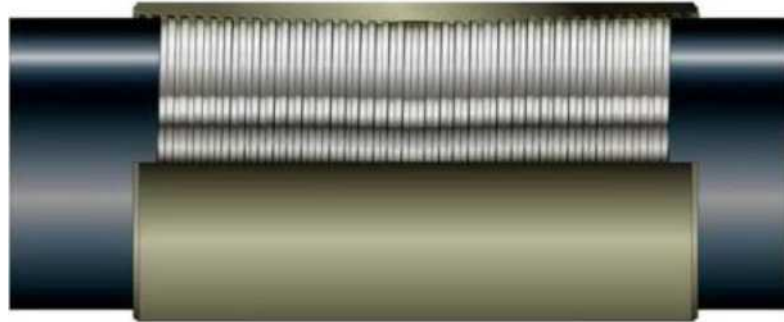


Figure 3 – Grant Prideco DwC connection

The top drive connects the casing to the overdrive system and to the casing drive system in non- retrievable casing drilling and retrievable casing drilling respectively. It is located at the surface. The torque necessary to make-up the casing connections is made available by the top drive which also puts the casing in rotary motion. In tight holes, the top drive is screwed in, by touching a nob which causes simultaneous rotation, reciprocation, and circulation of the drill-string, all at the same time through the full working height of the derrick. This surface tool makes-up the casing in a single smooth motion through its high horsepower.

The retrievable bottom hole assembly (BHA) generally consists of a pilot bit and underreamer, but may include other tools needed to perform almost any operation that can be conducted with a conventional drill string. The pilot bit and underreamer pass through the drillcasing and drill a hole that provides adequate clearance for the drill-casing and subsequent cementing. Conventional directional tools (bent housing positive displacement motors, MWD tool, and isolation monels) and LWD tools can be suspended below the drill casing shoe for directional drilling. A conventional core barrel can be run for coring. The BHA is attached to a drill lock that fits into a full bore landing sub on the bottom of the casing in such a way that it can be retrieved with a wireline unit without needing to trip pipe out of the well. The wireline

retrievable drill lock assembly is the heart of the casing drilling system. It lands in a lower section of casing consisting of a casing shoe, torque lock profile and axial no-go and lock profile located in a specially machined collar section (Figure 4).

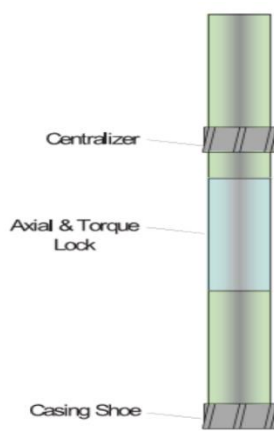


Figure 4 – Exterior Casing components

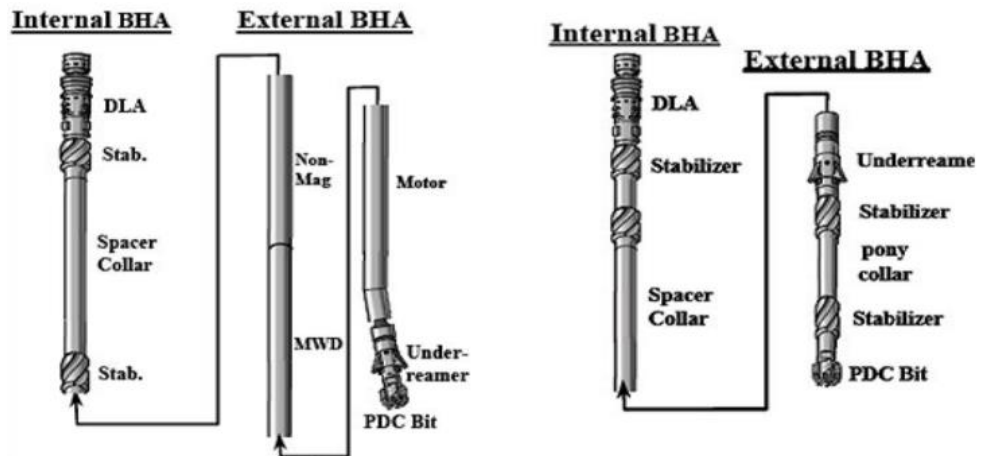


Figure 5 – Retrievable BHA for (a) directional drilling and (b) vertical drilling

In vertical drilling, stabilizers are added to the BHA to provide vertical control while directional drilling includes a nonmagnetic collar, steerable motor and a measurement while drilling (MWD) tool. Figure 5 shows the BHA used in drilling directional and vertical well.

Non-Retrievable drilling with casing system

Non-retrievable drilling-with-casing (DwC) system (non-retrievable casing drilling system) milling, and cleanout based on recent developments in drillable bit technology. The enhanced performance is achieved with a new bit series that uses PDC cutting elements mounted on aluminum nose and blade supports. The design provides a premium cutting structure comparable with conventional PDC bits while reducing steel in the drill path by 80%. This steel reduction allows the DwC bit to be drilled out of the set casing without significant damage to the conventional PDC bit. The result is a long-sought balance between durability and drillability. In drilling operations from Asia/Pacific to the US Gulf of Mexico, the technology is enhancing performance in harder formations and over longer runs while reducing costs typically

incurred when drilling out DwC bits. When using non-retrievable casing while drilling (CwD) or simply drilling-with-casing (DwC) technology, the casing is drilled in using a drillable or sacrificial non-drillable bit that is left in hole, through which cement is pumped. The non-retrievable casing drilling is a non-steerable system with a simpler and less expensive system than the retrievable casing drilling system. It involves drilling vertical wells with a drill shoe connected to the end of the casing string which could be left in the ground or drilled out once the depth for setting the casing is reached.

The tools peculiar to the non-retrievable system are overdrive system, casing drill shoe and float collar. The non-retrievable drilling-with-casing system uses the same casing connections and top drive as the retrievable drilling with casing system. The first three are briefly described below:

Casing drill shoe

The world's first convertible casing drill shoe job is performed onshore Brunei in September 2003 during a 0.2445 m (9 5/8") surface casing job on S-816 well in the Seria field. Conventional drill bits are capable of drilling long intervals but are composed of non-drillable materials. The convertible drill shoe has a novel feature that allows the cutting structure and blades to be extruded outwards once section true depth (TD) is reached. By this process, the drill shoe converts to a cementing shoe, allowing the casing to be cemented in place. The cementing shoe and next hole section can then be drilled without interference from the casing drill shoe cutting structure and blades. Application of the extrusion process allows a more aggressive and durable cutting structure on the casing drill shoe and hence allows deeper, more resistant formations to be drilled. The casing drill shoe, used in drilling formation, is a drillable casing drill bit attached to the end of the casing string. Three kinds drill shoe are employed by Weatherford, namely- drill shoe I, drill shoe II (5 blade, 4 blade and 3 blade models) and drill shoe III. The standard DrillShoeTMI and DrillShoeTMII are composed of drillable materials. The major improvement in DS2 over DS1 is the use of Thermally Stabled Diamond (TSD) pellets impregnated in the aluminum blades to enhance bit durability. In addition, beyond the drift diameter of

the casing and on the gage of the DS2, non-drillable PDC cutters are used instead of tungsten carbide to maximize gage protection and durability. The drill shoe III was developed from the drill shoes I and II. DrillShoeTMIII (DS III) has attributes of a conventional PDC bit. The three drill shoes are shown in Figure 6. A common feature with all the drill shoes is their ability to optimize hydraulic performance with the aid of their interchangeable nozzles. The table 2 below illustrates the various performances in different formations drilled by these drill shoes, their sizes, compressive strengths, cutting structures, number of blades and the casing strings attached to them.



Figure 6 – Drill shoes I, II and III. The size of each is 9" x 12 1/4"

Table 2 – Features of the different types of drill shoe

	Drill Shoe I	Drill Shoe II (3 Blade)	Drill shoe II (4 Blade)	Drill shoe II (5 Blade)	Drill Shoe III
Formation	Very soft and soft unconsolidated formations	Soft to medium soft formations	Soft to medium soft formations	Soft to medium soft formations	Medium to medium- hard formations
Compressive strength (psi)	Cutting Structure (On Casing Body)	2000	7000	7000	15000
Cutting Structure (On Casing Body)	Carbide	Thermally stable Polycrystalline (TSP) diamond	TSP diamond	TSP diamond	Carbide
Cutting structure (drillable core)	Dense, thin layer of tungsten carbide	Polycrystalline Diamond Compact (PDC)	PDC	PDC	PDC on steel blades
No. of Blades	3	3	4	5	5 through 9 ⁵ / ₈ x 2 ¹ / ₄ could also have 6
Sizes (Inc)	9 ⁵ / ₈ to 20	4 ¹ / ₂ to 30	4 ¹ / ₂ to 30	13 ³ / ₈ x 17, 18 ⁵ / ₈ x 21	7x8 ¹ / ₂ ,9 ⁵ / ₈ x12 ¹ / ₄
Casing String Attached	Conductor and surface	Surface or intermediate	Surface or intermediate	Surface or intermediate	Surface or intermediate

Overdrive system

A major boost to the safety, efficiency and performance of well drilling operations is represented by the OverDrive system. Integrated with any top drive, the technology combines conventional power tongs, bails, elevators, weight compensator, torque-turn/monitoring, and fill-up and circulating tools into one system. Safety is improved by remote-control capabilities and reduced personnel and equipment requirements. The OverDrive technology extends the functionality of the rig's topdrive from drillpipe to casing, enabling simultaneous rotation; reciprocation/push-down; and circulation of the casing string. This capability provides a significant advantage in reaching total depth in high-angle, extended-reach and problematic wellbores. The heart of the overdrive system is the TorkDrive tool. With the aid of the rotational power provided by the top drive, the TorkDrive tool makes up or breaks out the casing thereby performing the duties, which would have required equipment, scaffolding and personnel on the rig floor. The TorkDrive tool is capable of circulating, reciprocating and rotating the casing, thereby decreasing any potential of Differential sticking and other issues resulting to NPT. Figure 7 shows the overdrive system.

Float collar

A component installed near the bottom of the casing string on which cement plugs land during the primary cementing operation. The float collar (Figure 8) and the drill shoe are usually made up to a casing joint before transporting to the drilling location. After drilling to the total depth (TD), the cementing operation can commence at once since the float collar is already installed within the drill string throughout the drilling operation. This approach attains a single-trip procedure, which significantly reduces operational costs and time.



Figure 7 – Overdrive system

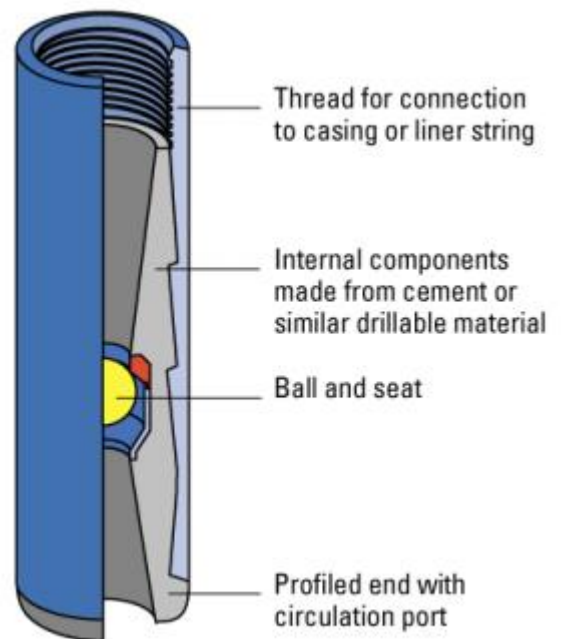


Figure 8 – Float collar

Casing drilling rig

Casing drilling can be implemented either with a specially developed drilling rig or by a conventional rig modified for casing drilling. To date, the system has been used only with a rig designed specifically to improve the entire system and to maximize the efficiencies of casing drilling. One of the key components of a rig is the casing drive system (CDS) which provides safe, non-threaded connection between top-drive and casing string. Compatibility between the rig and the casing-driving tool is of great importance to ensure the casing is firmly held and can be picked up, rotated, slacked off and packed off to maintain circulation. The conventional rig is principally modified to incorporate an additional mud pump and enhancement on the

gas-handling and well- control equipment. These improvements are necessary for safe handling of large influx of gas by the rig in natural fractures when high-pressure gases are encountered. A casing clamp is also incorporated in the rig for its capability enhancement to effectively and efficiently drill with casing.



Figure 9 – Casing drilling rig

On the conventional rig, the top drive is screwed to each casing joint with a casing thread crossover. It needs the making up and subsequent breaking out of the casing thread before the final make up. The thread is thus exposed to increased risk of damage. Figure 9 below shows a rig designed by Tesco Corporation Ltd. The rig has topdrive and wireline incorporated in it for running and retrieving the downhole tools as well as a drive system for constant rotation of the casing.

Designing a well for casing drilling

In many ways designing a well for casing drilling is similar to designing a conventional well. One significant difference is that the casing is subjected to additional stresses while casing drilling. The integrity of a casing is affected by a number of factors which can be addressed by the conventional drilling technique.

Fatigue, hydraulics, buckling, torque and drag demand a lot of attention. Figure 10 shows some of interactions that affect the integrity of casing used for casing drilling.

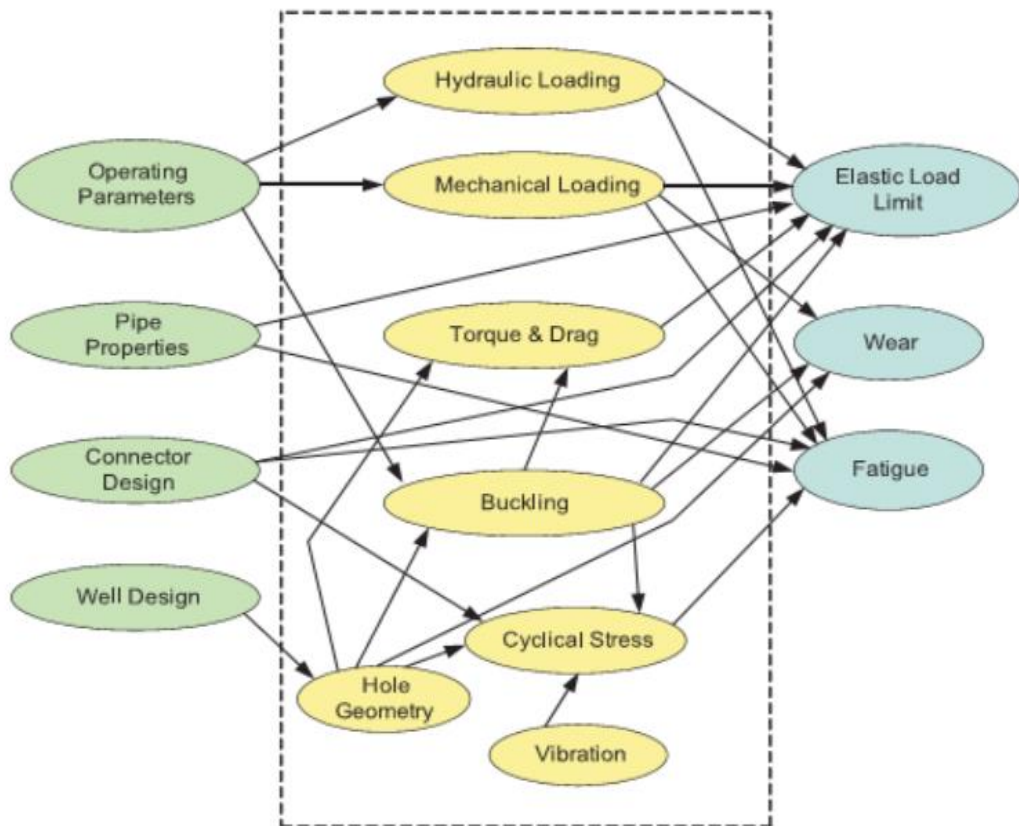


Figure 10 – Interactions affecting casing integrity for casing drilling applications

Fatigue

Cyclical loading at stress levels is the main cause of Fatigue failures. They are much lower than the elastic limit. Whenever, there is uninterrupted loading, a little crack starts to show at the zone of localized high stress and it spreads all y over the whole body until the left cross sectional area is no more adequate to carry the static load. Fatigue failures are usually susceptible to local conditions and are normally statistical. Drill string failures arise from oscillatory bending loads. They are mainly located at the bottom of the drill string and not at the upper segment where the static tensile stresses are greatest. Sometimes, a fatigue crack is preceded by the final rapture. Generally, these failures are situated either in the slip region of the drill pipe or within the threaded portion of the connection.

Buckling

A significant difference between drilling with a conventional drill-string and casing drilling is that drill collars are not used to provide weight-on-bit. The bottom of the casing is capable of accommodating restricted compressive load prior to buckling. Buckling occurs when the compressive load and casing/hole geometry create a sufficient bending moment so that the casing becomes unstable. After it buckles (becomes unstable), it is incapable of supporting the compressive load without lateral support, but this does not mean that there is a structural failure. The borehole wall surrounding the casing provides lateral support to limit the lateral deflection for any given set of parameters. There is nothing inherently destructive in the fact that the casing buckles, but the buckling causes two effects that may be detrimental. First, the lateral contact forces between the drill-casing and borehole wall can cause wear on the casing and will increase the torque that is required to rotate the casing. Secondly, the buckling causes the casing to assume a curved geometry within the borehole that increases the stress in the pipe and may increase the tendency toward lateral vibrations. For casing drilling applications it is important to determine whether or not the casing is buckled and if so whether or not the buckling is sufficient to cause a problem (wear, high torque, or high stress).

Hydraulics

Another noteworthy difference between the conventional drilling and casing drilling lies in the geometry provided by the fluid flow path. This path down the internal diameter of the casing is excessive and unrestricted resulting in a very small pressure loss within the internal diameter of the casing. The casing while drilling annulus usually provides a bigger restricted flow path causing increased pressure losses. The large diameter of the casing allows for a smaller annular path for fluid to travel up the annulus. This causes an increased pressure loss and a higher ECD (Equivalent Circulating Density) at an equivalent flow rate. Casing drilling hydraulics are designed to use a reduced flow rate to produce an ECD that is only slightly higher than seen in a conventionally drilled interval. Historically, this higher ECD is considered as a negative aspect of hydraulic design due to higher susceptibility of

fracturing the formation and lost circulation. However, the process of casing drilling utilizes the higher ECD to act against borehole collapse and improves wellbore stability.

Torque and drag

Torque and drag problems are very common during the drilling of highly-deviated wellbores. The friction between drill string and the wellbore which is known as torque and drag is one of the critical limitations which do not allow the drilling industry to go beyond a certain measured depth. In deviated well construction, it is vital to monitor torque and drag to make sure they are in normal "acceptable" range. For this reason, the torque and drag modelling is regarded as an invaluable process to mitigate drilling problems in different stages of directional drilling. When running casing strings, the torque created is as a result of the frictional forces acting between the casing and the wellbore. In casing drilling, the torque and drag is always higher than that of conventional drilling since the casing encounters some wellbore issues such as sloughing shale, differential sticking, tight-hole conditions and sliding during drilling operation. The drill pipe size and weight is less than that of the casing. To determine the suitability of a well (mostly directional well) for casing drilling, consideration for torque and drag is very important.

Cementing operation during casing drilling

Casing while drilling (CWD) cementing differs from conventional cementing practices in several ways. It involves the use of casing attachments, such as centralizers, to provide good pipe standoff. During CWD operations, centralizers are required to be robust enough to drill the entire openhole section while withstanding the pipe rotation when drilling for extended periods of time. This casing hardware must keep its standoff capability while staying in place and in one piece. The float equipment is different from that used in conventional cementing operations. Where the possibility exists for more than one bit to reach the next casing point, CWD must allow full-bore casing access. To pull and run BHAs with wireline instead of pulling out the complete casing string by single joints, this full-bore access is required. In such cases, the float equipment is installed once the casing reaches the casing setting

depth. When installing the floating equipment with casing on bottom, the float equipment will be exposed to high circulation rates for considerable time while drilling the entire hole section. In the retrievable system, where the bit has to be replaced before drilling to the next casing point, the CWD process requires full-bore access to enable the retrieving and running of the BHA through the ID of the casing. This makes it unsuitable to use floating equipment. The initial solution to this challenge was to pump a wiper plug ahead of the cement and then a latch down cement plug behind the cement, which lands in the DLA locking profile. The problem with this procedure was the risk of the cement plug landing improperly. With advance in technology, a pump down float valve was launched and landed in the same profile nipple used by the DLA. The valve serves as a conventional float collar to retain the back pressure from the cement job after bumping the cement plugs. However with the non-retrievable system, the drill shoe is drillable and a float collar is already run on the casing string. This enables the cementing operation to commence immediately the total depth of the well is reached.

Limitations of casing drilling

In fields where casing drilling has been applied, the technology has proved effective and efficient as a drilling technique. However, the method is plagued with some difficulties. These challenges are addressed below.

There three key requirements for casing drilling connections namely, the connection must economical, be fatigue resistant and be able to withstand high torques. Lu wrote casing connections proved ineffective in withstanding high torque, fatigue and combined loads during bucking in casing drilling. Tessari and Madell averred that a possible solution to this problem is to reduce the buckling to as low as practicable with decreased hole sizes while drilling the well with a torque reasonably low as well as low bit weight. Finite Element Analysis (FEA) can be used to evaluate the performance of connection before casing drilling. Finite Element Analysis (FEA) by means of numerical techniques to determine stress profiles in connection designs is a shared resource between both drill pipe and casing connection designers. Stress distributions in connections can be determined by applying simulated loads in FEA.

Well plan torque and drag module using landmark software can be employed to analyze torque and drag.

In casing drilling, a section is drilled before the actual casing of the wellbore. This enables the open hole not to be logged with the traditional logging tools except the casing string is winch up above the logging zone of interest. This problem can be solved by having constant logging while drilling in place i.e. logging while drilling (LWD). The nature of zone to be logged is of paramount importance and would determine if open logs are to be run outside the casing bottom or the zones of interest are logged with cased hole logs inside the casing. Core barrels and testing equipment can be used after being secured on the casing. They are also suitable for the wireline retrieving tools.

BHA retrieval has been somewhat challenging with an overall success rate of about 70%. The casing bore was confined in some cases, making it difficult for the tool to get to the top of the drill lock. This problem can be solved changing the operation or through tool modification.

Improvements on the technology

McKay et al. wrote the design and development work of Displaceable DrillShoe Tool, DS 3, carried out to date has yielded enormous success in producing a casing drilling tool with a "hard" cutting structure similar to that applied to standard drill bits, this allows nondrillable material to be "displaced" into the annulus to achieve drill out and continuation of well drilling and construction. As the tool is at an early stage of development it is planned that constant improvement of the tool, in conjunction with field trials and applications, will further increase its capabilities and push the frontiers of casing drilling applications. Mohammed et al. explained that future improvement should be focused on retrievable casing drilling with emphasis on liner systems, which could be called "Retrievable Liner Drilling" (RLD). The RLD can be seen as a development in the liner drilling technology. It is like the retrievable casing drilling, which uses BHA, and can be retrieved through the casing. The retrievable liner can be applied in directional wells since it has the capability of providing directional control.

The Displaceable DrillShoe Tool, DS 3 development, enhances the existing DS 1 & DS 2 product line by providing a more capable cutting structure offering a solution to casing drilling applications where the existing solutions do not fit. There are no limitations on the size of tool that can be produced with the design, although certain features such as the number of blades may be altered to suit diverse anticipated conditions. Several wellbore instability issues are arrested by drilling-with-liner, including minimizing lost circulation. These challenges often lead to costly non-productive time (NPT) and increased operational risk. To reach the desired objectives, operators must make decisions "outside the box" to mitigate these risks. The RLD can as well drill and case the wellbore simultaneously. This technology has its origin from the casing drilling method. Surface tools similar to those employed in retrievable casing drilling are used in RLD. Generally, the downhole tools comprise a BHA, which could be retrieved with the aid of a drill pipe after disconnecting the liner or with a wireline. The BHA is made up a rotary steerable system to give directional control for directional wells applications, positive displacement motor(PDM), assembly locking mechanism, measurement while drilling (MWD) tool, extendible bit, pilot bit and stabilizer. The BHA possess also the capability to run core while liner drilling and core bit with barrels. Figure 11 shows a well schematic for the retrievable liner drilling (RLD).

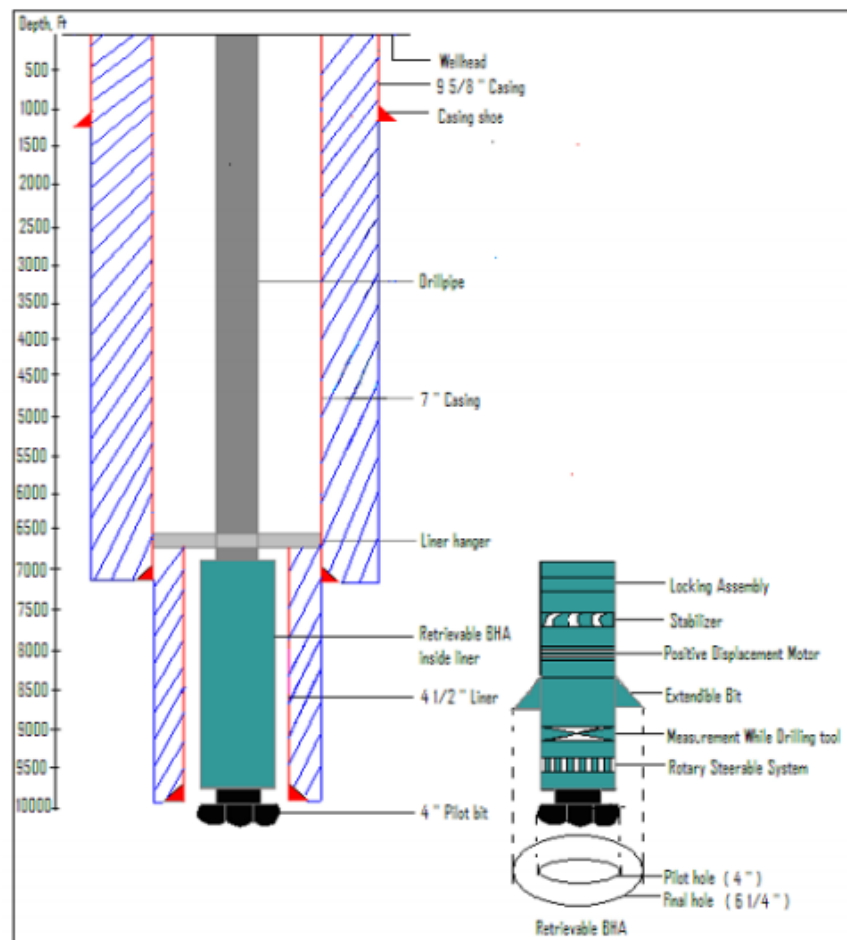


Figure 11 – Well schematic for a Retrievable Liner Drilling System

Conclusion

From the study, the application of casing drilling technology has been discussed with its key benefits highlighted. Areas where casing drilling application has been plagued with challenge, Displaceable DrillShoe, DS 3, which provides a step change in the drilling capabilities of "cement in place" casing drilling tools was suggested for continued development, in conjunction with field trials and applications, to further increase its competence and push the frontier of casing drilling applications. The retrievable liner drilling has been identified as an alternative to the casing drilling technique. The application of this technology will result in enormous cost reduction by the well operator as well as improvement in drilling performances.