

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение качества цементирования скважин в различных геолого-технических условиях

УДК 622.245.42-048.78

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ73	Фоминых Кирилл Юрьевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения по ООП

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ73	Фоминых Кирилл Юрьевич

Тема работы:

Повышение качества цементирования скважин в различных геолого-технических условиях
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: Технологии и разработки в области цементирования скважины Область применения: Процесс цементирования нефтяных и газовых скважин
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Традиционная техника и технологии цементирования скважин 1.1 Анализ традиционных способов цементирования скважины 1.2 Анализ наземной цементировочной техники 1.3 Исследование рецептов тампонажных растворов 1.4 Анализ технологической оснастки обсадных колонн в процессе цементирования 2. Анализ осложнений и аварий, возникающих в процессе цементирования скважины 3. Современные направления совершенствования технологии и техники цементирования скважин

	3.1 Исследование новых способов цементирования скважины 3.2 Анализ современных рецептур тампонажных растворов 3.3 Выявление наиболее перспективной цементовочной техники 3.4 Исследование современной технологической оснастки 4. Обоснование выбора современных технологий и техники в процессе цементирования скважины
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Необходимость в графических материалах отсутствует

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

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

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

Verbesserung der Qualität der Brunnenzementierung unter verschiedenen geologischen und technischen Bedingungen

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ73	Фоминых Кирилл Юрьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ73	Фоминых Кириллу Юрьевичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ73	Фоминых Кирилл Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ73	Фоминых Кириллу Юрьевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования в нефтяной промышленности	Объект исследования: цементирование скважины, применение новых технологий и техники в процессе цементирования скважины.
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
<p>2. Производственная безопасность</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>2. Производственная безопасность</p> <p>2.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -повышенный уровень вибрации; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>2.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -необходимые средства защиты от опасных факторов.
<p>3. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности 	<p>3. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности
<p>4. 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; 	<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;

– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.19
--	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООТД ШБИП	Черемискина М.С.	-		01.03.19

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ73	Фоминых Кирилл Юрьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 118 страниц машинописного текста, 46 рисунков и 11 таблиц, список использованной литературы состоит из 45 наименований.

Ключевые слова: цементирование обсадных колонн, тампонажный раствор, цементный раствор, буферная жидкость, муфта ступенчатого цементирования, технологическая оснастка, цементировочные головки, пробки, цементировочные агрегаты, цементно-смесительные машины, блоки манифольда, осреднительные емкости, обсадная колонна.

Объектом исследования является этап крепления скважины – цементирование.

В работе были рассмотрены новинки в области техники и технологии цементирования скважины. Целью работы было найти возможные решения наиболее распространенных осложнений и аварий, которые возникают при цементировании скважины традиционными способами и технологиями. Для дальнейшего увеличения качества цементирования необходимо совершенствовать как технологию цементировочных работ, так и рецептуру растворов. Кроме того, следует обратить внимание на создание герметичной крепи обсадной колонны и сохранение ее с помощью применения щадящих методов вторичного вскрытия. Итогом данной работы была разработка рекомендаций по выбору новой техники и технологии цементирования в различных геолого-технических условиях для повышения качества цементирования скважины.

Оглавление

Введение.....	11
1. Традиционная техника и технологии цементирования скважин.....	12
1.1 Способы цементирования.....	12
1.1.1 Прямое одноступенчатое цементирование.....	13
1.1.3 Обратное цементирование.....	17
1.1.4 Цементирование встречными потоками.....	18
1.2 Наземная цементировочная техника.....	19
1.2.1 Цементировочный агрегат.....	19
1.2.2 Цементно-смесительные машины.....	20
1.2.3 Осреднительные установки.....	20
1.2.4 Блок манифольда.....	21
1.2.5 Станция контроля цементирования.....	22
1.2.6 Обвязка цементировочной техники.....	23
1.3 Технологическая оснастка обсадных колонн.....	25
1.3.1 Обратные клапаны.....	26
1.3.2 Центраторы.....	27
1.3.3 Турбулизаторы.....	28
1.3.4 Цементировочные пробки.....	29
1.3.5 Муфты ступенчатого цементирования.....	30
1.3.6 Цементировочные головки.....	31
2. Осложнения и аварии при цементировании.....	32
2.1.1 Поглощения.....	32
2.1.2 Осыпи и обвалы стенок скважины.....	33
2.1.3 Газонефтеводопроявления.....	34
2.1.4 Недоподъем тампонажного раствора.....	34
2.1.5 Аварии из-за неудачного цементирования.....	35
3. Анализ современных направлений совершенствования технологии и техники цементирования скважин.....	36
3.1 Совершенствование способов цементирования.....	36
3.1.1 Технология крепления скважин с натяжением колонны обсадных труб в процессе их цементирования.....	36
3.1.2 Волновые процессы в технологии цементирования.....	37
3.1.3 Цементирование обсадных колонн большого диаметра через бурильные трубы....	39
3.2 Совершенствование рецептур тампонажных растворов.....	41

3.2.1 Облегченная тампонажная смесь с применением гранул «Super-K».....	41
3.2.2 Технология активного цементного камня	43
3.2.3 Облегченный тампонажный раствор с использованием пеностекла	45
3.3 Совершенствование наземной цементировочной техники.....	46
3.3.1 Установка насосная УНП2-320х40.....	46
3.3.2 Смесительная установка УС 8-К	48
3.3.3 Цементировочные комплексы.....	49
3.4 Совершенствование технологической оснастки.....	50
3.4.1 Муфта цементировочная проходная селективно-манжетного цементирования типа МЦП-146 СМЦ	50
3.4.2 Малогабаритные продавочные пробки для цементирования обсадных колонн малого диаметра	51
3.4.3 Автономный центрирующий модуль	53
3.4.4 Специальный цементировочный вертлюг Swivel/Side Entry Sub.....	54
3.4.5 Вращающаяся цементировочная головка с разъединителем.....	55
3.4.6 Башмак High-PortUp-Jet(НПУЖ) с обратным клапаном SuperSealIII.....	57
3.4.7 Цементировочные пробки НВЕ.....	58
3.4.8 Цементировочная головка для сбрасывания пробок Compact.....	58
4. Разработка рекомендаций к выбору техники и технологии цементирования скважин в различных геолого-технических условиях	60
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
5.1 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины	69
5.2 Разработка календарного план – графика строительства скважины	74
5.3 Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	76
5.4 Сравнение турбулизаторов различных конструкций	79
6. Социальная ответственность.....	83
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	83
6.2 Производственная безопасность	86
6.3. Экологическая безопасность	94
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
Список использованной литературы	99
Приложение А.....	104

Введение

Один из важнейших этапов строительства скважины – этап цементирования. Данному этапу уделяется особое внимание, так как существует вероятность возникновения осложнений и, в некоторых случаях, даже аварий, что влечет за собой большие материальные затраты и непоправимый вред экологии. От этапа крепления, а именно от правильности и качества выполнения, зависит будущий дебит скважины и время ее эксплуатации.

В нашей стране множество месторождений и то, что они расположены в различных природных и геологических условиях, не позволяет выделить или создать универсальный способ цементирования. Для каждого месторождения проектные институты или сервисные компании оптимизируют процесс исходя из комплекса условий, чтобы максимально эффективно и без вреда окружающей среде провести крепление скважины.

Современные реалии требуют разработку и применения новых технологий, которые будут снижать временные и денежные издержки, повышать качество и эффективность работ на этапе крепления скважины.

В данной работе рассматриваются вопросы цементирования, анализ новых технологий и оборудования, анализ осложнений, а также их устранение.

Актуальность проблемы заключается в совершенствовании технологии и техники цементирования нефтяных и газовых скважин, внедрении этих технологий в процесс строительства, повышении качества цементирования.

Цель работы: проанализировать существующие технологии цементирования скважин, обозначить наиболее часто встречающиеся проблемы, провести обзор новых технологий и оборудования, с целью найти возможные пути совершенствования технологии и техники, чтобы минимизировать осложнения и аварии в данном процессе.

1. Традиционная техника и технологии цементирования скважин

Цементирование нефтяных и газовых скважин – это заключительный этап подготовки скважины к эксплуатации. Комплекс работ направлен на создание и поддержание максимального срока службы скважины. Это связано с тем, что:

1. необходимо изолировать каждую нефтегазоносную область, чтобы исключить возможность перетоков сырья и воды из разных пластов;
2. необходимо снизить влияние движения грунтов на скважину;
3. в результате воздействия почвенной влаги на металл существует риск осложнений, необходимо обеспечить высокую коррозионную стойкость.

Основными отличиями используемых технологий и процесса цементирования от своих предшественников можно выделить то, что сейчас большое внимание уделяется автоматизации процесса и использование компьютеров (расчет требуемого объема раствора). В программах учитывается множество факторов: климат, геология, параметры техники и т.д. [1].

1.1 Способы цементирования

Цементирование скважин можно разделить на 2 способа:

- первичное цементирование;
- вторичное цементирование.

Первичное цементирование осуществляется непосредственно после спуска в скважину обсадных труб. Главная цель – разобщение проницаемых пластов друг от друга и защита наружной поверхности обсадной колонны от коррозии пластовыми жидкостями, повышение устойчивости стенок скважины.

Способы первичного цементирования:

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

Вторичное цементирование – это цементирование, которое проводится во время эксплуатации скважины [1,2].

1.1.1 Прямое одноступенчатое цементирование

Прямое одноступенчатое цементирование чаще всего проводится в тех случаях, когда скважина не имеет осложнений. Технология предусматривает подачу промывочной жидкости под давлением на пробку в обсадной колонне.

Наиболее распространено цементирование с одной (верхней) цементирующей пробкой. Но отказ от применения технологии цементирования с двумя пробками напрямую ведёт к увеличению объёма смеси цементного раствора с буровым, что в свою очередь оказывает отрицательное воздействие на качество крепления верхних интервалов скважины [3].

Прямое одноступенчатое цементирование с одной продавочной пробкой (рис. 1) осуществляется закачкой тампонажного раствора в обсадную колонну с последующей его продавкой через башмак в затрубное пространство. Технология проста в реализации, обеспечивает высокое качество цементирования и применяется в 90 – 95% случаев.

Технологическая оснастка колонны:

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

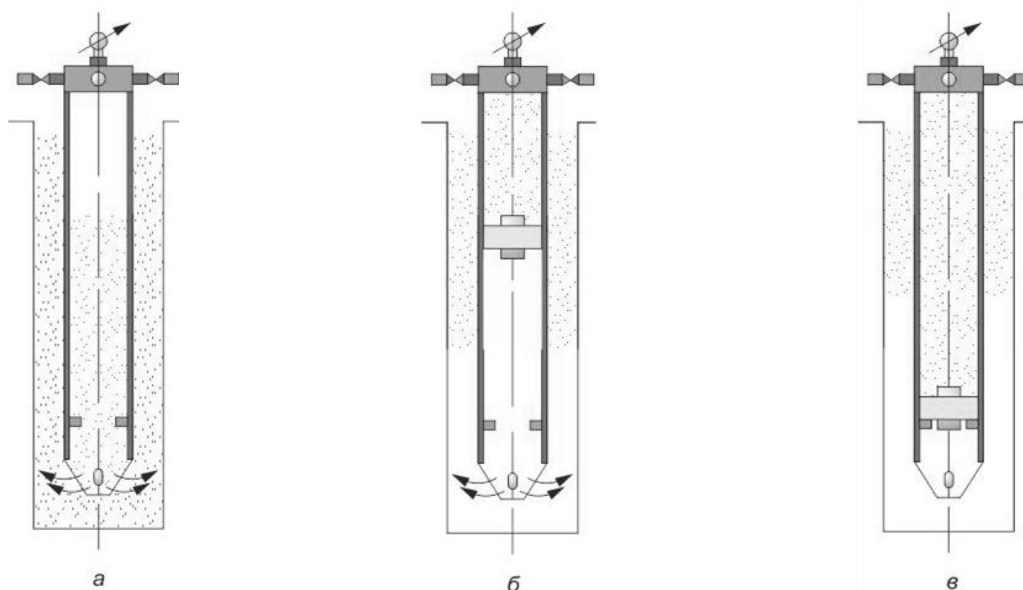


Рисунок 1 – Схема прямого одноступенчатого цементирования с одной пробкой

Последовательность процесса:

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», скачок давления на цементирующей головке, конец цементирования.

Схема прямого одноступенчатого цементирования с двумя пробками изображена на рисунке 2. Достоинство данного вида цементирования: лучшее качество тампонажного камня на границе раздела «буферная жидкость— тампонажный раствор».

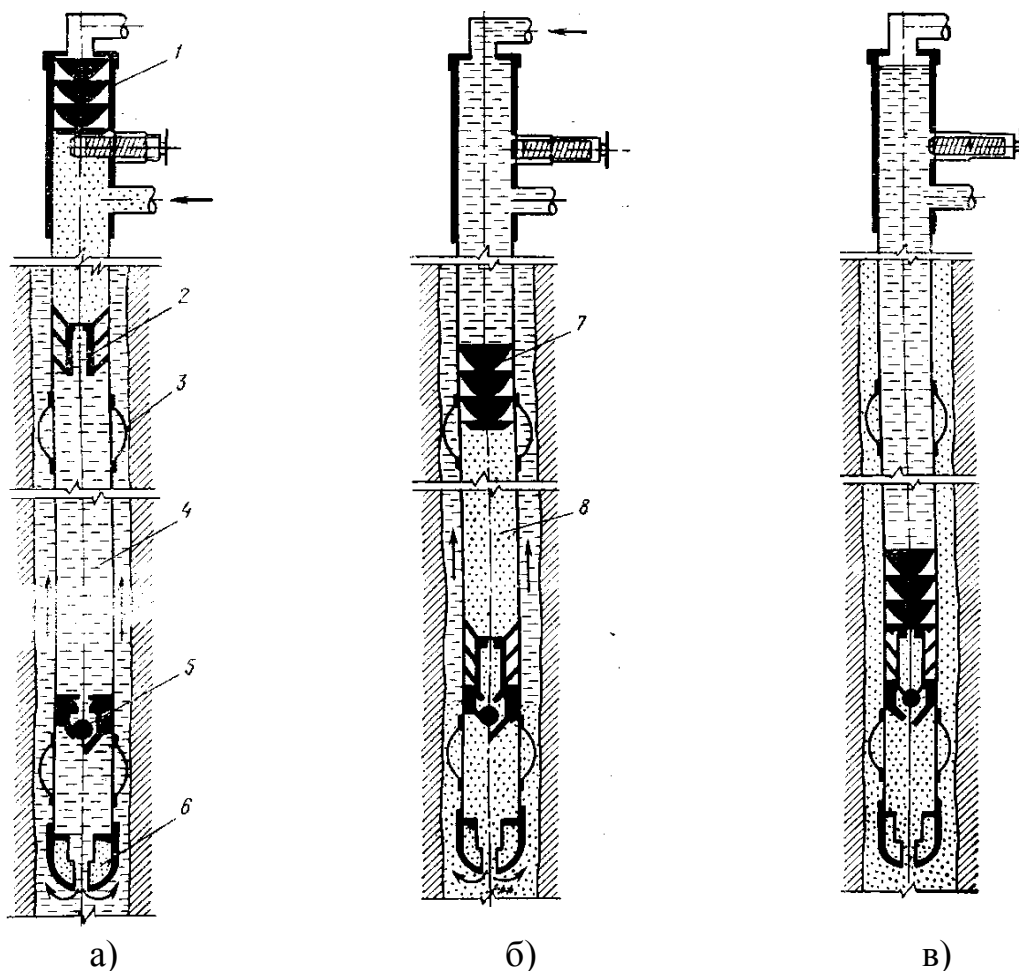


Рисунок 2 – Схема прямого одноступенчатого цементирования с двумя пробками:

1 – цементирующая головка; 2 – нижняя пробка; 3 – центратор; 4 – обсадная колонна; 5 – обратный клапан; 6 – башмак колонны; 7 – верхняя пробка; 8 – цементный раствор

Последовательность процесса:

- а) сброс нижней пробки 2, начало закачки тампонажного раствора 8;
- б) сброс верхней пробки 7, начало закачки продавочной жидкости после тампонажного раствора 8;
- в) посадка верхней продавочной пробки 7 в нижнюю 2, скачок давления на цементирующей головке 1, конец цементирования скважины.

Данный способ позволяет:

- снизить давление на пласт при высоких уровнях подъема тампонажного раствора;
- увеличить высоту подъема тампонажного раствора в заколонном пространстве без значительного роста давления нагнетания;
- уменьшить смещение тампонажного раствора с продавочной жидкостью в заколонном пространстве.

1.1.2 Прямое двухступенчатое цементирование

Прямое двухступенчатое цементирование технологически ничем не отличается от прямого одноступенчатого, разница заключается в том, что процесс делится на два этапа – сперва цементируется нижняя часть, а затем уже происходит цементаж верхней части.

Прямое двухступенчатое цементирование целесообразно применять в следующих случаях:

- тампонажный раствор не может быть поднят на требуемую высоту в одну ступень по геологическим, техническим или иным причинам;
- наличия пластов с резко различающимися температурами, что затрудняет расчет сроков схватывания раствора;
- если время схватывания тампонажного раствора меньше времени цементирования;
- цементирование необходимо провести с разрывом во времени.

Обязательным условием для проведения данного вида цементирования является наличие муфты ступенчатого цементирования (МСЦ). I отрезок

цементируется по аналогии с прямым одноступенчатым способом, через башмак обсадной колонны, а II ступень цементируется с помощью МСЦ [4].

На рисунке 3 изображена схема прямого двухступенчатого цементирования, которая включает в себя 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, открытие отверстий 7 в МСЦ, промывка верхнего интервала вовремя ОЗЦ;
4. цементирование второй ступени, сброс 3-ей пробки 12;
5. посадка 3-ей пробки 12 в верхнюю втулку 5, срез шпилек, опускание до нижней втулки, закрытие отверстий 7 в МСЦ, момент «Стоп» – окончание цементирования второй ступени.

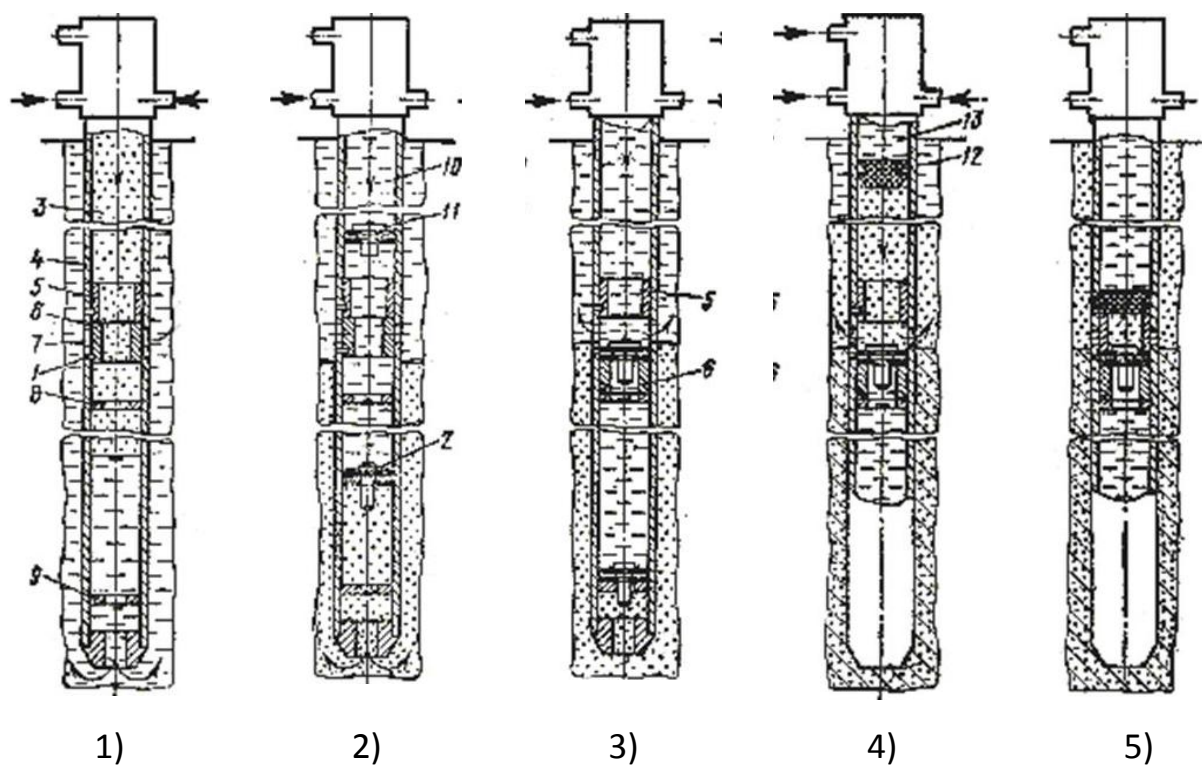


Рисунок 3 – Схема двухступенчатого цементирования:

- 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 Обратное цементирование

Способ обратного цементирования заключается в следующем: раствор заливается не в колонну, а в затрубное пространство, через которое на забое уже поступает в колонну, тем самым выдавливая буровой раствор (рис. 4).

Обратное цементирование целесообразно применять при высокой вероятности поглощения тампонажного раствора. Еще одной причиной использования данного способа служит отсутствие на буровой площадке необходимого количества насосов, без которых цементирование прямым способом невозможно [1].

При всех достоинствах способа у него есть и недостатки: сложно определить окончание цементирования, качество цементного камня в нижней части ствола скважины хуже. Определить конец цементирования можно одним из способов:

1. по объему вытекающей жидкости;
2. геофизический метод;
3. метод меченой жидкости.

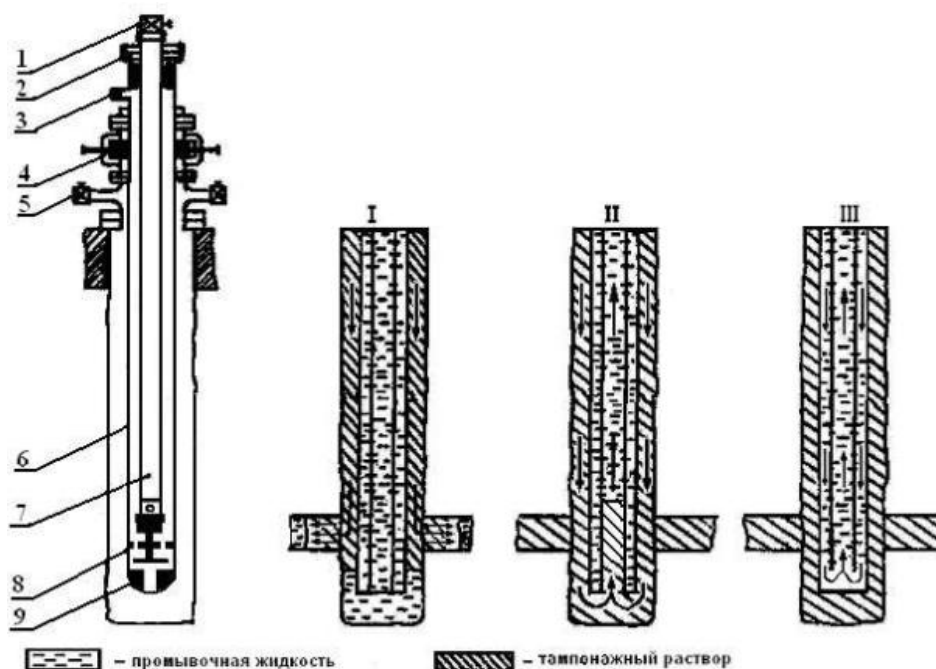


Рисунок 4 – Компановка для обратного способа цементирования с управляемым обратным клапаном: 1 – цементирующая головка; 2 – ротор; 3 – ввод в межтрубное пространство; 4 – превентор; 5 – подпревенторные линии; 6 – обсадная колонна; 7 – технологическая колонна; 8 – управляемый обратный клапан; 9 – башмак

Данный способ проходит в 3 этапа:

- закачка тампонажного раствора в затрубное пространство;
- продавливание 1-ой порции тампонажного раствора в колонну;
- промывка технологической колонны.

1.1.4 Цементирование встречными потоками

Выбор данного способа актуален тогда, когда в разрезе скважины присутствуют проницаемые отложения с низкими градиентами пластового давления. Цементирование встречными потоками незаменимо, если имеются неизолированные зоны поглощения [3].

Цементирование встречными потоками (рисунок 5) проходит в 3 этапа:

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

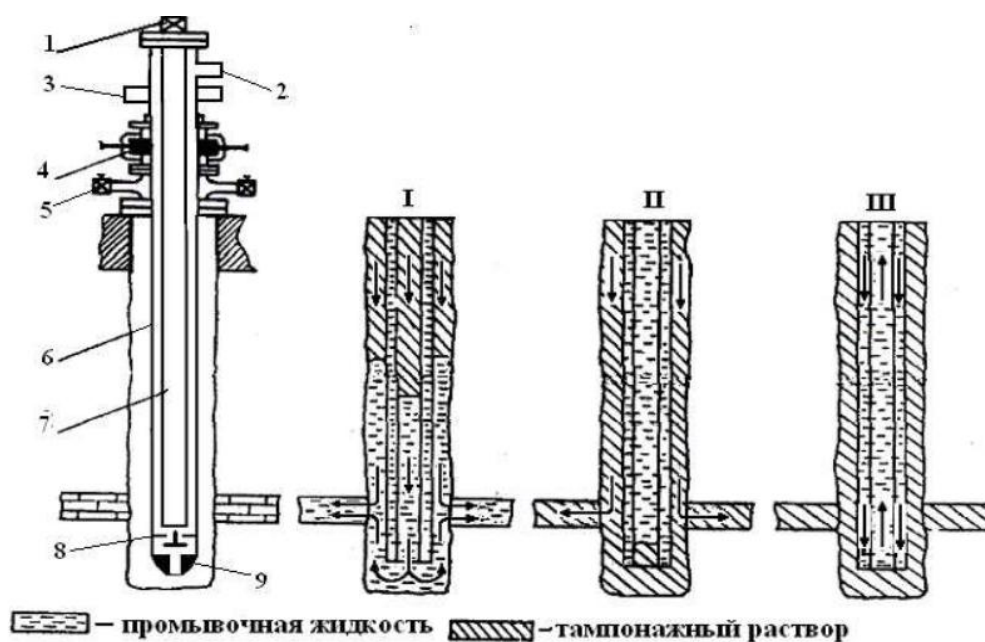


Рисунок 5 – Схема способа цементирования встречными потоками:

- 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 Цементирующая агрегат

Цементирующая агрегат (ЦА) используется для нагнетания рабочих жидкостей при цементировании скважин в процессе бурения, а также для проведения других промывочно-продавочных работ. Данный вид техники также может использоваться при работах по капитальному ремонту, которые заключаются в укреплении основания фундамента и других работах, связанных с нагнетанием цементного раствора.

С помощью ЦА можно выполнять следующие задачи:

- подачу жидкости затворения в гидросмесительное устройство;
- закачку буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости в скважину;
- аккумулярование различных жидкостей в мерных баках ЦА;
- приготовление буферных жидкостей и других составов.

ЦА могут быть как на автомобильном шасси, так и стационарными. На рисунке 6 изображен ЦА на базе автомобиля.

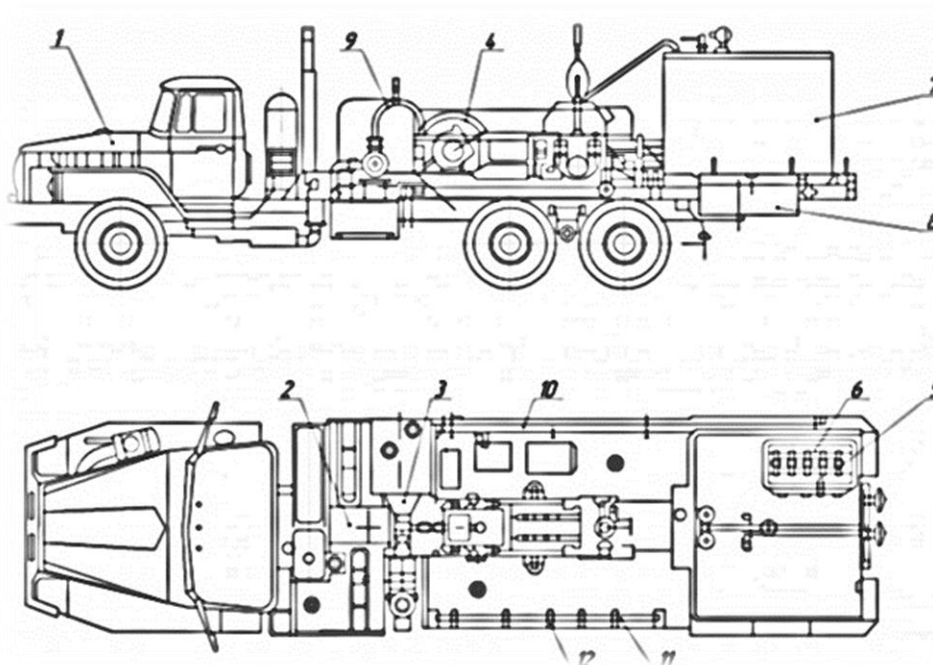


Рисунок 6 – Схема ЦА:

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

1.2.2 Цементно-смесительные машины

Цементно-смесительные машины были созданы с целью увеличения эффективности процесса приготовления цементных растворов. При использовании данных машин механизмируются трудоемкие работы, повышается качество и стабильность приготовляемых растворов, что в свою очередь снижает потери цемента и значительно повышает комфортность условий труда рабочего персонала [6].

Цементно-смесительные машины включают в себя несколько основных узлов: бункер, погрузочно-разгрузочное устройство и устройство для приготовления растворов. Различают два вида: с механической и пневматической разгрузкой бункера.

На рисунке 7 изображена цементно-смесительная машина УС6-30Н.

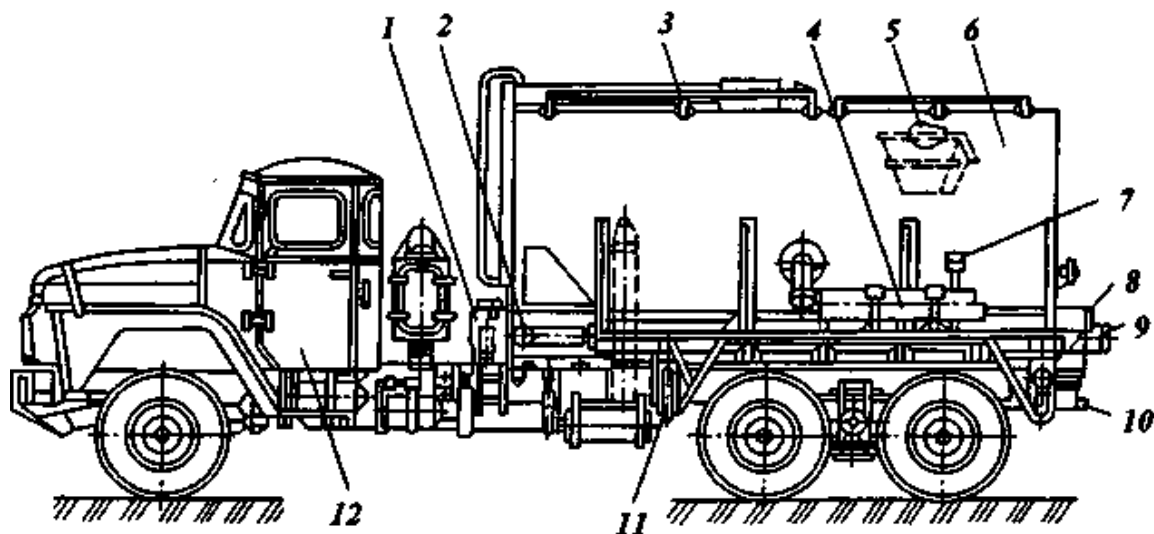


Рисунок 7 – Схема смесительной установки УС6-30Н:

- 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

1.2.3 Осреднительные установки

Осреднительные установки предназначены для приготовления буровых и тампонажных растворов, а также прочих технологических жидкостей для бурения и ремонта буровых скважин (рис. 8).

Преимущества применения:

- повышается качество приготавливаемых тампонажных растворов, улучшая однородность по всему объему;
- сокращается количество цементируемых агрегатов;
- упрощается обвязка цементирующего оборудования и повышается оперативность управления процессом;
- исключаются потери цемента и цементного раствора.

Могут быть также использованы для приготовления буферных составов и жидкостей затворения.



Рисунок 8 - Установка смесительная осреднительная УСО-20P1

1.2.4 Блок манифольда

Блок манифольда БМ необходим для обвязки устья скважины и насосных установок в процессе цементирования, ГРП и других промывочно-продавочных работ в скважине (рис. 9).

При использовании БМ можно выделить несколько достоинств:

- снижение количества операций по сборке и разборке манифольдов от ЦА, что в свою очередь ведет к экономии времени цементирования;
- возможность оперативно сменить ЦА с помощью крана высокого давления (КВД), если другой вышел из строя [6].



Рисунок 9 – Установка блока манифольдов БМ-70/32 на шасси Урал

На шасси автомобиля есть место для перевозки цементирующей головки, так же в большинстве случаев предусмотрен обогрев выхлопными газами клапанной коробки и крана сброса давления [11]. В некоторых комплектациях сразу устанавливается система контроля и управления процессом цементирования (СКЦ), которая расположена в закрытом герметичном кузове (рис.10).



Рисунок 10 – БМ 70/32 с системой управления и контроля цементирования (СКЦ)

1.2.5 Станция контроля цементирования

Система контроля и управления процессом цементирования (СКЦ) обеспечивает непрерывный контроль и регистрацию параметров на входе в скважину в потоке (рис. 11). Система контроля (лаборатория) чаще всего расположена в закрытом герметичном кузове на шасси автомобиля. Кузов лаборатории разделен на два отсека: помещение с оборудованными рабочими местами оператора и руководителей операции цементирования и помещение для отдыха персонала [13].



Рисунок 11 – Станция контроля цементирования

Функциональность:

- получение и систематизация данных;
- выдача рекомендаций по корректировке технологического процесса, чтобы избежать осложнения и аварии;
- контроль параметров процесса цементирования.

1.2.6 Обвязка цементировочной техники

В современном мире существует большое разнообразие вариантов схем обвязок цементировочной техники, выбор которых обусловлен:

- спецификой геолого-технических условий;
- конструкцией скважины;
- выбранного способа цементирования и используемого тампонажного материала;

Главное и принципиальное отличие схем обвязок заключается:

- в расчетном количестве цементировочных агрегатов и цементно-смесительных машин для каждой технологической схемы;
- в использовании узкоспециализированных устройств или механизмов, с помощью которых механизмуется рабочий процесс.

Схема обвязки цементировочной техники с применением УНП2-320x40 («котопес») изображена на рисунке 12 [7,8].

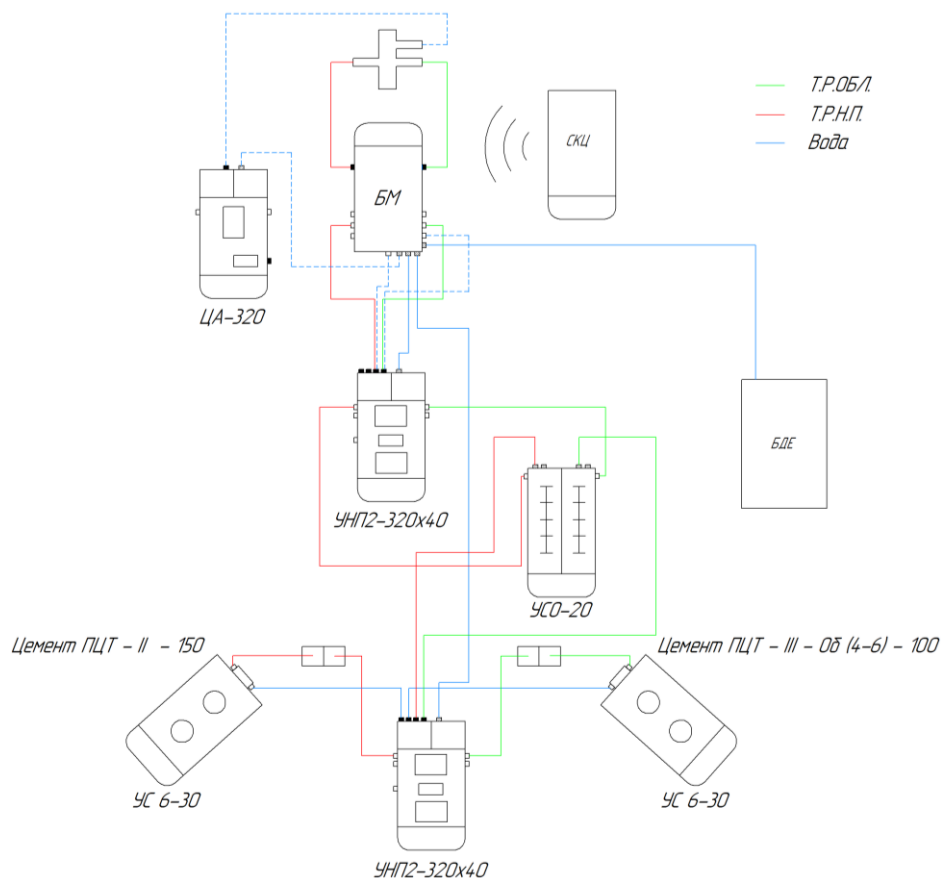


Рисунок 12 – Схема обвязки цементировочной техники с применением УНП2-320х40 («котопес»)

Схема обвязки цементировочной техники с использованием цементовозов и цементировочного агрегата с автоматической смесительной системой изображена на рисунке 13.

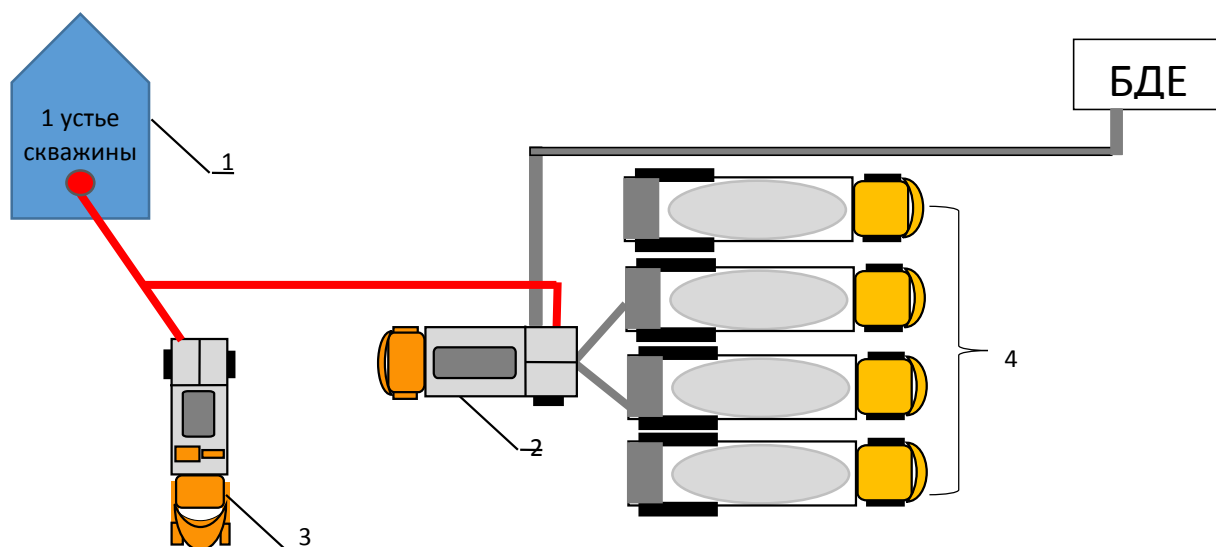


Рисунок 13 – Схема обвязки цементировочной техники с использованием цементовозов и цементировочного агрегата с автоматической смесительной системой:

1 – устье скважины; 2 – цементировочный агрегат с автоматической смесительной системой; 3 – установка насосная УНБ-125х50 (пробочник); 4 – мобильный склад цемента ЦТ-25

1.3 Технологическая оснастка обсадных колонн

Технологической оснасткой обсадной колонны является оборудование и изделия, которые монтируются к наружному диаметру колонны. Оснастка позволяет провести спуск обсадной колонны в скважину без осложнений, достичь равномерного распределения цемента вокруг колонны. Процесс не стоит на месте, и с каждым годом разрабатываются все новые и новые типы технологической оснастки обсадной колонны [8].

Вторичное (ремонтное) цементирование очень дорогостоящий процесс, которые требует огромных затрат как в денежном, так и во временном эквиваленте. Использование технологической оснастки является недорогой альтернативной, так как оптимизируется процесс первичного цементирования.

Характерные элементы оснастки:

- Обратный клапан – служит для посадки разделительных пробок при цементировании, недопускает поступление тампонажного раствора внутрь ОК;
- Турбулизаторы – турбулизуют поток буфера и тампонажного раствора, что благоприятно сказывается на результатах цементирования. Монтируются на ОК в местах расширения ствола скважины;
- Цементировочная головка является связующим звеном обвязки ОК с наземным цементировочным оборудованием;
- Цементировочные пробки – с их помощью происходит разделение технологических жидкостей в ОК при процессе цементирования;
- Пакеры изолирующие заколонные – предназначены для изоляции проницаемых горизонтов, которые находятся близко друг от друга;
- Цементировочный пакер или манжета – монтируется в ОК чуть выше продуктивного пласта при манжетном цементировании, предназначен для недопускания попадания цемента;
- Муфта ступенчатого цементирования – является неотъемлемым элементом оснастки, если выбрано ступенчатое цементирование ОК [8,9].

1.3.1 Обратные клапаны

Главная функция обратного клапана – недопущение проникновения раствора в бурильную колонну при тампонировании скважины. Применение обратного клапана позволяет облегчить вес труб в момент погружения их в раствор, так же положительный эффект оказывается на промывку, следовательно, и очистку затрубного пространства от шлама. Обратный клапан монтируется внизу всей конструкции над башмачным патрубком.

Есть несколько видов обратных клапанов по технологическому исполнению, их классификация приведена ниже:

- глухие – при спуске ОК исключено поступление жидкости во внутрь;
- дифференциальные – при определенном перепаде давления стравливают давление, периодически открывая клапан;
- дроссельные – отличительной особенностью можно считать возможность промывки скважины обратной циркуляцией.

Основные характеристики обратного клапана включают в себя:

- геометрические размеры (диаметр, высота);
- давление, на которое рассчитан данный клапан;
- рабочий диапазон температур;
- расположение в ОК;
- разбуриваемость элементов.

Наиболее распространены дроссельные обратные клапаны типа ЦКОД (рисунок 14). Данный тип клапанов спускается в скважину без запорного шара и лишь после спуска на нужную глубину прокачивают шар, который достигает нужного положения пройдя через разрезные шайбы и диафрагму [10].

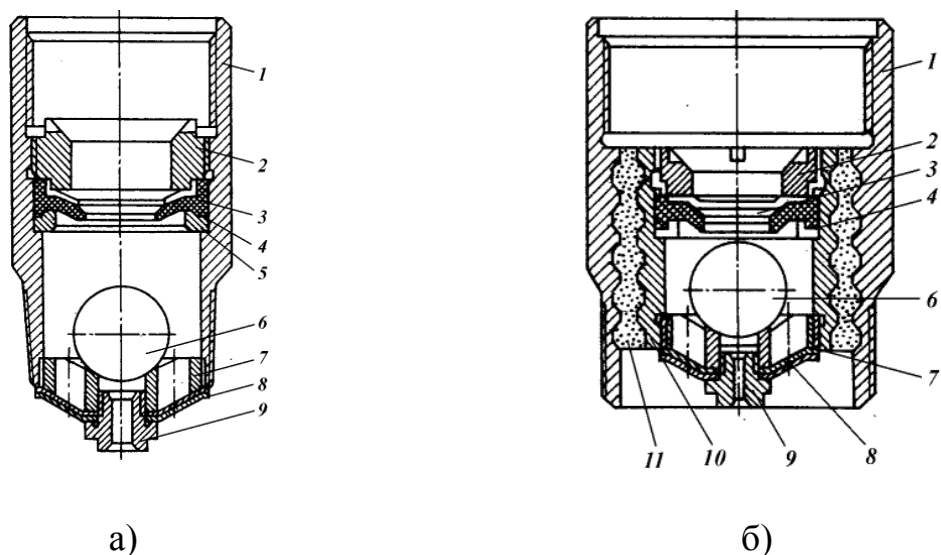


Рисунок 14 – Клапаны обратные:

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

Разделительная пробка опускается на «стоп-кольцо», после посадки фиксируется рост давления, что свидетельствует о конце продавки тампонажного раствора. Заключительным этапом считается сброс давления в нагнетательных линиях. В итоге более тяжелый тампонажный раствор из затрубного раствора устремляется в трубы, прижимает шар 6 к резиновой диафрагме 4, что и служит заслонкой, которая не дает раствору поступить обратно в обсадную колонну.

1.3.2 Центраторы

Центраторы – предназначены для центрирования обсадных колонн в стволе скважины при их спуске и цементировании (рис. 15).

Применение центраторов позволяет снизить силы трения при спуске колонны (продлить срок службы труб и увеличить вероятность спуска обсадной колонны до забоя скважины), получить равномерный зазор между обсадной трубой и стенками скважины, т.е. обеспечить равномерную толщину цементного камня вокруг спущенной колонны (избежать заколонных перегородок и коррозии труб).

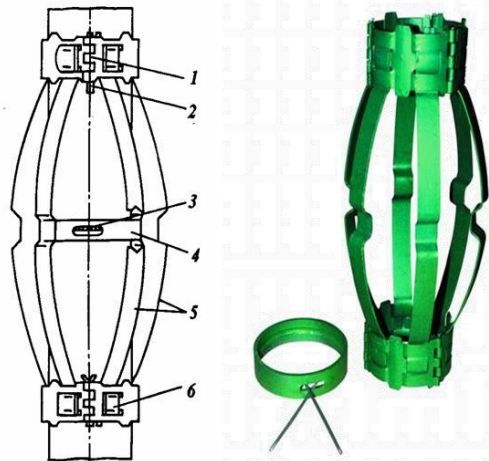


Рисунок 15 - Жёстко-упругий центратор ЦЦ-1:

1 – петлевые проушины; 2 – гвозди; 3 – спиральные клинья; 4 –ограничительные кольца;
5 – пружинные планки; 6 – пазы сегментов

1.3.3 Турбулизаторы

Турбулизаторы служат для турбулизации потока буфера и тампонажного раствора, что благоприятно сказывается на результатах цементирования. Монтируются на ОК в местах расширения ствола скважины;

Все турбулизаторы можно разделить на два вида (рисунок 16):

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



а



б

Рисунок 16 – Центраторы-турбулизаторы:

а) – ЦТЖ; б) – ЦТГ

Различие в конструкции заключается в том, что ЦТЖ изготавливается из стали, ребра приварены и процесс монтажа на ОК заключается в установке стопорных колец и клиньев. Корпус ЦТГ в свою очередь изготовлен из алюминия и крепится к ОК другим способом – используются стопорные винты, зафиксированные под углом через ребра жесткости. В последние года широкое

распространение получил центратор-турбулизатор ЦТГ, который имеет в своем составе полимерный материал и обозначается ЦТГП [11].

Если рассматривать преимущества ЦТЖ и ЦТГ с технико-экономической стороны, то можно выделить следующее:

- спуск ОК с максимально возможной скоростью;
- минимизируется шанс аварий и осложнений;
- качество цементирования скважины улучшается.

1.3.4 Цементируемые пробки

Цементируемые пробки нужны, чтобы исключить смешивание тампонажного и бурового раствора с продавочной жидкостью, еще одна функция пробки – получение сигнала о посадке пробки на «стоп-кольцо».

С помощью нижних пробок (рисунок 17) осуществляется очистка внутренней части ОК и разделение двух фаз: цементного раствора и буфера.

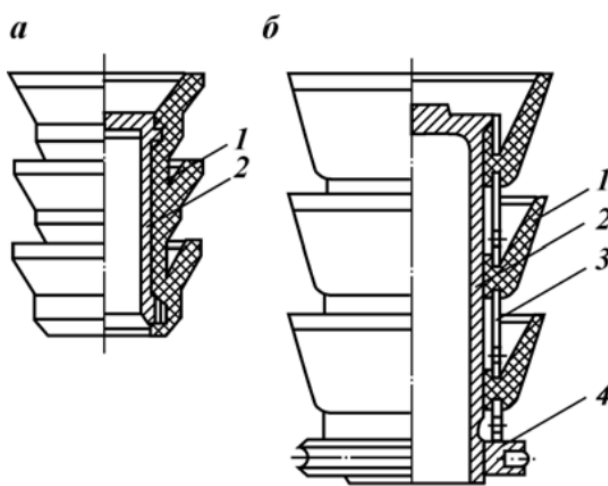


Рисунок 17 – пробки продавочные верхние типа ПП:

а – с пригуммированными резиновыми манжетами; б – с наборными резиновыми манжетами;

1 – резиновые манжеты; 2 – алюминиевый корпус; 3 – дистанционная втулка; 4 – стяжная гайка

В свою очередь верхняя пробка (В) – является неотъемлемой частью при получении скачка давления и так же необходима для разделения цементного раствора и продавочной жидкости. Муфта пробки чаще все создается из коррозионностойкой резины, втулка и сердечник пробок – из легко фрезеруемых материалов.

1.3.5 Муфты ступенчатого цементирования

Область применения (МСЦ) – цементирование ОК диаметром в условиях изолированных зон поглощения, с целью снижения репрессии на продуктивный пласт, а также при проведении манжетного цементирования.

Отличительными особенностями МСЦ являются:

- сохранение внутреннего диаметра ЭК в месте её установки;
- работоспособность, не зависящая от угла в месте установки.

Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-1 (рисунок 18) предназначены для оснащения обсадных колонн диаметром от 140 до 245 мм и проведения процесса цементирования скважин в две ступени. При диаметрах от 273 до 340 мм используют муфты ступенчатого цементирования МСЦ-2 [12].

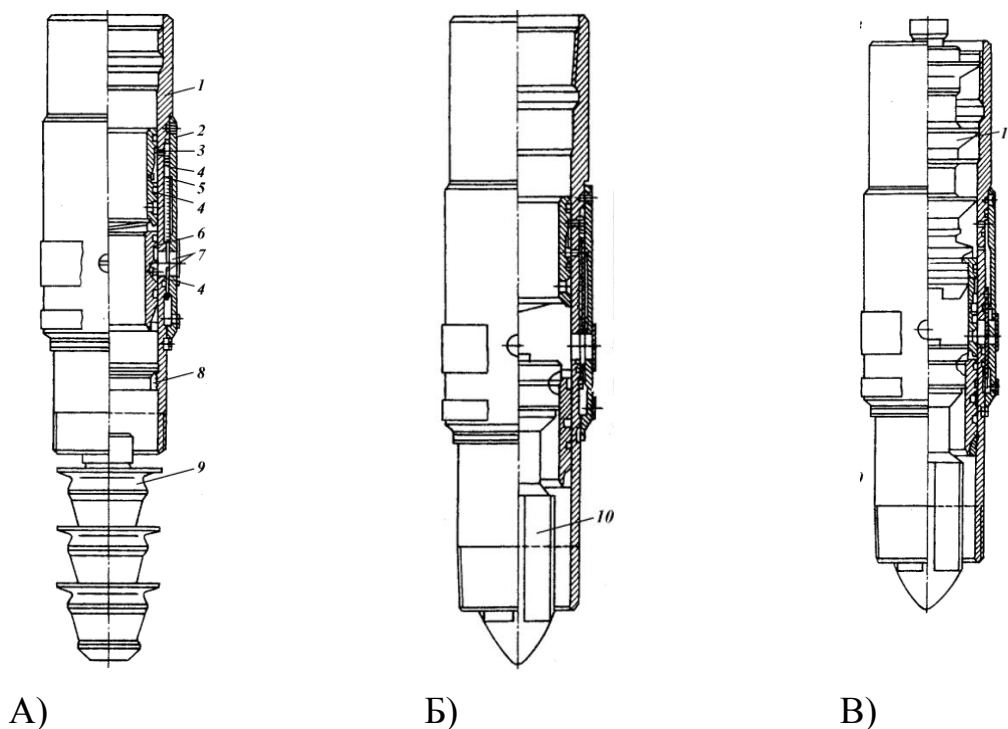


Рисунок 18 – Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-1:

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

МСЦ работает по принципу открытия циркуляционных окон при создании избыточного давления, по завершению продавки и получении сигнала «Стоп». Закрытие циркуляционных окон осуществляется при получении сигнала «Стоп» со второй ступени. Чтобы открыть циркуляционные окна в колонну с

устья сбрасывают падающую пробку-бомбу, затем перепадом давления 40-50 МПа смещают втулку вниз и открывают окна.

1.3.6 Цементируемые головки

Цементируемые головки (ЦГ) необходимы для обвязки устья скважин и позволяют:

- достичь быстроразъёмного и герметичного соединения обсадной колонны с нагнетательными линиями цементируемого агрегата;
- осуществить предварительное размещение и фиксирование, с последующим освобождением разделительных цементируемых пробок.

Конструктивные особенности ЦГ обеспечивают:

- стабильное выравнивание давления выше и ниже пробки;
- при давлении в колонне ниже атмосферного за счет съёмника возможно снятие крышки головки;
- возможность промывки нагнетательных линий от цемента без отсоединения их от ЦГ.

ЦГ типа ГУЦ имеют на корпусе пять подсоединительных отводов с использованием двух или трех условных размеров разделительных пробок, фиксируемых винтовыми стопорами (Рисунок 19).

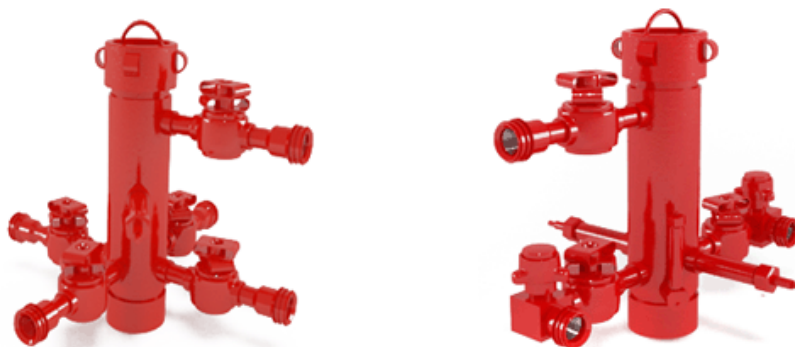


Рисунок 19 – ЦГ типа ГУЦ (а) и ГЦУ (б)

ЦГ типа ГЦУ имеют три боковых отвода и главное отличие заключается в наличии одинарного бокового фиксатора, имеющего наружный флажок, сигнализирующий о выходе разделительной пробки в обсадную колонну. Головки типа ГЦУ-А также имеют три отвода, но фиксация пробок проводится винтовыми стопорами [13].

2. Осложнения и аварии при цементировании

Цементирование скважин – сложный технологический процесс. Чтобы завершить его успешно и получить ожидаемый результат, необходимо использовать качественные химические реагенты и полностью соблюдать технологию и рекомендации. Несоблюдение или небрежное отношение грозит осложнениями или даже аварией.

Осложнение – вынужденная пауза во время строительства скважины, которая вызвана влиянием одного или совокупностью нескольких природных или геологических факторов.

Авария – прямое нарушение технико-технологического процесса строительства скважины, для возобновления которого необходимо проведение специальных работ.

Основные осложнения при цементировании скважин:

- поглощения тампонажного раствора;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- флюидопроявления.

Аварии из-за неудачного цементирования:

- недоподъем тампонажного раствора в затрубном пространстве до необходимого уровня;
- оставление в обсадной колонне тампонажного раствора, для удаления которого требуются дополнительные работы;
- прихват затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которых спускался хвостовик [14].

2.1.1 Поглощения

Поглощения являются следствием возникновения чрезмерно высоких давлений на стенки скважины при цементировании.

Основные причины:

1. в разрезе присутствуют высокопроницаемые ГП, пласты АВПД, которые подвержены поглощению жидкостей;

2. забойное давление всегда должно быть больше пластового. При репрессии фильтрат тампонажного раствора уходит в проницаемые ГП.

Дополнительные причины:

1. некачественная подготовка ствола скважины;
2. неправильно выбранная рецептура буферной жидкости и тампонажного раствора;
3. неправильный выбор способа и режима цементирования;
4. закачка тампонажного раствора с остановками, что чревато поглощениям или ГРП;
5. ГРП в процессе цементирования или на более ранних этапах.

Последствия:

1. недоподъем тампонажного раствора до необходимого уровня;
2. разрыв сплошности цементного камня;
3. межпластовые перетоки или коррозия обсадных труб;
4. ГНВП из-за снижения уровня жидкости в затрубном пространстве.

2.1.2 Осыпи и обвалы стенок скважины

Основные причины:

1. наличие интервалов, склонных к осыпям и обвалам;
2. некачественная подготовка ствола скважины;
3. низкая седиментационная устойчивость тампонажного раствора, образование в верхней части водяных поясов (карманов);
4. удаление фильтрационной корки буферной жидкостью;
5. снижение уровня жидкости в затрубном пространстве в результате гидроразрыва пласта, как результат, снижение противодавления на пласты.

Последствия:

1. межпластовые перетоки или коррозия обсадных труб в связи с потерей качества тампонажного раствора, смешенного с частицами осыпавшихся горных пород;
2. в случае обвалов невозможность дальнейшей прокачки тампонажного раствора.

2.1.3 Газонефтеводопроявления

Причины:

1. наличие интервалов с АВПД;
2. использование буферных жидкостей пониженной плотности;
3. снижение уровня жидкости в затрубном пространстве в результате

интенсивных поглощений жидкостей.

Последствия:

- межпластовые перетоки в связи с потерей качества тампонажного раствора при его смешении с пластовыми флюидами [12].

2.1.4 Недоподъем тампонажного раствора

Причины:

1. поглощения тампонажного раствора;
2. закупорка ствола скважины осыпавшимися горными породами;
3. неверно рассчитанный объем скважины (не учитывается реальный коэффициент кавернозности);
4. неверно рассчитанный необходимый объем тампонажного раствора, продавочной жидкости (без учета сжимаемости продавочной жидкости);
5. остановка процесса нагнетания тампонажного раствора вследствие недохождения пробки до «стоп-кольца», использовании некачественных продавочных пробок, негерметичности обратного клапана, поломки цементировочной техники и т.д.;
- б. раннее загустевание тампонажного раствора вследствие:
 - отфильтрования тампонажного раствора;
 - некачественного приготовления тампонажного раствора;
 - неправильного учета температур и давлений в скважине;
 - образования зоны смешения тампонажного раствора с буровым или буферной жидкостью;
 - длительного времени цементирования.

2.1.5 Аварии из-за неудачного цементирования

1) оставление в обсадной колонне тампонажного раствора;

Причины формирования ненормативного цементного стакана («козла») идентичны причинам недоподъема тампонажного раствора.

2) разрыв сплошности цементного камня;

Причинами могут являться дефекты обсадных труб, образование зоны смешения тампонажного раствора с другими жидкостями, движение тампонажного раствора «языком».

3) Прихват затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которых спускался хвостовик [14].

3. Анализ современных направлений совершенствования технологии и техники цементирования скважин

3.1 Совершенствование способов цементирования

3.1.1 Технология крепления скважин с натяжением колонны обсадных труб в процессе их цементирования

При больших зенитных углах в скважине обсадная колонна обычно расположена эксцентрично, из-за чего при цементировании часто происходит «язычковое» заполнение, а в отдельных случаях возможно образование заколонной циркуляции или межколонных давлений. Основным требованием в таких случаях является соосность обсадной колонны и ствола скважины [18].

ООО НПФ «Зенит» предложили технологию цементирования, последовательность которой заключается в следующем:

- натяжение колонны, которое происходит вследствие повышения внутреннего давления внутри колонны до 9,5-10,5 МПа и ее «вытяжки»;
- центрирование и заякоривание эксплуатационной колонны в натянутом положении перед ее цементированием;
- равномерное заполнение кольцевого пространства тампонажным раствором в процессе цементирования.

Технология реализуется с использованием в оснастке гидромеханических центраторов ЦГМС-178М (рис. 20а, б) в процессе спуска и разрывных пробок ПРС-178. Назначение – разрушение защитных пробок центраторов, активация гидромеханических центраторов ЦГМС-178М. После разрушения ПРС-178М возобновляется циркуляция раствора. Так же пробка ПРС-178М легко разрушается в процессе нормализации забоя. (рис. 20 в) в процессе цементирования [23].

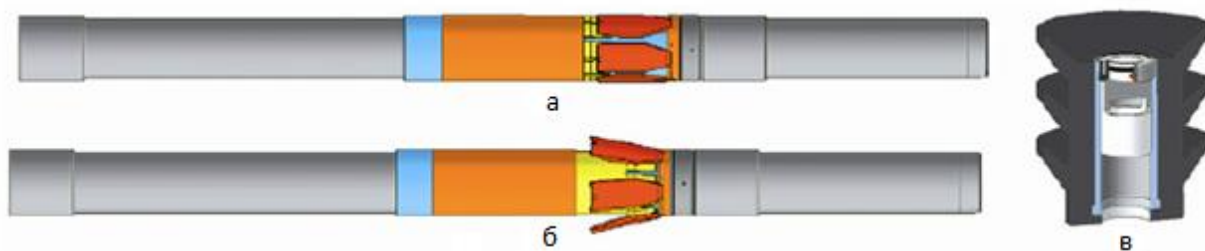


Рисунок 20 – Оборудование для технологии цементирования обсадных колонн с натяжением:
 а) гидродинамический центратор ЦГМС-178М в исходном положении, б) гидродинамический центратор ЦГМС-178М в рабочем положении; в) разрывная пробка ПРС-178.

По данным ГИС качество крепления эксплуатационных колонн опытных горизонтальных скважин выше, чем базовых:

- на 18,0 % снизился эксцентриситет колонны относительно ствола скважины;
- на 31,8 % увеличилась доля интервалов с однородным распределением цементного камня за колонной;
- на 17,7 % увеличивается доля интервалов со сплошным характером контакта цементного камня с колонной.

3.1.2 Волновые процессы в технологии цементирования

Увеличение подвижности (текучести) тампонажного раствора существенно снижает гидродинамические нагрузки на проницаемые пласты, увеличивая вероятность подъема цемента до необходимого уровня.

При риске возникновения осложнений в процессе спуска и цементирования обсадной колонны целесообразно проводить попутную со спуском волновую кольматацию ствола за счет включения в компоновку низа колонны кавитационно-волнового башмака БКВ (рис. 21).

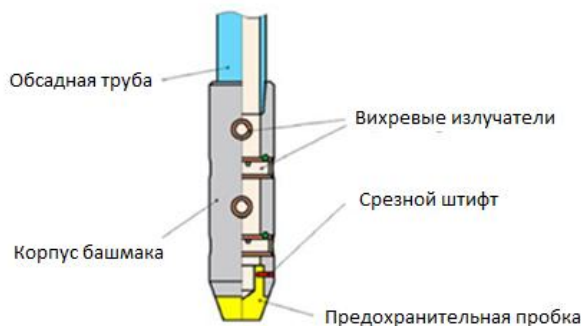


Рисунок 21 – Кавитационно-волновой башмак

Башмак БКВ позволяет не только обеспечить кавитационно-волновую кольматацию ствола буровым раствором при спуске колонны, но и произвести дополнительную активацию тампонажного раствора непосредственно на забое, тем самым повлиять на его структурно-реологические свойства, повысить его текучесть, обеспечить более высокие прочностные свойства и однородность цементного камня, улучшить его сцепление с породой и обсадными трубами.

На рис. 22 приведена общая схема размещения оборудования для перемешивания и волновой активации тампонажного раствора на устье скважины при пропускании через волновой смеситель-активатор (ВСА), затем через каскад кавитационно-волновых активаторов (КВА).

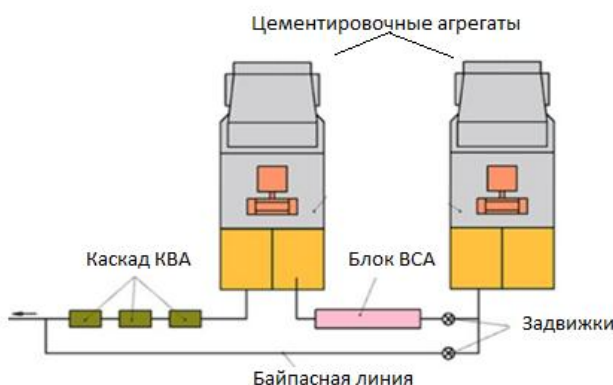


Рисунок 22 – Схема оборудования для приготовления и активации раствора на устье скважины

Изображенный на рис. 23 волновой смеситель-активатор состоит из турбинно-лопаточного смесителя (ТЛС) и роторно-пульсационного активатора (РПА). В ТЛС вращающийся поток жидкости наиболее крупные агрегаты и комочки цемента за счет больших центробежных сил отбрасывает на периферию, где их соударения с лопатками осевых турбинных ступеней происходят с гораздо большей скоростью, что способствует их гидромеханическому измельчению и ускорению процесса гидратации [22].

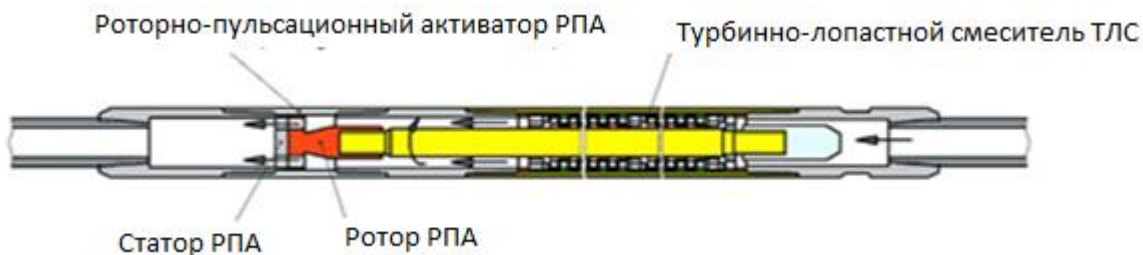


Рисунок 23 – Волновой смеситель-активатор (ВСА)

Диспергирование уже создавших сольватные оболочки агрегатов и частиц усиливается в роторно-пульсационном активаторе при частичном открытии или закрытии ротором РПА отверстий в его статоре.

Завершается процесс наземной активации тампонажного раствора последовательным его прокачиванием через вихревые камеры каскада кавитационно-волновых активаторов (КВА). КВА включает наружный корпус, в который помещен внутренний корпус излучателей с последовательно установленными в нем твердосплавными вихревыми патрубками (рис. 24) [19].

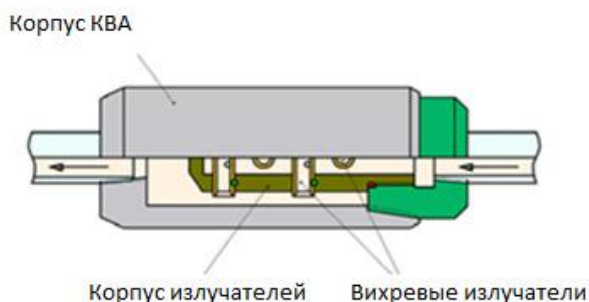


Рисунок 24 – Кавитационно-волновой активатор

3.1.3 Цементирование обсадных колонн большого диаметра через бурильные трубы

В последние годы разработка новых месторождений связана с рядом проблем. Повышенная сложность бурения требует применения новых технологических приемов и соответствующих технических средств.

В качестве примера возьмем намерение компании «Кубаньгазпром» пробурить разведочную скважину глубиной 6 тыс. м., с кондуктором диаметров 508мм, спущенным на глубину 750м [17].

При цементировании обсадных колонн большого диаметра следует иметь в виду их сравнительно низкую прочность на сминающие нагрузки. Так при цементировании кондуктора вышеуказанной скважины перепад гидростатического давления будет близок по величине к допустимому при условии, если низ кондуктора будет состоять из труб с толщиной стенки 16,1мм. Другими словами, при малейшем дефекте в трубах вероятность смятия возрастает в разы.

С целью предотвращения этой угрозы, а также учитывая требуемый объем (примерно 135м³) наиболее целесообразным вариантом считается цементирование через бурильные трубы (рис. 25).

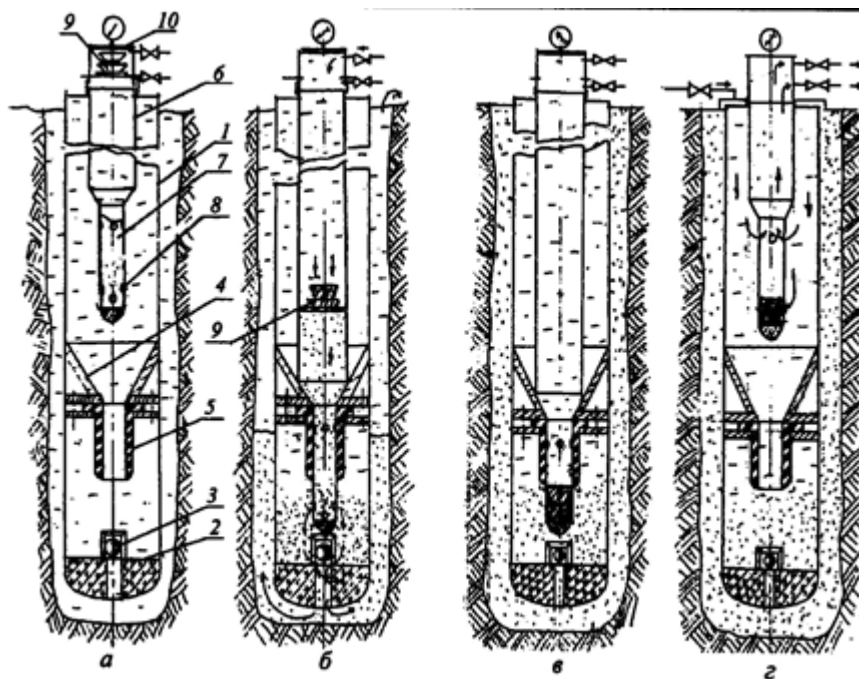


Рисунок 25 – Схема процесса цементирования через бурильные трубы:

а) - положение бурильных труб до стыковки; б) - положение труб после стыковки и в конце нагнетания цементного раствора в заколонное пространство; в) – положение в момент «стоп» с посадкой цементирующей пробки; г) – извлечение наконечника бурильных труб из ниппеля и при закрытом обратном клапане. 1 – обсадная колонна; 2 – башмак направляющий; 3 – ЦКОД; 4 – направляющая воронка; 5 – ниппель; 6 – бурильные трубы; 7 – наконечник; 8 – отверстия; 9 – пробка цементирующая; 10 – головка цементирующая

Спуск бурильных труб проводился до башмака обсадной колонны с герметизацией межтрубного пространства на устье. Следует учитывать, что часть цементного раствора может проникнуть снизу в кондуктор. При этом может возникнуть угроза прихвата низа бурильных труб.

Чтобы исключить данный вид угроз необходимо проводить герметизацию межтрубного пространства над башмаком кондуктора.

Преимущества данной технологии:

- упрощение операций по замене бурового раствора в кондукторе;
- исключается опустошение верхней части кондуктора после нагнетания в него цементного раствора;
- сокращается необходимый объем продавочной жидкости;

- нет необходимости в применении цементирующей головки и разделительных пробок большого диаметра.

Применение данного способа позволит значительно сократить затраты на производство цементирующей операции и повысит надежность крепления устья и верхних интервалов скважины [16].

3.2 Совершенствование рецептур тампонажных растворов

3.2.1 Облегченная тампонажная смесь с применением гранул «Super-K»

Гранулы с закрытыми внутренними порами, особого качества, изготовлены из вторичного стекла.

Основные свойства:

- размер гранул 0,25 – 0,8 мм;
- наполнители цемента с низкой плотностью: 0,54 г/см³ и 1,0 г/см³;
- стабилен до +600°C;
- теплоизоляционные свойства снижают потерю теплоты гидратации;
- “зеленый” (экологически чистый) стеклянный наполнитель цемента, неволокнистый, 100% минеральный, испытан на щелочно-кремнивые реакции, безопасен для здоровья, неканцерогенен [15].

Основные достоинства:

- легок в обращении, нет необходимости применять особые меры предосторожности, безопасен при перевозке, требуется только сухое хранение;
- устойчив к температурным изменениям, морозостойкий, долгосрочный срок хранения;
- "super-K" можно применять незамедлительно; дополнительные затраты на оборудование НЕ требуются.

Одним из уникальных свойств “Super-K” является “исходное заданное водопоглощение жидкости” при низком давлении. Небольшое количество жидкости поглощается гранулой, затем «возвращается» в раствор во время гидратации цемента. Дополнительная жидкость в цементном растворе обеспечивает более полный химический процесс, что, в свою очередь, улучшает

сцепление, так как частицы цемента проникают во внешние поры гранул и, таким образом, улучшаются свойства цементного камня (рис. 26).



Рисунок 26 – Гранулы «Super-K»

Шероховатая и частично открытая наружная поверхность стеклянных гранул накапливает жидкость, обеспечивая улучшение сцепления цементного камня. Гранулы «стабилизируются» после завершения процесса «исходного заданного водопоглощения». Данное “полу-стабильное состояние” остается до величины давления ≈ 62 МПа (620 бар/9000 psi).

Растворы "Super-K" обеспечивают стремительный набор прочности с начала процесса схватывания, когда раствор начинает терять гидростатическое давление до полного их затвердевания. Стремительное развитие прочности способствует предотвращению миграции газа и жидкостей во время критической фазы перехода раствора с жидкого в твердое состояние. Этот уникальный эффект присутствует даже без добавок, предотвращающих миграцию газа, при этом сохраняется отличная высокая прочность на сжатие.

Цементная смесь плотностью $1,70$ г/см³ с наполнителем “Super-K” широко применяется с очень хорошими и предсказуемыми результатами. Необходимы только стандартные добавки, такие как: понизители водоотдачи, замедлители или ускорители, пеногаситель и т.п. [28].

3.2.2 Технология активного цементного камня

Технология активного цементного камня FUTUR — это новый уникальный герметик, который улучшает долгосрочное разобщение горизонтов. FUTUR размещается в заколонном пространстве и закачивается в процессе цементирования скважины. При повреждении цементного камня и начала перетока углеводорода через трещины, данный цемент реагирует и в течение нескольких часов перекрывает пути перетока углеводородов путем восстановления целостности цементного кольца. Как только пути перетока углеводородов перекрыты, скважина восстанавливает свою гидравлическую изоляцию (рис. 27).

Данная цементная система имеет свойства сходные с традиционными системами и закачивается в скважину при помощи стандартного цементировочного оборудования. Наличие дополнительного оборудования и персонала не требуется.

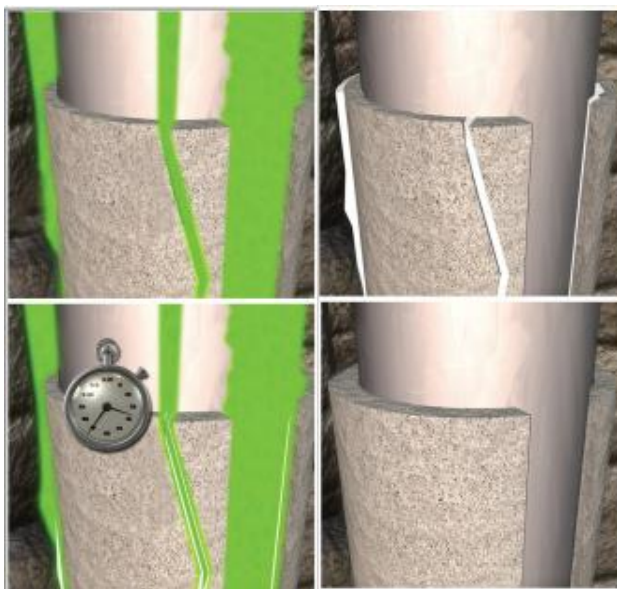


Рисунок 27 – Схема действия цементного камня FUTUR

Поток углеводорода (зеленый) активирует цементный камень FUTUR в любой момент, когда целостность цементного кольца нарушена, при этом поток устраняется и восстанавливается гидравлическая изоляция [27].

Технология FUTUR была применена в двух скважинах на месторождении Столберг в Центральной Альберте для борьбы с межколонными проявлениями газа, грифонами и перетоками, что было не под силу традиционным цементным

системам. Спустя более года с момента применения данной технологии, скважины не проявляют признаков миграции газа. Результаты исследований отображены на рисунках 28 и 29.

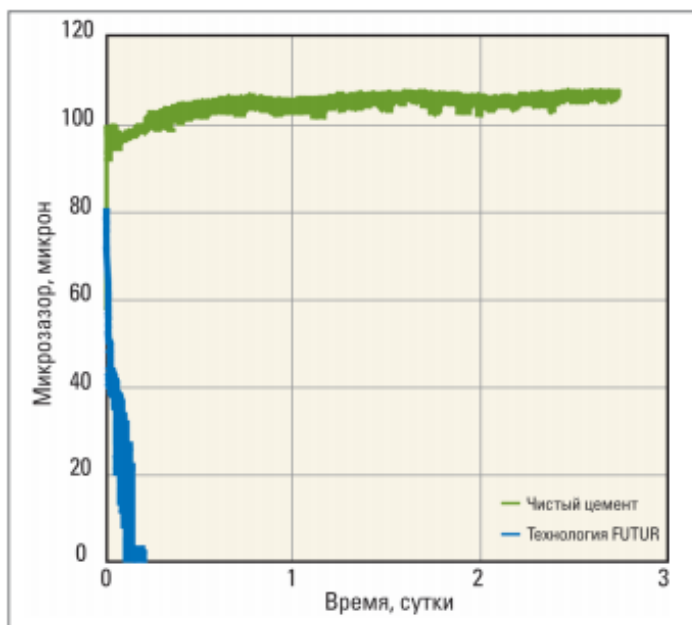


Рисунок 28 – Использование FUTUR при наличии микрозазора

Перекрытие нефтяного потока через микрозазор в 100 микрон. При использовании технологии FUTUR интенсивность потока резко снизилась в считанные часы, матрица цемента самостоятельно восстановилась, обеспечив герметичность. Традиционный цемент не показал никаких улучшений в аналогичных условиях.

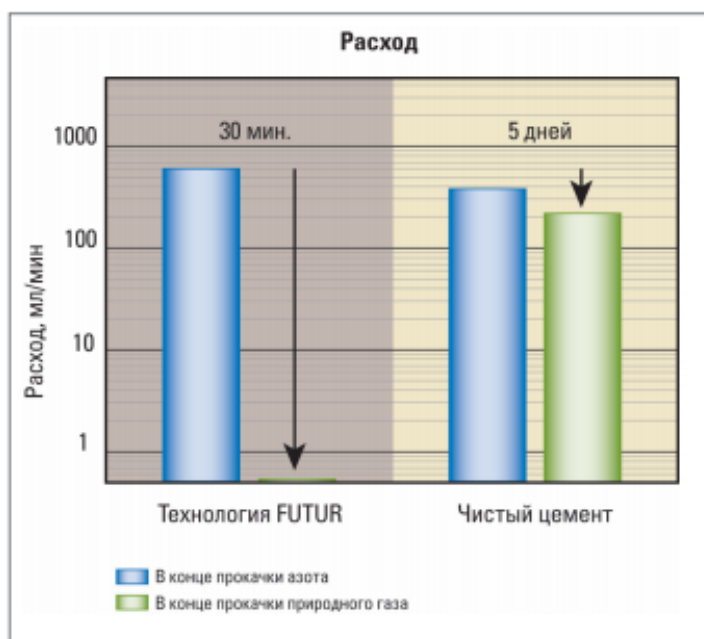


Рисунок 29 – Тест по перекрытию потока газа

Тест по перекрытию потока газа проводился при комнатной температуре и давлении 21 МПа. Первоначальное давление было установлено при помощи азота (показан синим цветом), после чего система была переключена на природный газ. По истечении 30 минут цемент системы FUTUR уменьшил поток газа до пренебрежимо малых величин [27].

3.2.3 Облегченный тампонажный раствор с использованием пеностекла

Испытания данного состава начались летом 2015 года. Пеностекло – это высокопористый ячеистый материал в виде мелких гранул сферической или гексагональной формы, получаемый спеканием тонкоизмельченного стекла и пенообразователя. Применение тампонажного раствора (рис. 30) с пеностеклом позволяет цементировать эксплуатационную колонну в одну ступень с подъемом цементного раствора до устья скважины. Плотность облегченного раствора варьирует в пределах 1250-1600 кг/м³. В результате обеспечивается снижение давления гидравлического столба цементного раствора на продуктивный пласт и улучшение качества крепления скважин при достижении нормативных показателей [24].

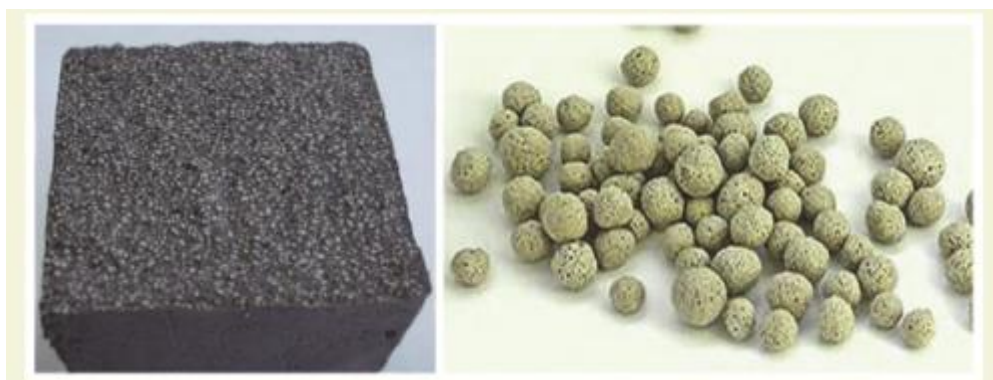


Рисунок 30 - Применение облегченного тампонажного раствора с добавлением пеностекла

Достоинства пеностекла:

- благодаря сферической форме обеспечивается легкое смешивание;
- твердая поверхность гранул обеспечивает устойчивость к эрозии;
- возможность использования одностадийного цементирования вместо многостадийного;
- сведение к минимуму затрат на ремонтно-изоляционные работы;
- снижаются риски некачественного выполнения цементаж;

- Снижаются риски появления заколонных перетоков;
- увеличение дебита скважины из-за меньшего воздействия на коллектор.

Для оптимизации технологии цементирования на буровой площадке применена схема размещения тампонажной техники, позволяющая производить затворение облегченного тампонажного раствора параллельно с двух точек и сократить время приготовления (рис.31). Для быстрого растворения химреагентов используется гидроворонка [21].

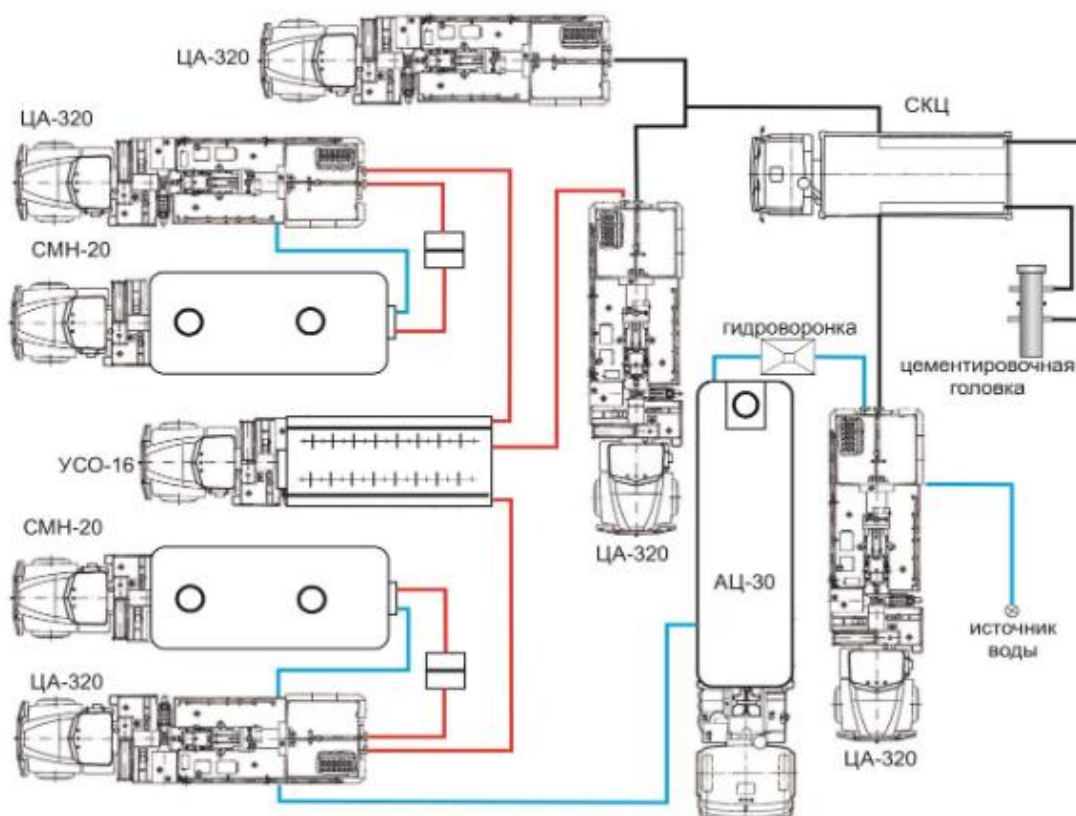


Рисунок 31 - Схема расстановки тампонажной техники при цементировании с применением пеностекла

3.3 Совершенствование наземной цементировочной техники

3.3.1 Установка насосная УНП2-320х40

В последнее время стали активно использовать установку насосную УНП2-320х40 (рис. 32) и аналогичные ей установки различных производителей.

Передвижная насосная установка УНП2-320х40 предназначена для нагнетания жидких технологических растворов при цементировании, гидropескоструйной перфорации, промывке нефтяных и газовых скважин, а

также для проведения других работ с использованием различных тампонажных и буровых растворов. Установка содержит два насоса.

Особенности:

- утепленная кабина управления;
- каждый из насосов имеет автономный силовой агрегат;
- установка УНП2-320х40 может работать как в составе комплекса КЦС-40, так и самостоятельно [17].



Рисунок 32 – Установка насосная УНП2-320х40

Схема данной установки изображена на рисунке 33.

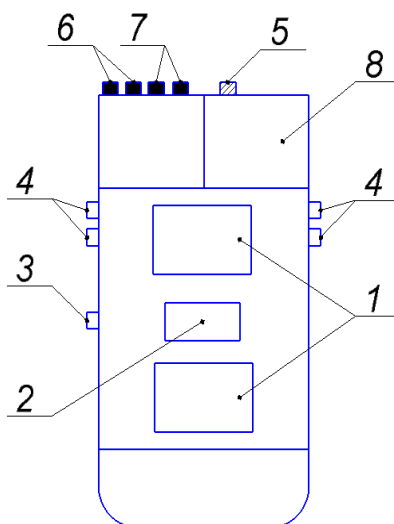


Рисунок 33 – Цементировочный агрегат типа УНП2-320х40 («котопес»);

1 – плунжерные насосы; 2 – водопадающий насос («малыш»); 3 – всасывающий коллектор «малыша»; 4 – всасывающие коллекторы основных насосов; 5 – коллектор для заполнения мерного бака; 6 – нагнетательные коллекторы «малыша»; 7 – нагнетательные коллекторы основных насосов; 8 – мерный бак объемом 6 м³.

3.3.2 Смесительная установка УС 8-К

Смесительная установка УС 8-К предназначена для транспортирования сухих порошкообразных материалов (цемента, тампонажных смесей, песка и других сыпучих материалов), приготовления тампонажных растворов и других песчано-жидкостных смесей при цементировании нефтяных и газовых скважин.

Установки работают совместно с цементировочным агрегатом. От водоподающего блока агрегата подводится вода в необходимом объеме к смешивающему устройству установки. Одновременно обеспечивается регулируемая подача тампонажной смеси. Готовый раствор подается на агрегат цементировочный. Установка УС8-К оборудована осреднительной емкостью, в которой установлено смешивающее устройство, необходимое для однородности приготавливаемого объема.

Достоинства данной установки:

- возможность подбора плотности тампонажного раствора, обеспечивается наличием щелевидных насадок с разными проходными сечениями;
- загрузка цемента может быть осуществлена винтовым конвейером и пневматическим способом через загрузочную трубу;
- для предупреждения сводообразования тампонажного материала в бункере установлен пневмовибратор [21].

На рисунке 34 изображена цементно-смесительная машина УС8-К.



Рисунок 34 – Цементно-смесительная машина УС8-К

3.3.3 Цементи́ровочные комплексы

Цементи́ровочный комплекс включает в себя насосную установку и состоит из следующих элементов: монтажной рамы, трансмиссии, трехплунжерного насоса высокого давления, мерного бака, водоподающего насосного блока, манифольда, системы управления, вспомогательного трубопровода и электрооборудования (рис. 35).

Преимущества данного метода:

- 1) исключение время на кондиционирование тампонажной смеси;
- 2) сокращение времени процесса цементирования;
- 3) турбулентный режим закачки;
- 4) снижение необходимого количества спецтехники.



Рисунок 35 – Цементи́ровочный комплекс УНБ2-600х70

Отличительной особенностью УНБ2-600х70 является полностью автономная система обогрева. Два предпусковых жидкостных подогревателя обеспечивают циркуляцию антифриза в нижней части картера приводной части насоса и в гидроблоке.

Дополнительную надежность данному агрегату придает наличие четвертого, дополнительного центробежного насоса Mission Sandmaster. Благодаря чему, установка УНБ2-600х70 адаптирована к различным схемам цементирования скважин и имеет отдельный подпорный насос для каждого из насосов высокого давления [17].

3.4 Совершенствование технологической оснастки

3.4.1 Муфта цементировочная проходная селективно-манжетного цементирования типа МЦП-146 СМЦ

Муфта предназначена для проведения высокотехнологичного селективно-манжетного цементирования скважины без перекрытия полости обсадной колонны элементами, подлежащими разбуриванию. Муфта выпускается в двух исполнениях: Н(нижняя) и В(верхняя), которые указывают на ее размещение в составе эксплуатационной колонны – под или над продуктивным пластом (рис. 36).

Селективно-манжетное цементирование осуществляется с использованием заколонного проходного гидравлически управляемого пакера типа ППГУ-146 СМЦ (устанавливается в составе эксплуатационной колонны над продуктивным пластом между нижней - МЦП-146СМЦ-Н и верхней МЦП-146СМЦ-В муфтами) и обеспечивает цементирование всех интервалов заколонного пространства скважины, подлежащих изоляции от продуктивного пласта, размещение в зоне продуктивного пласта жидкости, не ухудшающей его коллекторские свойства, а также защиту продуктивного пласта от контакта с тампонажным раствором и от давления вышерасположенного столба тампонажных смесей [18].

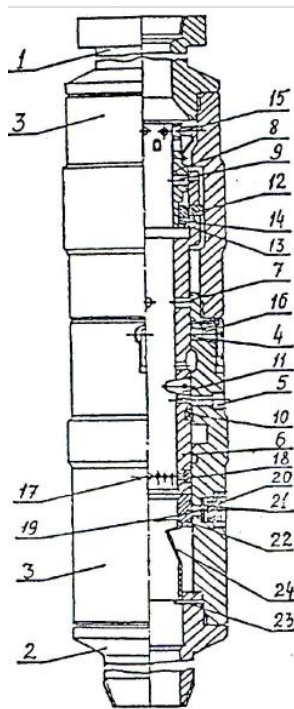


Рисунок 36 – Муфта цементирующая типа МЦП-146 СМЦ

3.4.2 Малогабаритные продавочные пробки для цементирования обсадных колонн малого диаметра

Растущий объем работ по увеличению добычи нефти за счет забуривания боковых стволов в старом фонде добывающих скважин требует одновременно и совершенствования технологии крепления хвостовиков, спускаемых в эти стволы, пробуренные долотами уменьшенного диаметра.

Условия цементирования таких хвостовиков характеризуются отсутствием возможности применения нижних цементирующих пробок, предотвращающих интенсивное смешивание бурового и тампонажного растворов на их нижнем контакте, что, как правило, снижает качество их цементирования [25].

Фирмой Halliburton разработан метод ступенчатого цементирования с применением нижних разделительных пробок при цементировании нижней ступени. В подвесном устройстве хвостовика на штифтах подвешена подвесная пробка с центральным отверстием вдоль оси для прохода закачиваемой в хвостовик жидкости. Поскольку диаметр отверстия подвесной пробки обычно не превышает 46 мм, то диаметр нижней пробки должен быть меньше диаметра

несущего манжеты стержня, который не может превышать 12...15 мм по условиям беспрепятственного прохода сквозь отверстие подвесной пробки.

Вследствие этого канал в стержне для прохода закачиваемой в хвостовик жидкости может быть по диаметру не более 10-13 мм, что для нормальной подачи насоса неприемлемо. Учитывая эти условия, было разработано устройство, позволяющее применение нижних разделительных пробок без отверстий в стержне (рис. 37).

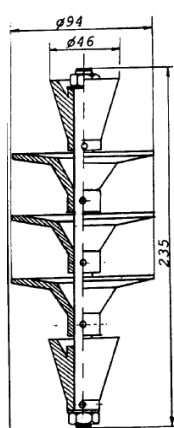


Рисунок 37 – Нижняя цементирующая пробка

Диаметр и форма манжет пробки позволяет ей свободно проникать сквозь отверстия подвесной пробки и кольца «стоп», под которым подвешена специальная ловушка (рис.38), удерживающая нижнюю пробку от продвижения вниз и посадки на обратный клапан. После попадания этой пробки в ловушку закачиваемый тампонажный раствор, обходя ловушку с пробкой, свободно проникает вниз через обратный клапан к башмаку колонны, а затем — в заколонное пространство [30].

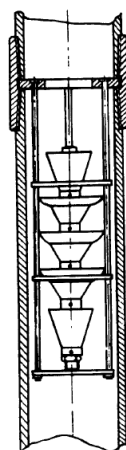


Рисунок 38 – Схема ловушки, удерживающей нижнюю пробку

Применение предлагаемых конструкций нижних пробок позволит решить проблему смешивания технологических жидкостей при движении по трубам и будет способствовать повышению качества цементирования хвостовиков.

3.4.3 Автономный центрирующий модуль

Задачей данного типа центрирующего модуля является повышение надежности срабатывания центрирующих рычагов в скважинах сложного профиля. Главное достоинство данного типа центрирующего модуля – модульная конструкция, причем количество блоков и закономерность их установки зависит от диаметра обсадной колонны и зенитного угла траектории ствола скважины. На рисунке 39 показан общий вид расположения автономных центрирующих модулей (АЦМ) на обсадной колонне с раскрытыми центрирующими рычагами.

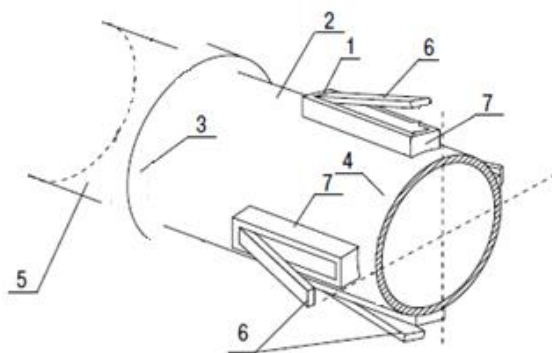


Рисунок 39 – Схема АЦМ в составе обсадной колонны:

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

АЦМ состоит из одинаковых отдельных блоков (модулей) 1, которые жестко установлены по периметру трубы 2, имеющего с обоих концов резьбовые соединения 3 и 4 для соединения с концами обсадной колонны 5. В каждом блоке установлен центрирующий рычаг 6, в котором установлен гидравлический механизм выдвижения. Данный механизм срабатывает от перепада давления при цементировании. Заглушка 10 срезается цементировочной пробкой, движущейся под воздействием перепада давления. Помимо вышеуказанных особенностей строения, в каждом центрирующем рычаге 6 один конец 11 соединен с рабочим

плунжером 8 и этим же концом 11 прикреплен к корпусу цилиндра 7, который имеет плоскую форму рабочего плунжера 8 (рис. 40).

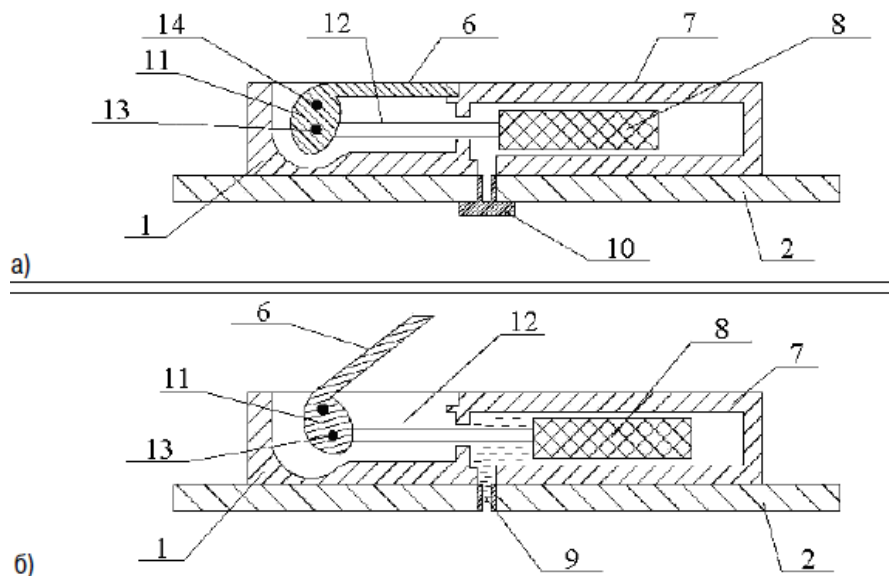


Рисунок 40 – Функциональная схема работы автономного центрирующего модуля: в сложенном (а) и рабочем (б) положениях

Обсадную колонну 5 спускают в скважину и под действием продавочной жидкости срезают цементировочной пробкой заглушку 10. Продавочная жидкость поступает через отверстие 9 и сдвигает плунжер 8, тем самым приводит в движение тягу 12, которая и выдвигает центрирующий рычаг 6 [17].

3.4.4 Специальный цементировочный вертлюг Swivel/Side Entry Sub

ООО «ОКСЕТ» с 2015 г. в РФ успешно применяет свою инновационную технологию – вращение колонны при цементировании. Специальный цементировочный вертлюг (SSESTTM) дает возможность вращения обсадных колонн при цементировании (рис. 41).



Рисунок 41 - Специальный цементировочный вертлюг Swivel/Side Entry Sub

При вращении колонны перед и во время цементирования увеличивается коэффициент замещения бурового раствора цементным раствором и, соответственно, улучшается распределение. Кроме того, данная технология способствует минимизации заколонных перетоков и межколонных давлений.

Данная система имеет следующие преимущества:

1) в оперативном режиме (10-20 мин) осуществлять переход после промывки на забое к цементированию обсадной колонны;

2) за счет меньших габаритов и веса (SSES™) сокращается время на подготовительно-заключительные работы (ПЗР), монтаж и демонтаж.

3) в сравнении с конкурентами (SSES™) монтаж системы спуска быстрее в четыре раза, скорость спуска выше на 27-35 % (в зависимости от типоразмера колонн), монтаж цементировочной системы быстрее в восемь раз, демонтаж систем быстрее в 2-3 раза [30].

3.4.5 Вращающаяся цементировочная головка с разъединителем

Принцип технологии заключается в улучшении качества разобщения пластов путем повышения степени замещения бурового раствора тампонажным, а также разрушения зацементированных пакетов бурового раствора. Во время закачивания буферной жидкости и цементного раствора эксплуатационная колонна вращается (рис. 42) с частотой 10-15 об/мин с моментом, не превышающим оптимального момента свинчивания резьбового соединения обсадных труб. При этом общее число оборотов колонны при спуске и цементировании не должно превышать 5000. Основной плюс данной технологии – это минимальные затраты на внедрение [26].

Применяется вращающаяся цементировочная головка ГЦВ-114 конструкции ТатНИПИнефть. Технология вращения позволила существенно повысить качество цементирования 144 мм хвостовиков – коэффициент качества цементирования увеличился с 0,5 до 0,89. Головка состоит из корпуса, в котором зафиксирована верхняя продавочная пробка, корпус сверху оснащен переводником для соединения с силовым верхним приводом. В средней части корпуса расположены боковые каналы, перекрытые гильзой с внутренней

цилиндрической проточкой, герметично установленной снаружи корпуса с возможностью неподвижного состояния относительно буровой колонны при вращении корпуса.

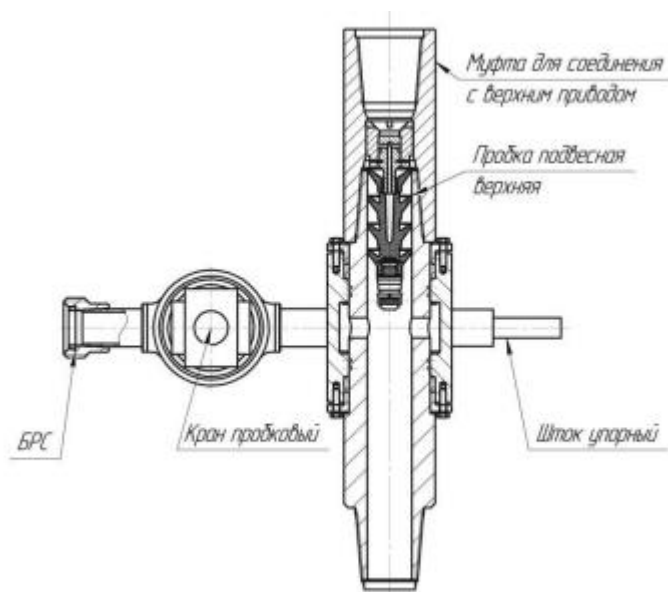


Рисунок 42 – Конструкция вращающейся цементировочной головки ГЦВ-114

Для герметизации зазоров между корпусом и гильзой используются полиуретановые уплотнительные элементы. Для возможности спуска хвостовика с вращением и дальнейшего его отсоединения от колонны буровых труб после цементирования необходимо использование разъединителя (рис. 43).



Рисунок 43 - Разъединитель

Разъединитель включает в себя зафиксированную на срезных элементах сквозную продавочную пробку и промывочное отверстие с диафрагмой. Осевая нагрузка передается через фиксирующие шарики, которые поджаты седлом, а крутящий момент на хвостовик передается с помощью шлицевых выступов корончатой втулки и втулки направляющей [18].

3.4.6 Башмак High-PortUp-Jet(HPUJ) с обратным клапаном SuperSealII

Башмак SuperSealII®High-PortUp-Jet (HPUJ) предназначен для удаления шлама и фильтрационной корки, а также для улучшения сцепления цемента с породой за счет гидроструйной очистки стенок скважины. Использование такого башмака делает возможным достижение максимально высоких скоростей закачки для получения турбулентных потоков без угрозы выведения из строя обратного клапана.

Башмак HPUJ включает в себя шесть форсунок расположенных таким образом, чтобы направлять поток циркулирующей жидкости вверх под углом усиливая турбулентность потока намного выше башмака и муфты (рис. 44). Эти форсунки вместе с четырьмя портами, направленными вниз на плите, устанавливаемой в нижней части башмака, распространяют закачиваемый флюид в кольцевом пространстве выше и ниже башмака, что способствует равномерному распределению цемента вокруг башмака и препятствует образованию каналов бурового раствора внутри цемента.

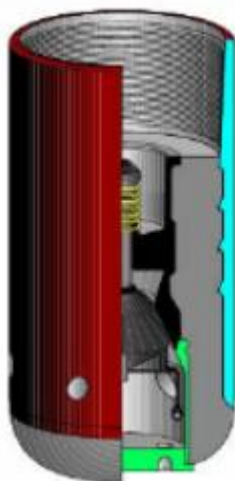


Рисунок 44 - Башмак High-PortUp-Jet(HPUJ) с обратным клапаном SuperSealII

Если колонна расхаживается во время цементирования цемент, выкачиваемый под большим давлением через форсунки удаляет корку с поверхности породы вдоль интервала колонны. Анализ буровых отчетов показывает, что башмак HPUJ может существенно снизить количество колонн, требующих операций вторичного цементирования [30].

3.4.7 Цементи́ровочные пробки HWE

Цементи́ровочные пробки HWE предназначены для более эффективного удаления пленки бурового раствора, глинистой корки, ржавчины и стружки из обсадной колонны при выполнении цементирования.

Пробки HWE позволяют уменьшить количество цемента над муфтой с обратным клапаном и сократить время разбуривания цемента внутри обсадной колонны.

В комплект входит верхняя и нижняя цементи́ровочные пробки (рис. 45). Нижняя пробка имеет разрывной диск, рассчитанный на давление 5 МПа, который позволяет убедиться в том, что пробка достигла муфты с обратным клапаном.

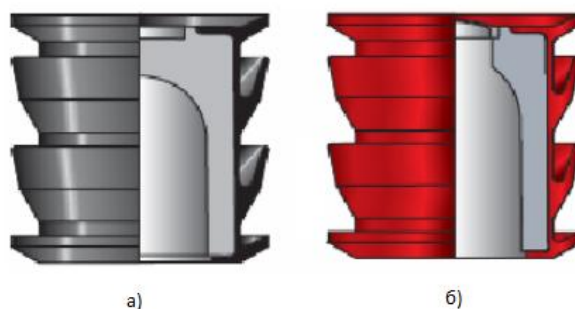


Рисунок 45 – а) верхняя цементи́ровочная пробка; б) нижняя цементи́ровочная пробка

Глубокие резиновые манжеты пробки HWE обеспечивают превосходную очистку и проталкивание большего количества мусора, за нижнюю пробку перед размывом диска нижней пробки.

После разрушения диафрагмы открывается проходное отверстие нижней пробки и поток жидкости прокачивается через пробку без ограничений. Пробки HWE могут использоваться с буровыми растворами на водной основе, а также на нефтяной и синтетической основе при динамической температуре на забое до 200°C [29].

3.4.8 Цементи́ровочная головка для сбрасывания пробок Comract

Цементи́ровочная головка Comract представляет собой разработку компании Halliburton, предназначенную для использования со всеми стандартными цементи́ровочными пробками (рис. 46).

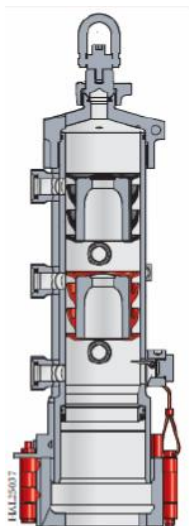


Рисунок 44 - Цементировочная головка Comrast для двух пробок

Данный вид цементировочной головки обладает несколькими уникальными особенностями конструкции, которые способствуют повышению безопасности, надёжности функционирования и технических характеристик.

Характерные особенности:

- наличие фиксирующей муфты Quick-Latch позволяет безопасно и быстро осуществлять установку и исключает необходимость конусных резьбовых соединений на сборке головка / обсадная колонна;
- возможность применения с одним манифольдом, в котором используются пробковые клапаны LoToс компании;
- упрощенный демонтаж и техобслуживание благодаря наличию плунжерной сборки, которая присоединяется к корпусу цементировочной головки с помощью 3-дюймового соединения;
- наличие подъёмного вертлюга и крышки без сварных швов с отверстиями для стержня обеспечивает удобство при свинчивании;
- для определения момента выхода пробок существует внешний индикатор [30].

4. Разработка рекомендаций к выбору техники и технологии цементирования скважин в различных геолого-технических условиях

В настоящее время наблюдается снижение качества крепления обсадных колонн. Чаще всего это связано с особенностями геолого-технологических условий бурения, увеличением глубины скважин и нарушением технологии выполняемых операций при креплении обсадных колонн.

Аварии при цементировании обсадных колонн от общего числа аварий составляют 1,0-1,5 %, а по времени ликвидации 1-3%.

Основные осложнения при цементировании скважин:

- поглощения тампонажного раствора;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- флюидопроявления.

Аварии из-за неудачного цементирования, к числу которых относятся:

- недоподъем тампонажного раствора в затрубном пространстве до необходимого уровня;
- оставление в обсадной колонне тампонажного раствора, для удаления которого требуются дополнительные работы («козел» – ненормативный цементный стакан);
- прихват затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которых спускался хвостовик.

Обеспечение высокого качества цементирования обсадных колонн является многофакторной задачей, к решению которой следует подходить комплексно. В ходе данной работы были проанализированы и обобщены фактические геологические и технико-технологические данные, новые патенты и разработки ведущих сервисных и буровых компаний, оказывающих услуги по цементированию скважин.

Значительное повышение качества на сегодняшний день достигается за счет применения ряда организационных, технических и технологических мер, таких как центрирование обсадной колонны, применение новой технологической оснастки, совершенствование рецептур цементных и

тампонажных растворов и оптимизация технологических режимов при цементировании.

Текущее состояние техники и технологий не обеспечивает безаварийное цементирование, поэтому в наше время активно ведутся работы по совершенствованию этого процесса. Целью данной работы является разработка рекомендаций по использованию новой техники и технологий цементирования.

Поглощения

Поглощения являются следствием возникновения чрезмерно высоких давлений на стенки скважины при цементировании. Для устранения данного вида осложнений рекомендуется использовать «облегченную тампонажную смесь с применением гранул Super-K». Данная смесь активно применяется и обеспечивает положительные результаты. Стоит отметить «муфта цементировочную проходную типа МЦП-146 СМЦ». Данная муфта обеспечивает защиту продуктивного пласта от контакта с тампонажным раствором и от давления вышерасположенного столба тампонажных смесей.

Осыпи и обвалы стенок скважины

Осыпи и обвалы обусловлены снижением предела прочности глин, аргиллитов и глинистых сланцев при увлажнении их буровым раствором. Для минимизации возникновения данного осложнения рекомендуется применение башмака SuperSealIII®High-PortUp-Jet (HPUJ). С его помощью эффективно удаляется шлам и фильтрационная корка, что приводит к лучшему сцеплению цемента с породой за счет гидроструйной очистки стенок скважины. Данный вид башмака позволяет осуществлять промывку на максимально высоких расходах, что обеспечивает создание турбулентных потоков.

Межпластовые перетоки

Причины возникновения данного осложнения:

- наличие невытесненного бурового раствора, глинистой пленки на обсадной колонне, глинистой корки на стенках скважины;
- нарушения герметичности обсадной колонны либо устьевого оборудования, в связи с этим аэрация тампонажного раствора;

- применение тампонажного раствора с высокой водоотдачей, низкими прочностью, адгезией и седиментационной устойчивостью.

Наиболее перспективным решением проблемы является использование «облегченного тампонажного раствора с использованием пеностекла». Данная новинка позволяет осуществлять цементирование в одну ступень с подъемом цементного раствора до устья скважины и обеспечивает снижение давления гидравлического столба цементного раствора на продуктивный пласт и стенки скважины, повышает качество цементирования и снижает возникновение заколонных перетоков.

Применение «вращающейся цементировочной головки ГЦВ-114» позволяет реализовать вращение колонны, улучшая качество разобщения пластов путем повышения степени замещения бурового раствора тампонажным, а также разрушения зацементированных пачек бурового раствора. Все это положительно влияет на качество цементирования в скважинах с горизонтальным окончанием

Недоподъем тампонажного материала

Недоподъем тампонажного материала за обсадной колонной происходит по следующим причинам:

- поглощения тампонажного раствора;
- неверно рассчитанный объем скважины и необходимый объем тампонажного раствора и продавочной жидкости;
- остановка процесса нагнетания тампонажного раствора вследствие недохождения пробки до «стоп-кольца», использовании некачественных продавочных пробок, негерметичности обратного клапана, поломки цементировочной техники и т.д.;
- раннее загустевание тампонажного раствора.

Еще одним возможным решением может быть применение «волновых процессов в технологии цементирования». При использовании технологии происходит увеличение подвижности (текучести) тампонажного раствора,

снижение гидродинамических нагрузок на проницаемые пласты и снижение риска возникновения недоподъема раствора в заколонном пространстве.

К возможным методам можно отнести «технология цементирования обсадных колонн большого диаметра через бурильные трубы». Использование данной технологии позволяет поддерживать всю обсадную колонну на весу, проворачивать и допускать ее под пол буровой, совмещать положение верхней муфты обсадной колонны с местом установки на нее противовыбросового оборудования. При вращении обсадной колонны улучшается качество разобщения пластов путем повышения степени замещения бурового раствора тампонажным, а также разрушения защемленных пачек бурового раствора.

«Головка цементировочная универсальная – секционная» с независимым сигнальным устройством обеспечивает повышение универсальности, надежности, безопасности и получение достоверного сигнала о сбросе пробки при работе как с одной, двумя, так и с большим количеством пробок, исключая избыток веса, размеров и конструктивных узлов.

Разобщение горизонтов

Наиболее перспективной технологией для решения этой проблемы является «технология активного цементного камня FUTUR» — это новый уникальный герметик, который улучшает долгосрочное разобщение горизонтов. FUTUR размещается в заколонном пространстве и закачивается в процессе цементирования скважины. При повреждении цементного камня и начала перетока углеводорода через трещины, данный цемент реагирует и в течение нескольких часов перекрывает пути перетока углеводородов путем восстановления целостности цементного кольца. Как только пути перетока углеводородов перекрыты, скважина восстанавливает свою гидравлическую изоляцию.

Разрыв сплошности цементного камня

Причинами могут являться дефекты обсадных труб, образование зоны смешения тампонажного раствора с другими жидкостями, движение тампонажного раствора «языком».

Одним из возможных способов недопущения данного вида осложнений является «технология крепления скважин с натяжением колонны обсадных труб в процессе их цементирования». Суть технологии заключается в следующем:

- вследствие повышения внутреннего давления внутри колонны и ее «вытяжки» происходит натяжение колонны;
- центрирование и заякоривание эксплуатационной колонны в натянутом положении;
- равномерное заполнение кольцевого пространства тампонажным раствором в процессе цементирования.

Использование «автономного центрирующего модуля» позволяет добиться повышения надежности срабатывания центрирующих рычагов в скважинах сложного профиля, что в свою очередь напрямую влияет на центрирование обсадных колонн в скважине и, соответственно, на качество цементирования.

«Специальный цементировочный вертлюг Swivel/Side Entry Sub» обеспечит возможность вращения колонны перед и во время цементирования, что увеличивает коэффициент замещения бурового раствора цементным раствором и, соответственно, улучшается распределение. Кроме того, данная технология способствует минимизации заколонных перетоков и межколонных давлений.

Смешивание технологических жидкостей

«Малогабаритные продавочные пробки для цементирования обсадных колонн малого диаметра» в связи со своими конструктивными особенностями позволяют ей свободно проникать сквозь отверстия подвесной пробки и кольца «Стоп», после попадания этой пробки в ловушку закачиваемый тампонажный раствор, обходя ловушку с пробкой, свободно проникает вниз через обратный клапан к башмаку колонны, а затем в заколонное пространство. Применение предлагаемых конструкций нижних пробок позволит решить проблему смешивания технологических жидкостей при движении по трубам и будет способствовать повышению качества цементирования хвостовиков.

Смятие обсадных колонн после цементирования

Смятие обсадных колонн после цементирования происходит выше зоны подъема цементного раствора и в зоне зацементированного участка колонны.

«Цементирование обсадных колонн большого диаметра через бурильные трубы». При цементировании обсадных колонн большого диаметра следует иметь в виду их низкую прочность на сминающие нагрузки - при малейшем дефекте в трубах значительно возрастает вероятность смятия обсадных труб.

Увеличение времени и денежных затрат

Рекомендуется использование «цементировочного комплекса УНБ2-600х70», «установки насосной УНП2-320х40» и «смесительной установки УС 8-К». Применение вышеуказанной техники позволяет добиться более быстрого и качественного цементирования, за счет конструктивных индивидуальных особенностей каждой из них.

Применение «Цементировочных пробок НВЕ» обеспечивает эффективное удаление пленки бурового раствора, глинистой корки, ржавчины и стружки из обсадной колонны при выполнении цементирования. Пробки НВЕ позволяют уменьшить количество цемента над муфтой с обратным клапаном и сократить время разбуривания цемента внутри обсадной колонны.

«Цементировочная головка для сбрасывания пробок Comract» позволяет сократить время установки и демонтажа, наличие фиксирующей муфты Quick-Latch позволяет безопасно и быстро осуществлять установку и исключает необходимость конусных резьбовых соединений на сборке «головка-обсадная колонна», наличие подъёмного вертлюга и крышки без сварных швов с отверстиями для стержня обеспечивает удобство при свинчивании.

Для дальнейшего увеличения качества цементирования необходимо совершенствовать технологию цементировочных работ. Кроме того, следует обратить внимание на создание герметичной крепи обсадной колонны и сохранение ее с помощью применения щадящих методов вторичного вскрытия.

Обобщение всех вышеизложенных новшеств в области цементирования представлено в таблице 1.

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

Геологические и технические факторы	Аварии, осложнения и проблемы	Возможные решения
<ul style="list-style-type: none"> • наличие высокопроницаемых горных пород; • репрессия фильтрата тампонажного раствора. 	<p>поглощение тампонажного раствора.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • использование облегченной тампонажной смеси с применением гранул Super-K; • включение в КНБК муфты цементировочной проходной типа МЦП-146 СМЦ.
<ul style="list-style-type: none"> • некачественная подготовка ствола скважины; • удаление фильтрационной корки буферной жидкостью. 	<p>осыпи и обвалы стенок скважины.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • включение в КНБК башмака SuperSealII High-PortUp-Jet (НПУЖ).
<ul style="list-style-type: none"> • некачественный тампонажный раствор; • наличие невытесненного бурового раствора. 	<p>межпластовые перетоки.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • использование облегченного тампонажного раствора с использованием пеностекла; • применение вращающейся цементировочной головки ГЦВ-114.

Продолжение таблицы 1

<ul style="list-style-type: none"> • поглощения тампонажного раствора; • н • неверно рассчитанный объем тампонажного раствора, продавочной жидкости; • раннее загустевание тампонажного раствора. 	<p>недоподъем тампонажного материала за обсадной колонной.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • применение волновых процессов в технологии цементирования; • использование технологии цементирования обсадных колонн большого диаметра через бурильные трубы.
<ul style="list-style-type: none"> • нарушение целостности цементного кольца. 	<p>разобщение горизонтов.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • использование технологии активного цементного камня FUTUR.
<ul style="list-style-type: none"> • дефекты обсадных труб; • образование зоны смешения тампонажного раствора; • движение тампонажного раствора «языком». 	<p>разрыв сплошности цементного камня.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • включение в состав КНБК автономного центрирующего модуля; • использование технологию натяжения колонны обсадных труб в процессе их цементирования; • применение специального цементировочного вертлюга Swivel/Side Entry Sub.
<ul style="list-style-type: none"> • смешивание технологических жидкостей. 	<p>снижение качества цементирования.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • использование малогабаритных продавочных пробок для цементирования обсадных колонн малого диаметра.

Продолжение таблицы 1

<ul style="list-style-type: none"> • дефекты обсадных колонн. 	<p>снятие обсадных колонн после цементирования.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • использование технологии цементирования обсадных колонн большого диаметра через бурильные трубы.
<ul style="list-style-type: none"> • большое количество элементов технологической оснастки, некачественное цементирование, неудовлетворительная подготовка к процессу цементирования. 	<p>увеличение времени и денежных затрат.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • включение в состав КНБК цементировочных пробок НВЕ; • выбор цементировочной головки для сбрасывания пробок Comrast; • использование цементировочного комплекса УНБ2-600x70, установки насосной УНП2-320x40 и смесительной установки УС 8-К.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие виды:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- б) наращивание инструмента;
- в) разборка бурильных труб.

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

- а) смена (разборка, сборка) забойного двигателя;
- б) геофизические исследования, замеры отдельных параметров;
- в) переоснастка талевого системы, смена и перетяжка талевого каната;
- г) крепление скважины (весь комплекс работ: проработка, спуск обсадных труб, цементирование, ОЗЦ и др.);
- д) работа испытателем пластов;
- е) смена бурильных труб в связи с выходом из строя или изменением диаметра, или материала изготовления;
- ж) смена бурового и силового оборудования;
- з) работы по предупреждению возникновения осложнений в скважине;
- и) приготовление, утяжеление и обработка бурового раствора (если эти работы не включены в нормы на механическое бурение);
- к) сборка и разборка элементов компоновки бурильного инструмента: переводников, калибратора, центратора, стабилизатора и др.;
- л) отсоединение бурового шланга от вертлюга для слива раствора и присоединение к вертлюгу в зимнее время [31].

Расчет нормативной карты производится по следующему плану

Нормативного времени на механическое бурение рассчитывается по формуле 1.

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

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

Согласно «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ, и другие полезные ископаемые» нормативное время на механическое бурение одного метра составляют: для интервала под направление (0-20 м) – 0,03 ч; для интервала под кондуктор (20-950 м) – 0,1 ч; для интервала под эксплуатационную колонну (950-3379 м) – 0,1 ч; для интервала открытого ствола (3379-3590 м) – 0,12 ч [32].

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Нормативное количество долблений по каждому интервалу рассчитывается по формуле 1.1.

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

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

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

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

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

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

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

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

При оснастке талевой системы 5х6

$$T_C^{1C} = 1,5 \text{ мин}; T_H^{1C} = 1,5 \text{ мин}$$

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

Расчет нормативного времени на наращивание труб.

Нормативное время на наращивание труб рассчитывается по формуле 1.4.

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

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

Время на подготовительно – заключительные работы

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

Расчет для каждого интервала по формуле 1.5.

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

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

Время на проверку превентора

Нормативное время на проверку превентора рассчитывается по формуле 1.6.

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

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

Время на переоснастку талевой системы

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

Время на сборку и разборку УБТ

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

$$T_{cp} = T_{cb}^{1cb} \cdot N_{cb} \cdot N, \quad (1.7)$$

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

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

Расчет нормативного времени на ремонтные работы

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

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

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

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 70,5 часов; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 173,4 часа; на сборку вышки – 314,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 230,2 часа; на сборку оснований насосного блока – 288,7 часа; на монтаж буровой установки – 91,4 часа. Суммарное время на строительные-монтажные работы составляет 1168,7 часа или 48,7 суток [33]. В таблице 2 показана продолжительность строительства скважины, в таблице 3 показана продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин.

Таблица 2 – Продолжительность строительства скважины

№	Наименование работ	Единица измерения	Продолжительность
1	Подготовительные работы к строительству скважины	сут	20,0
2	Строительно-монтажные работы	сут	48,7
3	Подготовительные работы к бурению	сут	4,0
4	Бурение скважины:		
4.1	0-20 м	сут	0,03
4.2	20-950 м	сут	4,7
4.3	950-3379 м	сут	11,4
4.4	3379-3590 м	сут	1,6
	Итого бурение:	сут	17,73
5	Крепление скважины:		
5.1	0-20 м	сут	1,8
5.2	20-950 м	сут	2,4
5.3	950-3379 м	сут	3,7
	Итого:	сут	7,9
6	Освоение скважины		15

Таблица 3 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

№	Наименование колонны или интервала	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут	Продолжительность крепления, сут	ИТОГО
		От (верх)	До (низ)			
1	Направление	0	20	0,03	1,8	1,83
2	Кондуктор	20	950	4,7	2,4	7,1
3	Эксплуатационная	950	3379	11,4	3,7	15,1
4	Открытый ствол	3379	3590	1,6	-	1,6
	ИТОГО:			17,7	7,9	25,63
	Скорость коммерческая, м/ст.мес				133,6	

5.2 Разработка календарного план-графика строительства скважины

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

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

При составлении графика учитывается тип буровой установки, месячная производительность, то есть число скважин, законченных за месяц буровой бригадой и количество календарных часов для бурения. В таблице 4 представлена продолжительность бурения и крепления по интервалам [34].

Таблица 4 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам

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



- монтаж буровой установки (48,7 суток)



- бурение скважины (17,7 суток)



- освоение скважины (15 суток)

5.3 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

В таблице 5 представлена сводная смета на строительство скважины.

Таблица 5 – Сводная смета на строительство скважины

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

Продолжение таблицы 5

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

Продолжение таблицы 4.4

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

Общая сумма на строительство скважины составила 402 365 709 рублей [5]. Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [35] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

5.4 Сравнение турбулизаторов различных конструкций

В основной части выпускной квалификационной работы были рассмотрены современные технологии и оборудование для цементировании скважины. Для сравнения были выбраны турбулизаторы. Среди всего многообразия можно выделить 3 основных типа турбулизаторов обсадных колонн. Сравнение турбулизаторов произведено для интервала под эксплуатационную колонну.

Трудоемкость

Трудоемкость установки турбулизатора типа ЦТЖС составляет 3 минуты на установку одной единицы, на участке эксплуатационной колонны устанавливается 92 шт. Трудоемкость установки всех центраторов составляет 276 мин = 0,191 сут.

Трудоемкость установки турбулизатора типа ЦТЖ составляет 4 минуты на установку одной единицы, на участке эксплуатационной колонны устанавливается 46 шт. Трудоемкость установки всех центраторов составляет 184 мин = 0,128 сут.

Трудоемкость установки турбулизатора типа ЦТГП составляет 2,5 минуты на установку одной единицы, на участке эксплуатационной колонны устанавливается 92 шт. Трудоемкость установки всех центраторов составляет 230 мин = 0,159 сут.

Основу сметного расчёта на каждый центратор составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы. Амортизационные затраты на центраторы обсадных колонн не рассчитываются по причине их одноразового использования. Стоимость центраторов обсадных колонн различных типов представлены в таблице 6 [34].

Таблица 6 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Турбулизатор ЦТЖС	92 шт.	2700	248400
Турбулизатор ЦТЖ	46 шт.	17800	818800
Турбулизатор ЦТГП	92 шт.	5600	515200

Результаты по расчету заработной платы представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет заработной платы

№ п/п	Наименование Категории Работников в 2016 году	Численность по штату (ед)	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ
Турбулизатор ЦТЖС						
1	Бур.бригада - 10 человек	1	44 768	44 768	0,191	8 550,69
2	Слесарь	2	4 018	8 036	0,191	1 534,87
3	Электромонтер	2	4 018	8 036	0,191	1 534,87
Итого						11 620,43
Турбулизатор ЦТЖ						
1	Бур.бригада - 10 человек	1	44 768	44 768	0,128	5 730,30
2	Слесарь	2	4 018	8 036	0,128	1 028,61
3	Электромонтер	2	4 018	8 036	0,128	1 028,61
Итого						7 787,52
Турбулизатор ЦТГП						
1	Бур.бригада - 10 человек	1	44 768	44 768	0,159	7 118,11
2	Слесарь	2	4 018	8 036	0,159	1 277,72
3	Электромонтер	2	4 018	8 036	0,159	1 277,72
Итого						9 673,55

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ [35].

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

Таблица 8 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Турбулизатор ЦТЖС	
1. Материальные затраты	248400
2. Затраты на оплату труда	11620,43
3. Страховые взносы	1578,86
Итого основные расходы	261599,29
Турбулизатор ЦТЖ	
1. Материальные затраты	818800
2. Затраты на оплату труда	7787,52
3. Страховые взносы	1058,09
Итого основные расходы	827639,61
Турбулизатор ЦТГП	
1. Материальные затраты	515200
2. Затраты на оплату труда	9673,55
3. Страховые взносы	1314,34
Итого основные расходы	526187,89

На основе проведенных расчетов можно построить диаграммы трудоемкости проведения работ (рисунок 45) и стоимости проведения работ (рисунок 46). Следует отметить, что необходимо сравнить турбулизаторы типа ЦТЖ и ЦТГП, так как они используются в скважинах наклонного и горизонтального типа. Турбулизаторы типа ЦТЖС рекомендуются к использованию в более простых скважинах.

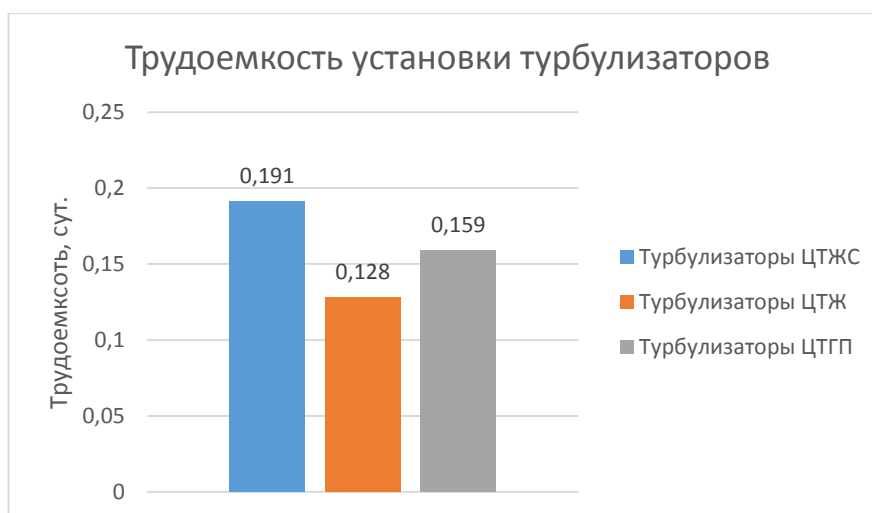


Рисунок 45 – Трудоемкость установки центраторов обсадных колонн

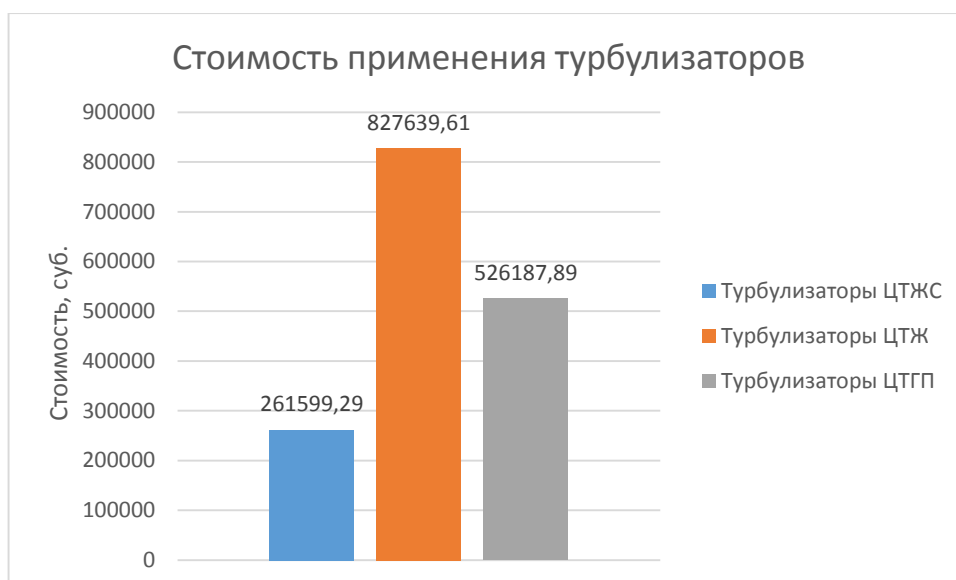


Рисунок 46 – Стоимость применения центраторов обсадных колонн

Анализируя полученные данные можно прийти к выводу, что при использовании турбулизаторов типа ЦТЖС в скважинах с простым профилем можно добиться значительного снижения затрат при незначительном увеличении трудоемкости. Если рассматривать скважины со сложным профилем, то выбор стоит между турбулизаторами типа ЦТЖ и ЦТГП. Выбор первого типа немного ускорит процесс, но затраты будут в 1,5 раза выше, чем если использовать турбулизаторы типа ЦТГП. Они в свою очередь немного больше по трудоемкости, но компенсируют этот недостаток своей стоимостью применения.

6. Социальная ответственность

Введение

Цель магистерской диссертации – анализ состояния современных технологий цементирования. Объектами исследования служат новые технологии цементирования, модели цементировочной техники.

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

Потенциальные пользователи разрабатываемого решения – сервисные компании и службы, оказывающие услуги по цементированию скважины.

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

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны)

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

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний

безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Внеочередную проверку знаний рабочий проходит в следующих случаях:

- при перерыве в работе по специальности более одного года;
- по требованию вышестоящей организации;
- при переходе с одного предприятия на другое.

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;
- при введении в действие новых или переработанных правил,

инструкций по охране труда, нарушении требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме или аварии, перерывах в работе более чем 60 календарных дней – внеплановый [36].

Рабочий должен:

- знать и соблюдать требования санитарно-гигиенические условия труд;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ СИЗ, выдаваемыми в соответствии с типовыми отраслевыми нормами, бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви.

Рабочему выдаются: костюм х/б, рукавицы х/б с накладками из винил кожи, ботинки кожаные, каска защитная, очки защитные. На наружных работах зимой дополнительно выдаются: куртка х/б на утепляющей прокладке, брюки х/б на утепляющей прокладке, тёплая обувь, подшлемник.

Рабочий обязан:

- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или

пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

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

- организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт;
- сообщить о случившемся руководителю подразделения;
- сохранить до начала работы комиссии по расследованию обстановку на рабочем месте и состояние оборудования таким, каким они были на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью окружающих работников и не приведет к аварии.

Обо всех замеченных неисправностях оборудования, инструмента и приспособлений рабочий должен сообщить непосредственному руководителю работ и до их устранения к работе не приступать [37].

Рабочий несет ответственность за:

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

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Обстановка на буровой установке, а также расположение всех элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при

организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения, сюда относятся: спускоподъемные операции (СПО), перемещение цементируемых головок, переводников, установка блоков манифольдов, монтаж нагнетательных линий и т.д. [36]

6.2 Производственная безопасность

В наше время в нефтегазовой отрасли уделяется большое внимание производственной безопасности. Это обусловлено тем, что отрасль является одной из наиболее опасных для человека.

В таблице 9 наглядно продемонстрированы опасные и вредные производственные факторы.

Таблица 9 – Опасные и вредные факторы при строительстве нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<ul style="list-style-type: none"> • бурение; • спуско-подъемные операции (СПО); • цементирование; • испытания. 	<ul style="list-style-type: none"> • недостаточное освещение рабочей зоны; • повышенный уровень шума на рабочем месте; • повышенный уровень вибрации; • повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; • повреждения в результате контакта с насекомыми; • повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды. 	<ul style="list-style-type: none"> • движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; • пожароопасность; • повышенное значение напряжения в электрической цепи. 	<ul style="list-style-type: none"> • ГОСТ 12.1.005-88 [1] • СанПиН 2.2.4.548-96 [2] • ГОСТ 12.1.003-2014 [3] • ГН 2.2.5.1313-03 [4] • ГОСТ 12.2.003-91 [5] • ГОСТ 12.2.062-81 [6] • ГОСТ Р 12.1.09-2009[7] • ГОСТ 12.1.012-2004 [8]

6.2.1. Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

В данном разделе разберем подробно факторы, которые воздействуют на организм человека в процессе строительства скважины, нормативные значения этих факторов, которые не вызывают осложнений и мероприятия, направленные на снижение или ликвидацию этих факторов.

Недостаточное освещение рабочей зоны

Освещение оказывает влияние на настроение и самочувствие, что в свою очередь определяет эффективность труда. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений» [37]. Оно должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное, искусственное и аварийное освещение.

В соответствии с ПБ в нефтяной и газовой промышленности [38] светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность:

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

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Производственный шум. При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, снижается производительность труда и качество выполняемых работ. Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях и к глухоте.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности" [37].

Для защиты работников от воздействия шума используют индивидуальные и коллективные средства защиты. К СИЗ относят наушники, вкладыши, шлемы, а к коллективным - звукоизоляцию и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Повышенный уровень вибрации

По способу передачи вибрации на тело человека выделяют локальную и на общую. Общая вибрация передается через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека. Локальная вибрация, возникает при работе с ручным механизированным инструментом. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [36].

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

Таблица 10 – Ограничивающие нормы вибрации

Частота, Гц	Виброинструмент		Рабочее место	
	уровень колеб. скорости, дБ	колеб. скорость, см/с	уровень колеб. скорости, дБ	колеб. скорость, см/с
16	120	5,0	97	0,35
32	117	3,5	93	0,22
63	114	2,5	95	0,27
125	111	1,8	97	0,35
250	108	1,2	97	0,35
500	105	0,9	-	-
1000	102	0,63	-	-
2000	99	0,45	-	-

Таблица 11 – допустимое время контакта с виброинструментом

Превышение допустимых уровней виброскорости в октавных полосах частот относительно санитарных норм, дБ	Допустимая суммарная деятельность вибрации за рабочую смену, мин	
	ручные машины	рабочее место
0 (1 раз)	320	480
До 3 (1,41 раза)	160	120
До 6 (2 раза)	80	60
До 9 (2,8 раза)	40	30
До 12 (4 раза)	20	15

Повышенная или пониженная температура воздуха

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

В летний период времени при проведении полевых работ существует большая вероятность солнечного удара. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м² (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м² [38].

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

В комплект СИЗ от температуры окружающей среды включены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основным материал должен обладать защитными свойствами,

соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [39].

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Так как место работы - буровая установка чаще всего расположена в полевых условиях, то в окрестностях обитают кровососущие насекомые. Чтобы защититься от их воздействия, работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует два основных способа защиты: спец.одежда и репелленты.

Особо опасным насекомым является клещ, так как может быть переносчиком клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха

В процессе приготовления бурового раствора частицы сухих материалов могут попадать в различные органы и наносить вред организму.

При цементировании скважины так же могут происходить выбросы нефти или газа, что может привести к отравлению рабочего персонала. Чтобы избежать этого, на буровой необходимо иметь газоанализатор для проверки загазованности. Количество вредных веществ должно быть не больше предельно допустимых концентраций (ПДК). Ниже представлены ПДК [37]:

- метан относится к 4-му классу опасности – 300 мг/м³;
- нефть относится к 3-му классу опасности -10 мг/м³;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³;
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³;
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны – 5 мг/м³.

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены СИЗ, такими как противогазы и респираторы, и вентиляцией в качестве коллективной защиты.

6.2.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Опасными производственными факторами называются факторы, которые способны при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибель организма;

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. Чтобы исключить механические травмы на буровой необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности.

Кроме того, обязательно:

- 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 СИЗ;
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения [35,37].

Пожароопасность

Пожары в бурении могут возникать:

- взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами;
- в результате газонефтеводопроявления (ГНВП);
- курение в неподобающем месте;

- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования;
- применение неисправных осветительных приборов, электропроводки.

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

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

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

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

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок.

С целью снижения вероятности поражения рабочих электрическим током необходимо проводить следующие мероприятия:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевые правила по ОТ при эксплуатации электроустановок» [39].

- применения защитного заземления буровой установки;

- применение блокировочных устройств;

- применение СИЗ при обслуживании электроустановок;

- применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда.

6.3. Экологическая безопасность

В наше время нефтяная промышленность является одной из лидеров по загрязнению экологии. Чаще всего это связано с тем, что большинство технологических процессов могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

6.3.1. Атмосфера

При бурении скважин наибольшее загрязнение оказывают дизельные установки. Источниками загрязнения могут являться как выбросы при нефте- и газопроявлениях, так и сжигание углеводородов на факельных установках, при работе котельных установок на буровых так же происходит загрязнение атмосферы. Чтобы снизить загрязнение и защитить атмосферу рекомендуется использовать электрические приводы. Для предотвращения ГНВП и дальнейших осложнений устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [40].

6.3.2. Гидросфера

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих

горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков;
- контроль за герметичностью амбара;
- предотвращение поступления бурового раствора в пласт;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод.

6.3.3. Литосфера

Отрицательное воздействие на литосферу оказывает:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении скважины, чтобы предотвратить загрязнение литосферы, необходимо чтобы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама);

- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды должны стекать в шламовый амбар;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [40].

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 [38].

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

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация — 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 смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении скважин, является ГНВП.

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора;
- недолив скважины при СПО;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо:

- провести инструктаж членов буровой бригады;
- проверить состояние буровой установки, ПВО и инструментов;
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрит продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- Зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- Загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины;
- Оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- Далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП Проходит в два этапа:

- вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
- глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором,

обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

Вывод:

В ходе выполнения раздела «Социальная ответственность» была проведена всесторонняя оценка вредных и опасных факторов, возникающих при строительстве скважины, а также рассмотрены / разработаны мероприятия по минимизации их воздействия на организм человека и окружающую среду. Помимо этого, были рассмотрены вероятные ЧС и мероприятия по их предупреждению и ликвидации. Практическую значимость трудно переоценить, т.к. дополнительно уделенное безопасности выполнения работ внимание всегда окупается в виде сохраненных материальных ценностей, здоровья и жизни сотрудников [40].

Список использованной литературы

1. Булатов А.И., Дулаев В.Х-М., Ильясов В.П. Влияние геолого-технических факторов на качество цементирования скважин//ОИ.: Сер.: Бурение. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1982. - 44 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. - М.: «Недра». - 2000. - 667 с.
3. Басарыгин Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. Пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 632 с.: ил.
4. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин: 2-е. изд., перераб. и доп. - М.: Недра. - 1983. - 255 с.
5. Васильев В.Г., Ермаков В.И., Жабрев И.П.: Технологическая оснастка, – Москва: Недра, 2004. – 375 с.
6. Ахмедсафин С.К. Все о цементировочной технике. Тюмень, ТюмГНГУ, 2013. –23 стр.
7. Повышение качества цементирования: Под. ред. Д.Ю. Крянева, С.А. Жданова. // – М.: ОАО «ВНИИнефть», сб. науч. Тр. Вып. № 148,2013, 187 с.
8. В.В.Дмитрук, В.В.Воробьев, Е.П.Миронов, А.Ю.Горлач, Р.Ф.Шарафутдинов, В.П.Тюрин, Д.Г.Фатеев, А.С.Самойлов. Обзор технологической оснастки // Нефтяная индустрия, 2017, №2, С. 56-63.
9. Якимов И.Е.: Совершенствование технологий цементирования скважин / Лапердин А.Н., Кустышев А.В., Марченко А.Н., Кряквин Д.А.// Обз. информ. Сер.: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ИРЦ «Газпром», 2008, – 84 с.
10. 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.
11. 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.

12. 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

13. Гулов А.Р. Новейшие технические решения для цементирования скважин / А.Р. Гулов, С.А. Новиков, В.Г. Журавчак, М.А. Ахметов // Бурение и нефть – 2018. – №1. – С. 55–57

14. Гасимова Т.А. Аварии на этапе цементирования скважин. Пособие для студ. учреждений высш. проф. образования 2-е изд., стер. //Прогнозирование последствий-М.: Изд. центр «Академия. – 2012.

15. Лышко Г.Н. О возможности замены цемента для изоляции заколонного пространства скважин пенополиуретаном / Г.Н. Лышко –2016. – №2. – С. 42–45.

16. 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.

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

18. Волков Р.Б. Опыт бурения наклонно-направленных скважин в Западной Сибири с применением новых элементов КНБК. - М.: ВНИИЭгазпром, 2018, - вып. № 5. – 13 с.

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

20. Захаров А.Л., Пильгун С.Ю., Абдулова Л.Ф. Влияние типа бурового раствора на качество цементирования//Территория Нефтегаз. - 2008. - № 3. - С. 22-23.

21. Джабаров К.А. Предупреждение межпластовых перетоков в скважине в периоды отсутствия циркуляции бурового раствора и ОЗЦ//Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. - 1984. - № 7. - С. 46-49.
22. Изосимов А.М. О целесообразности применения волновых процессов в процессе цементирования // Инструмент и оборудование. – 2007.
23. Забиров Ф. Ш. Технология крепления скважин с натяжением колонны обсадных труб в процессе их цементирования/ Лапердин А.Н., Маслов В.Н.// – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2012, – 54 с.
24. М. И. Прудников. Облегченный тампонажный раствор с использованием пеностекла // Инструмент и оборудование. – 2010.
25. О перспективах применения малогабаритных продавочных пробок для цементирования обсадных колонн малого диаметра / А.И.Гриценко, Е.М.Нанивский, О.М.Ермилов и др. // - М.: Недра, 2015, – 32 с.
26. Катеев Р.И., Катеев Т.Р. Вращающаяся цементировочная головка с разъединителем // Вестник технологического университета. – 2015. Т.14, № 8.
27. Махмутов Д.З., Якунов А.И., Ложкин С.С.: Применение «Технологии активного цементного камня» / Маслов В.Н., Лапердин А.Н., Ермилов О.М., Чугунов П.С. //-М.: Газовая промышленность вып. № 3, 2017, С.24-26.
28. Пятибратов А.Ю. Облегченная тампонажная смесь с применением гранул «Super-K»// Инструмент и оборудование. – 2018. № 3.
29. Baker HUGHES. Drilling Hydraulics Hughes, Christenstn hydraulics manual, Houston,USA, 2002. P.72-93.
30. Halliburton Cementing tables. Halliburton services, Duncan, OK 73536, USA, 2004. P. 5-20, 43-51.
31. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемы [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.html (дата обращения: 13.05.2019).
32. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства

Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1” [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/> (дата обращения 18.05.2019).

33. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с.

34. «Ведомственные строительные нормы инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» ВСН 39-86. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://txt.g-ost.ru/55/55328/> (дата обращения: 15.05.2019).

35. «Строительство эксплуатационных скважин на КП №№16, 33, 36, 39, 41 Ярактинского нефтяного месторождения» Проектная документация. 2016 г.

36. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 18.05.2019 г.).

37. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 15.05.2019 г.).

38. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 22.05.2019 г.).

39. Инструкция по охране труда рабочих при бурении скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: businessforecast.by (дата обращения 08.05.2019 г.).

40. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

41. Gerbersdorf, S.U., Hollert, H., Brinkmann, M., Wieprecht, S., Schuettrumpf, H. and W. Manz (2011): Planung des Öl-und Gasbrunnenbaus, Anwendung neuer Entwicklungen im technologischen Prozess 2017, 31-39;
42. Lubarsky, H., Hubas, C., Chocholek, M., Larson, F., Manz, W., Paterson, D.M., and Gerbersdorf, S.U. (2010): Absenkung der Gehäusesäulen, Auswahl der technologischen Ausrüstung für die Zementierung von Öl-und Gasbrunnen, 7-24;
43. Westrich, B., Gerbersdorf, S.U., and Paterson, D.M. (2015): Komplikationen und Unfälle bei der Zementierung von Öl-und Gasbrunnen, Liquidationsmethoden, 33–59;
44. Noack, M. und S. Wieprecht (2010): Zementierung von Brunnen in mehrgefrorenen Gesteinsformationen 2010, 95–152;
45. Wieprecht, S., Eisner, A. and M. Noack (2013): PDC Matrix Körper Bohrer Für Öl- Und Gasbohrungen, 25– 39.

Приложение А
(обязательное)

**Verbesserung der Qualität der Brunnenzementierung unter verschiedenen
geologischen und technischen Bedingungen**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ73	Фоминых Кирилл Юрьевич		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП ОИЯ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Щеголихина Ю.В.	к.ф.н.		

Die Einführung

Eine der wichtigsten Etappen der Brunnenkonstruktion ist die Befestigungsstufe. Dieser Phase wird besondere Aufmerksamkeit geschenkt, da es die Möglichkeit von Komplikationen und in einigen Fällen sogar zu Unfällen gibt, die enorme Materialkosten und irreparable Schäden an der Ökologie mit sich bringen. Der zukünftige Fluss des Brunnens und die Zeit seines Betriebs hängen von der Stufe der Befestigung ab, nämlich von der Richtigkeit und der Qualität der Ausführung.

In unserem Land viele Ablagerungen und dass sie sich in verschiedenen natürlichen und geologischen Bedingungen befinden, erlaubt nicht, die universelle Art der Zementierung zuzuweisen oder zu schaffen. Für jeden Bereich optimieren NIPI oder Dienstleistungsunternehmen den Prozess auf der Grundlage einer Reihe von Bedingungen, um die Effizienz zu maximieren und ohne die Umwelt zu schädigen, um den Brunnen zu halten.

Moderne Realitäten erfordern die Entwicklung und Anwendung neuer Technologien, die die Zeit- und Geldkosten senken, die Qualität und Effizienz der Arbeit während der Befestigung des Brunnens verbessern. In diesem Beitrag werden die Fragen der Befestigung, Analyse neuer Technologien und Ausrüstungen, Analyse von Komplikationen, sowie deren Beseitigung berücksichtigt.

Die Dringlichkeit des Problems besteht in der Verbesserung der Technologie und der Technik der Befestigung der Öl- und Gasbrunnen, der Einführung dieser Technologien in den Bauprozess, der Verbesserung der Zementierung der Qualität.

Der Zweck der Arbeit: Die bestehenden Technologien der Brunnenbefestigung zu analysieren, die häufigsten Probleme zu identifizieren, neue Technologien und Geräte zu überprüfen, um mögliche Wege zu finden, um Technologie und Technologie zu verbessern Minimieren Sie dabei Komplikationen und Unfälle.

1. Moderner Stand der Technik und Technik zur Fertigstellung

Die Zementierung von Öl- und Gasbrunnen ist die letzte Stufe der Vorbereitung des Brunnens für den Betrieb. Der Komplex der Arbeiten ist auf die Schaffung und Erhaltung der maximalen Lebensdauer der Anlage ausgerichtet. Das liegt daran, dass:

4. Es ist notwendig, jedes Öl- und Gasfeld zu isolieren. Dies ist notwendig, um die Möglichkeit des Rohstoff- und Wasserflusses aus verschiedenen Schichten zu beseitigen.

5. Es ist wichtig, die Festigkeit der gesamten Anlage zu erhöhen. Die Qualitätszementierung reduziert die Auswirkungen der Bodenbewegung auf den Brunnen.

6. Durch die Belastung der Bodenfeuchtigkeit gegenüber Metall besteht die Gefahr von Komplikationen. Daher gibt es Anforderungen, die den Schutz der metallischen Oberfläche des Rohres regeln, die eine hohe Korrosionsbeständigkeit bietet [41, 43].

Die Hauptunterschiede zwischen den eingesetzten Technologien und dem Zementierungsprozess ihrer Vorgänger können dadurch unterschieden werden, dass heute viel Wert auf die Prozessautomatisierung und den Einsatz von Computern gelegt wird (Berechnung des erforderlichen Lösungsvolumens). Die Programme berücksichtigen eine Vielzahl von Faktoren: Klima, Geologie, Parameter der Technik, etc.

1.1. Zementmethoden

Die primäre Zementierung erfolgt unmittelbar nach dem Abstieg in die Brunnenrohre, die Hauptretung der durchlässigen Schichten voneinander und der Schutz der Außenfläche des Gehäuses vor Korrosion durch Reservoirflüssigkeiten, sowie die Erhöhung Stabilität der Brunnenwände und des Gehäuses.

Sekundäre Zementierung ist die Zementierung (ein oder mehrere), die während des Betriebs des Brunnens durchgeführt wird. Es ist mit der Fertigstellung des Brunnens verbunden oder führt in ihm die Reparaturarbeiten nach dem Öffnen des produktiven Horizonts aus [41].

1.1.1 Direkte einstufige Zementierung

Die direkte einstufige Zementierung erfolgt meist in Fällen, in denen der Brunnen keine Komplikationen hat. Die Einstufentechnik (Festpfosten) sorgt für die Lieferung von Spüllösungen unter hohem Druck auf den Korken in der Gehäusesäule (es gibt einstufige Zementierung mit dem gleichen und zwei Verkaufstoppern). Im Folgenden finden Sie beide Arten der einstufigen Zementierung [42].

Bei der Durchführung der direkten einstufigen Zementierung bevorzugen Sie es am häufigsten, mit einem (oberen) Zementierungsstopper zu zementieren. Aber die Ablehnung des Einsatzes von Zementtechnik mit zwei Stecker (Abstoßung des Unterrohrs) führt direkt zu einer Erhöhung des Volumens der Mischung von Zementlösung mit Bohrungen, was sich wiederum negativ auf die Qualität der Befestigung der oberen Intervalle auswirkt. der Brunnen. Der Prozess des Zementlösungsverkäufers, bei der Ablehnung des zweiten Cork, wird fast immer bei erhöhtem Druck durchgeführt.

Die direkte einstufige Zementierung mit einem verkaufsoffenen Stopper erfolgt durch Einspritzung einer Tamponlösung in ein Gehäuse (OK) mit dem anschließenden Verkäufer durch einen Schuh in einen Schleifraum. Diese Art der Zementierung erfolgt in einer Rezeption ohne Ausfallzeit. Die Technologie ist einfach zu implementieren, bietet eine hochwertige Zementierung und wird in 90 – 95% der Fälle eingesetzt [44].

Abbildung 1 zeigt das Schema der direkten einstufigen Zementierung mit einem Stopper:

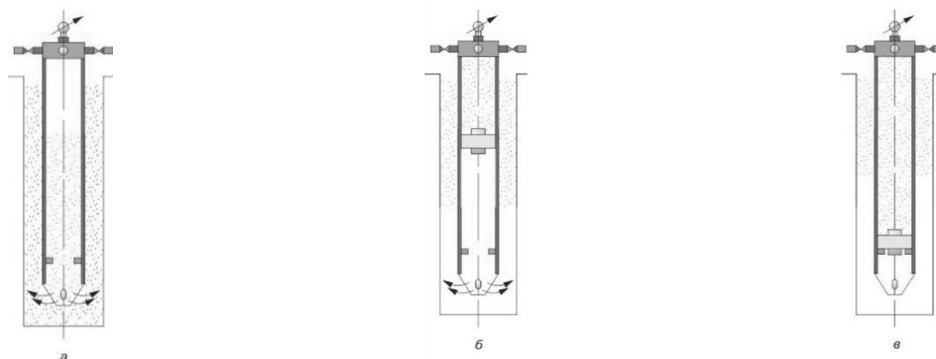


Bild 1– Direktes einstufiges Zementierungsschema mit einem Stopper

A) Injektion einer leichten Tamponlösung, einer Lösung von normaler Dichte nach der Pufferflüssigkeit;

b) Die Entladung des Trennrohrs, des Verkäufers der Güllelösung in den Schleifraum mittels einer Verkaufsflüssigkeit;

B) Einpflanzen des Trennrohrs im "Stopp-Ring," der Drucksprung auf den Zementierkopf, das Ende der Zementierung.

Das Schema der direkten einstufigen Zementierung mit zwei Stoppern ist in Abbildung 2 dargestellt. Der Vorteil dieser Art der Zementierung: Die beste Qualität des Zementsteins an der Grenze des Abschnitts "Buffer Liquid-swab Lösung".

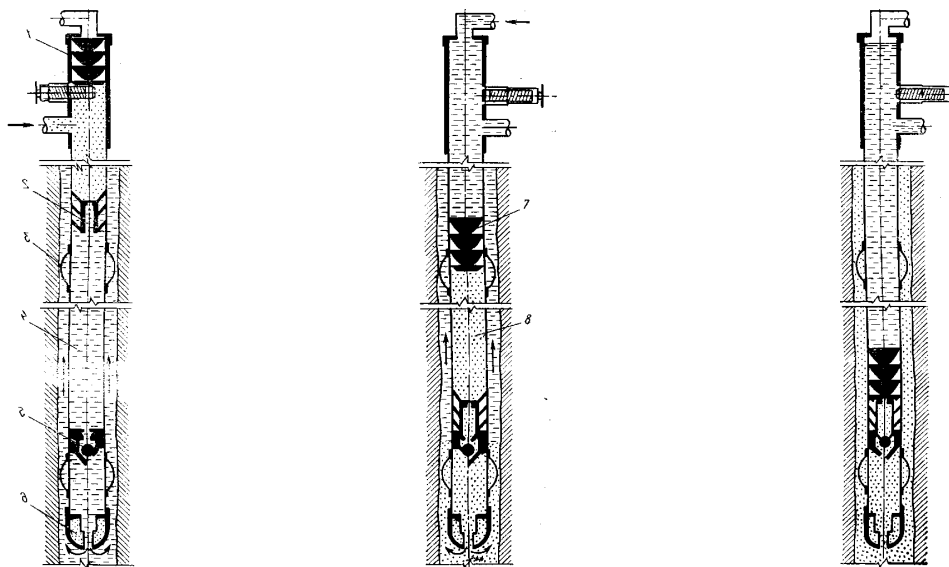


Bild 2-Diagramm der direkten einstufigen Zementierung mit zwei Stoppern

a) Dumping des unteren Rohres 2, Beginn der Injektion des Tamponlöses 8 nach der Pufferflüssigkeit;

B) Zurücksetzen Sie das Oberrohr 7, starten Sie die Injektion der Verkaufsflüssigkeit nach der Nuss Lösung 8;

b) das obere Verkaufsrohr 7 in der unteren 2, begleitet von einem Drucksprung auf den Zementierkopf 1, dem Ende des Brunnens Zementierung

Mit dieser Methode können Sie:

- Um den Druck auf eine Schicht bei hohem Hubniveau einer Tamponlösung zu reduzieren;

- Erhöhung der Höhe der Hebelösung im Raum ohne signifikante Erhöhung des Entladungsdrucks;

- Verkleinern Sie die Mischung der GÜllelösung mit der verkauften Flüssigkeit im Raum [42, 44].

1.1.2 Direkte zweistufige Zementierung

Die direkte zweistufige Zementierung unterscheidet sich technologisch nicht von der direkten Einstufenzementierung, wobei der einzige Unterschied besteht, dass der gesamte Prozess in zwei Stufen unterteilt ist – wird der untere Teil zunächst zementiert, und dann sind es bereits Zemente. Jedes Teil wird durch einen speziellen Ring getrennt.

Eine direkte zweistufige Zementierung ist in folgenden Fällen zu empfehlen:

1. Die Tampon-Lösung kann aus geologischen, technischen oder anderen Gründen nicht in einem Schritt auf die gewünschte Höhe angehoben werden;
2. Wenn es Schichten mit stark unterschiedlichen Temperaturen gibt, was es schwierig macht, die Zeit der Einstellweise der Lösung zu berechnen;
3. Wenn die Zeit der Einstellung der Swab-Lösung kleiner ist als die Zementzeit.
4. In Fällen, in denen die geschätzte Menge an Zementanlagen und Maschinen nicht der verfügbaren Menge entspricht;
5. Es gibt nicht genügend Tamponmaterial;
6. Der Prozess der Zementierung der Oberseite der Säule muss mit einer Zeitlücke durchgeführt werden.

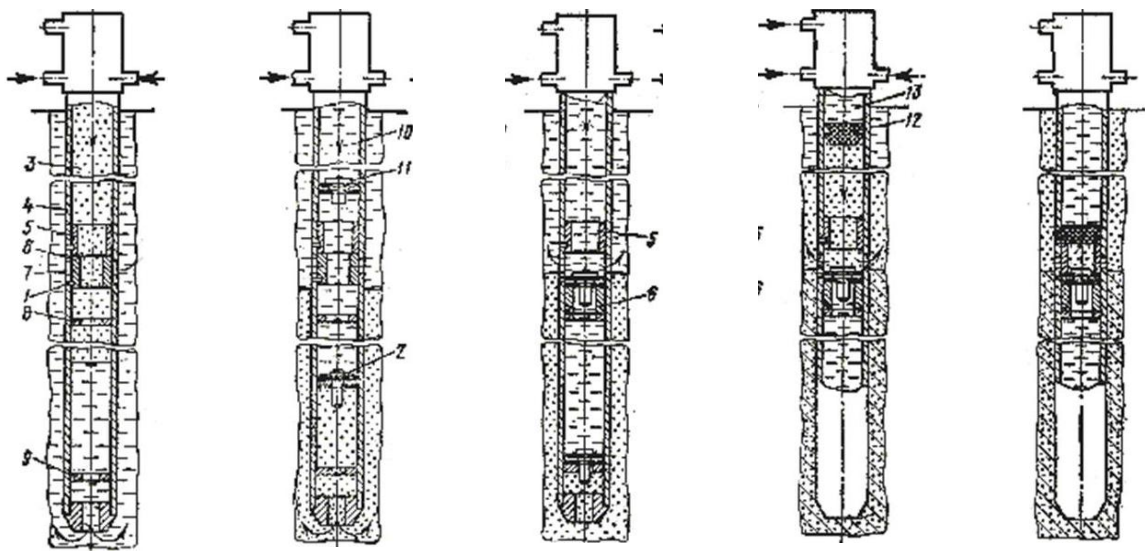
Die Essenz der direkten zweistufigen Zementierung: Das notwendige Intervall in zwei Linien aufgeteilt. Für diese Art der Zementierung ist es Pflicht, eine Kupplung von Stufenzementierung zu haben. I Der Schnitt wird durch Analogie mit der direkten einstufigen Methode, durch einen Gehäuseschuh zementiert, und II Schritt wird durch eine Kupplung zementiert.

- 1) Bei zweistufiger Zementierung von technologischen Systemen:
 - Durch die Anzahl der Stecker:
 - Mit vier Stoppfern (zwei für jede Etappe);
 - Mit drei Stoppfern (einer für die erste Stufe, einer für die Steuerung, einer für die zweite Stufe (oben));

- Mit zwei Stoppern und einem Kontrollball [44].

Abbildung 3 zeigt ein direktes zweistufiges Zementierungsschema, das 5 Stufen umfasst [05]:

1. Injektion der GÜllelösung 3 für die untere Stufe;
2. Vor der Landung der 1. Röhre 2 auf dem "Stopp-Ring" 9, dem Reset der 2. Röhre;
3. Landung des 2. Korks 11 auf der Haltebüchse 6, der Schnitt der Stöcke 1, seine Absenkung zum Anschlag, Öffnung der Löcher 7 in MSC, Spülung des oberen Intervalls in der Zeit der 1. Stufe des OZC;
4. Zementierung der zweiten Stufe, Dumping des 3. Cork 12, seines Verkäufers;
5. Landung des 3. Cork 12 in der oberen Ärmel 5, der Schnitt der Stöcke, seine Absenkung auf die untere Buchse, das Schließen der Löcher 7 in MSC, der Moment "Stopp"-das Ende der Zementierung der zweiten Stufe.



3-Two-Stage-Bühnenzementierungsplan

1.1.3 Direct Lip Cementing

Diese Methode wird gewählt, wenn es notwendig ist, eine Kontamination des Produktionsbehälters mit niedrigem Reservoir-Druck zu verhindern, oder es ist unzulässig, die Zementlösung in der Zone, in der der Filter installiert ist, zu treffen. In diesem Fall wird auf dem unteren Teil des Gehäuses die Manschette montiert, dann

perforiertes Gehäuse, das Intervall wird auf der Grundlage des Zementintervalls gewählt.

Die Methode der direkten Lippen-Zementierung beinhaltet die Verwendung einer speziellen Ringkuppe zur Zementierung von Brunnen nur den oberen Bereich. Der Stopp-Ring wird über dem Perforationsbereich befestigt. Die Technologie selbst ähnelt völlig dem Zementieren in der direkten einstufigen Zementierung mit dem einzigen Unterschied, dass die Zementlösung aus perforierten Löchern kommt, nicht aus dem Schuh. Die Manschette wiederum verhindert, dass die Lösung in das untere Intervall eindringt [42].

Abbildung 4 zeigt das Schema der Lippenzementierung.

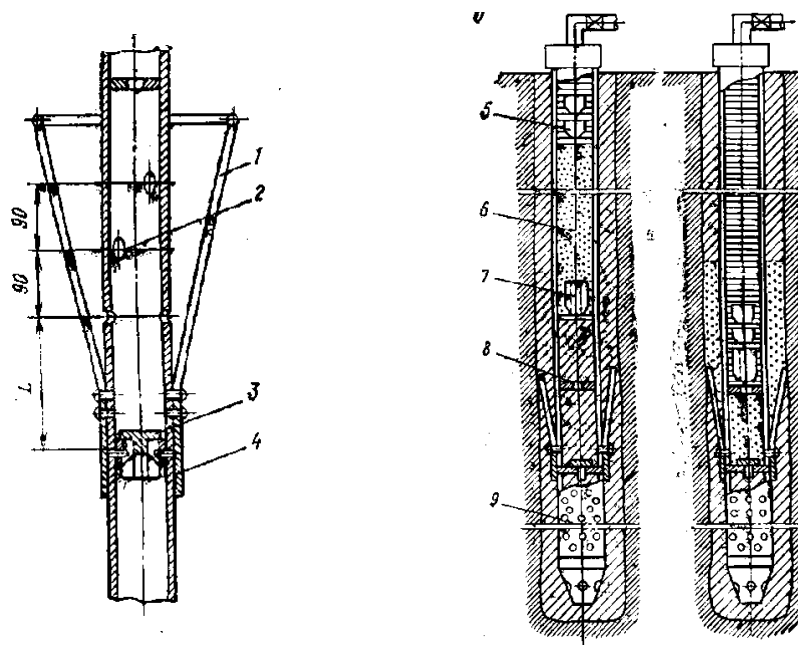


Abbildung 4-Schema der Lippenzementierung

Das untere Rohr 7 sitzt auf einem "Stopp-Ring" 8, verbunden mit der unteren Buchse der Zementkupplung, weiter bei dem Wachstum der Druckverschiebungen nach unten und öffnet seitliche Öffnungen 2, woher kommt eine Tampon-Lösung 6 [43,45].

Ventil 3 überlappt den Zugang zur Unterseite der Spalte. Bei der Injektion der Zementlösung der Manschette 1 wird auch der überlappende Zrubnoe-Raum offenbart. Die Manschette ist ein Trichter aus Leinwand-Stoff mit einer Höhe von 60-70 cm, ein Durchmesser von 30% mehr gut. Das obere Rohr 5 sitzt auf der oberen Buchse,

verschiebt es nach unten in den Hintern des ersten Rohres und schließt die Löcher 2 in der Kupplung. Der Verkäufer ist fertig, der Zementierungsprozess ist beendet.

1.1.4 Direkte Lippen-selektive Zementierung

Die Methode der direkten Lippen-selektiven Zementierung ist eine Alternative zur Zementierung von Brunnen, die einen Bypass-Kanal in der Zone des produktiven Reservoirs schafft, der den Kontakt mit der Swab-Lösung komplett ausschließt [02, 06]. Diese Art der Zementierung ist für alle Intervalle relevant, die der Isolierung vom produktiven Reservoir unterliegen. Bei der Manzheto-selektiven Zementierung wird die Produktionsschicht sowohl vor dem Kontakt mit der Tamponlösung, als auch vor dem Erhalt des Filtrats geschützt. Selektive Zementierung wird auch in Bereichen mit niedrigem Reservoir-Druck mit stark entwässerten Schichten eingesetzt, die einer hydraulischen Frakturierung unterliegen.

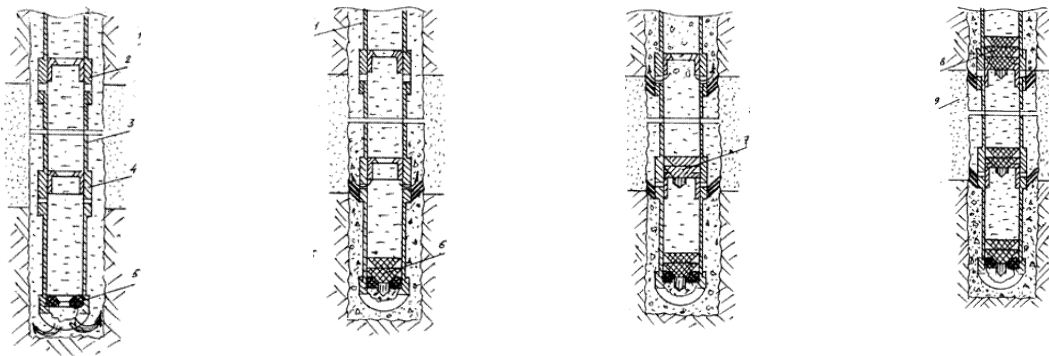


Abbildung 5 – Layout der Unterseite der Betriebssäule und der Technologie der selektiven Zementierung des Brunnens

Zementierstufen:

1. Die Brunnen vor dem Zementieren spülen;
2. Injektion der Pufferflüssigkeit und der Güllemischung der ersten Stufe der Zementierung, der Beginn der Säule und die Landung des unteren Zementrohrs auf dem unteren Packergerät;
3. Öffnen des technologischen Ventils und Zementierung von Kupplungsfenstern, Spülung des Brunnens. Nach dem OZC die Injektion der Pufferflüssigkeit und der Güllemischung der zweiten Stufe der Zementierung, der Beginn der Säule und die Landung des oberen Zementstopens in der Kupplung, das Schließen von Zementfenstern;

4. Abschluss des Zementierbetriebs.

Bei der Zementierung der oben genannten Methode bleibt das Intervall in der Zone des Produktionsbehälters durch den Einsatz der Dachstapelgeräte offen, die sowohl über der Dachdämmung als auch unter der Sohle des Produktionsbeckens installiert sind [41, 44].

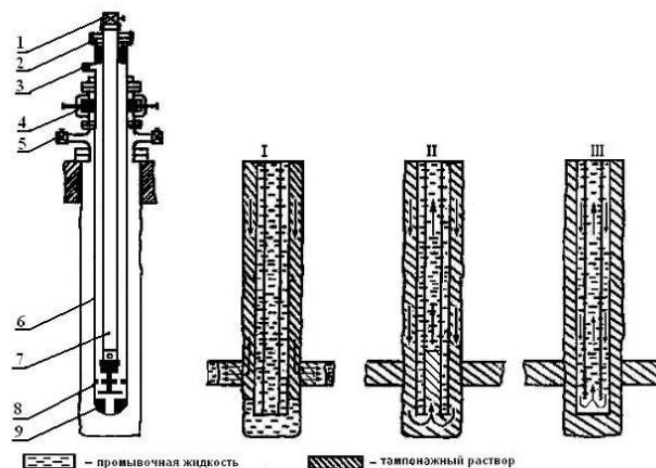
1.1.5 Umgekehrte Zementierung

Die einzige Möglichkeit, wie die Lösung nicht in die Säule gegossen wird, und in den Raum, durch den sich das Gesicht bereits in der Säule befindet, wodurch die Bohr-(Reinigungs-) Lösung auf die Oberfläche gedrückt wird.

Die umgekehrte Zementierung ist zweckmäßig, um bei hoher Wahrscheinlichkeit die Aufnahme einer Tamponlösung anzuwenden [45]. Eine weitere Voraussetzung für die Anwendung dieser Methode ist das Fehlen der notwendigen Anzahl von Pumpen auf dem Rigg, ohne die eine direkte Zementierung unmöglich ist. Mit allen Vorteilen der Art und Weise, wie es Nachteile hat: Es ist schwierig, das Ende der Zementierung zu bestimmen, die Qualität des Zementsteins am Boden der Bohrung deutlich schlechter. Sie können das Ende der Zementierung auf folgende Weise definieren

Abbildung 6 zeigt ein Zementierungsschema mit einem steuerbaren Rückschlagventil. Diese Methode erfolgt in drei Stufen:

1. Injektion der Schwabösung in den Schleerraum.
2. Stanzen des 1. Teils der Swab-Lösung in die Spalte.
3. Spülung der Prozessspalte.



1.1.6 Zählerströme

Die Wahl der obigen Methode ist tatsächlich, wenn in einem Abschnitt eines gut durchlässigen Ablagerungen mit geringen Steigungen des Reservoirdrucks vorhanden sind. Die Zementierung durch Gegenströme ist unersetzlich, wenn es nicht isolierte Zonen der Absorption gibt, in einem Abschnitt gibt es Schichten mit niedrigem Druck eines hydraulischen Bruchs [45].

Die Zementierung von Gegenströmen (Abbildung 7) erfolgt in drei Stufen:

1. Einspritzung der Lösung in die Säule und in den Schleierraum;
2. Ein Zementlösungsanbieter in der absorbierenden Schicht;
3. Spülung der Prozessspalte.

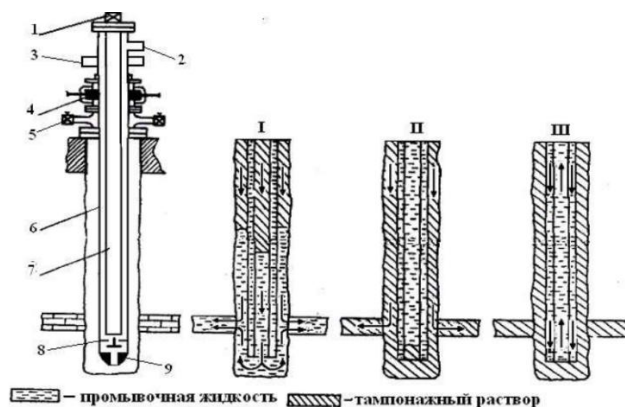


Abbildung 7-Das Schema der Zementierungsmethode durch Gegenströme

2 Komplikationen und Unfälle bei der Zementierung

Nun zementieren ist ein komplexer Prozess. Um es erfolgreich zu vervollständigen und das erwartete Ergebnis zu erzielen, ist es notwendig, qualitative chemische Reagenzien zu verwenden und die Technologie und Empfehlungen vollständig einzuhalten. Bei Nichteinhaltung oder fahrlässiger Behandlung drohen Komplikationen oder gar Unfälle [44].

Komplikation ist eine erzwungene Pause beim Bau eines Brunnens, die durch den Einfluss eines oder einer Kombination mehrerer natürlicher and/oder geologischer Faktoren verursacht wird.

Der Unfall ist ein direkter Verstoß gegen den technischen und technologischen Prozess des Brunnenbaus, der besondere Arbeiten zur Erneuerung erfordert.

Folgende Komplikationen und Unfälle können bei Zementierung von Wells liegen:

- Absorption der Swab-Lösung und Waschflüssigkeit;
- Starker Druckerhöhung während der Zeit der Verdrängung der Swab-Lösung;
- Gasmanifestationen und Ströme durch den Raum, meist in der Zeit der Einstellung und Verhärtung der Güllelösung;
- Unvollständige Befüllung des angegebenen Intervalls des vergrabenen Raumes mit einer Tamponlösung [42, 45].

2.1 Absorption

Die Absorption ist das Ergebnis eines zu hohen Drücken der Brunnenwände während der Zementierung.

Die Hauptgründe sind:

1. In einem Abschnitt gibt es hochdurchlässige GP, Schichten von AVPD, die der Aufnahme von Flüssigkeiten unterliegen;
2. Der Bohrdruck muss immer größer sein als der Stausee. Wie bei der Repression filtrieren von der Tampon-Lösung verlässt in durchlässigem GP.

Weitere Gründe:

1. minderwertige Vorbereitung der Bohrung;
2. falsch ausgewähltes Rezept der Pufferflüssigkeit und der Swab-Lösung;

3. Fehlentscheidung der Methode und des Zementierungsmodus;
4. Injektion der Gulle mit Stopps, die mit Absorption oder FRACTURING behaftet ist.

Folgen:

1. Nicht-Aufstieg der Tampon-Lösung auf das notwendige Niveau;
2. Bruch des massiven Zementsteins;
3. Verunreinigung von PP;
4. Interplast Perocoki oder Korrosion von Häuserohren;
5. NVP aufgrund des geringeren Flüssigkeitsspiegels im Schleifbereich.

Möglichkeiten, um zu verhindern [45]:

- Kontrolle der Werte der Wasserausbeute,-dichte und Viskosität der Gullelösung;
- Verhindern, dass der Kreislauf anhält;
- Strikt dem gewählten Zementierungsregime entsprechen;
- Voraussetzung ist, dass der SCS die Grundparameter während des gesamten Zementierungsprozesses steuert.

2.2 Hoher Druck

Bei dieser Komplikation lassen sich mehrere Hauptgründe herausgreifen:

- A) falsche Auswahl der Dichte der Gullelösung;
- B) Die falsche Wahl des Modus und der Methode der Zementierung;
- C) Dehydrierung der Tamponlösung im Intervall, gefaltet durch durchlässige Rassen;
- D) Bildung eines großen Volumens von dichtem, hochthixotropischen Gemisch aus Gullelösung und Waschflüssigkeit;
- E) einseitige Förderung einer Tamponlösung auf einem breiten Teil des Querschnitts des Längsraumes;
- F) vorzeitiges Verdichten und Erfassen der Schwabenlösung durch unsachgemäße Auswahl der Komposition.

Häufiger auf einer Bohranlage in Vorbereitung einer Tampon-Lösung mit mehreren Zement-Mischmaschinen, daher wird nach der Vorbereitung der einzelnen

Portionen empfohlen, zunächst eine Lösung in der allgemeinen Mittelkapazität zu lenken, um zu erreichen Parameterausrichtung [43]. Erst nach der Steuerung zum Pumpen in den Brunnen. Daraus kann man den Schluss ziehen, dass der Prozess der Kontrolle über die Eigenschaften einer Tamponlösung kontinuierlich sein sollte, um den Einfluss dieses Faktors auf das Auftreten von Komplikationen und Unfällen auszuschließen.

2.3 Gas Shows und fließt

Es entstehen Gasmanifestationen und der Fluss von Reservoir-Flüssigkeiten durch den Innenraum:

- Absenken des Rückdrucks unter dem Reservoirdruck auf die Bohrlochwände in durchlässigen Horizonten;
- Die Verdimentationsschwankungen sind der Grund für die Entstehung von Kanälen im Raum;
- Wenn es eine Waschflüssigkeit oder eine Filtrationsklam-Kruste im zementierten Intervall gibt;
- Wenn der Zement gegen die Herstellung gemacht wird, knackt die Tonfolie.

Um Gasmanifestationen zu verhindern und perokoki erlaubt es, die Projekt-Verhältnisse zwischen Dichten und Volumen von Flüssigkeiten zu beobachten, und im Falle der umgekehrten Zementierung-ist es notwendig, den Rückdruck auf den Mund von OK zu regulieren, so dass der Druck auf die Brunnenwände ist immer Über dem Plast [42].

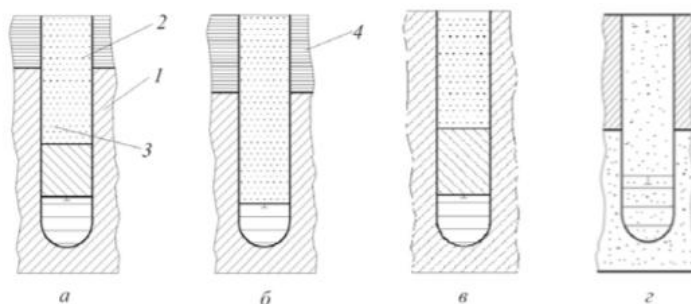
2.4. Unvollständige Füllung

Die Gründe für die unvollständige Füllung sind oft:

- Unkorrekter Platzbedarf bei der Planung der Brunnenzementierung;
- Fehler bei der Messung des Lösungsvolumens bei der Einspritzung in den Brunnen;
- Absorption der Lösung.

Um das notwendige Volumen der Güellösung zu berechnen, muss man den durchschnittlichen Durchmesser des Brunnens kennen, der durch den vor dem Abstieg OK aufgezeichneten Höhlengrat zu erkennen ist. Der häufigste Fehler kann als falsche

Kontokomprimierbarkeit bezeichnet werden, insbesondere in Fällen, in denen die Verarbeitung Reagenzien verwendet, die zur Schäumlösung beitragen. Um diesen Fehler zu vermeiden, empfiehlt es sich, zuverlässigere Daten zu verwenden, die mit Hilfe von Fließmesser und Adder gewonnen werden, die an der Station von SCS montiert werden. In Ermangelung solcher Geräte sollte der Kompressivkoeffizient der Lösung mit Laborinstrumenten bewertet werden [44].



Zahl 25 Arten von Unfällen bei der Montage

2.5 Unfallverhütung bei Zementierung OK

Um die oben genannten Unfälle zu verhindern, ist es notwendig, in den technologischen Prozess sowohl die Zementierung von Gehäusesäulen als auch den vorbereitenden Prozess eine Reihe von Maßnahmen einzuführen, die das Risiko eines Auftretens bei ordnungsgemäßer Durchführung erheblich verringern. Zu diesen Empfehlungen gehören:

- In der Regel ausgewählte Formel der Vergusslösungen für bestimmte Bedingungen und Brunnen;
- Zementierung unmittelbar nach dem Abstieg der Säule und Spülung ohne technische Ausfallzeiten durchzuführen;
- Berücksichtigung des Kompressivitätskoeffizienten;
- Ständig überwachen Sie das Volumen der gepumpten Flüssigkeit in den Brunnen auf den Tarirovym Tanks der CA;
- Visuelle Kontrolle über die Art der Zirkulation. Es wird empfohlen, den Download und den Verkäufer kontinuierlich, ohne Sprünge durchzuführen.