

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Анализ конструкций и направлений модернизации противовыбросового оборудования»

УДК 622.245.73

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Савенко Артем Андреевич		10.06.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев А.В.	к.т.н., доцент		17.06.2022

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Епихин А.В.			11.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., профессор		11.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	к.т.н., доцент		11.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	к.х.н., доцент		11.06.2022

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По Основной образовательной программе подготовки магистров

По направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: Технология строительства нефтяных и газовых скважин

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики).	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7; ОПК-8; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности.	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23.
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7; ОПК-8; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7; ОПК-8; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22.
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов.	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20.
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7; ОПК-8; ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы.	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
Минаев К.М.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Савенко Артему Андреевичу

Тема работы:

«Анализ конструкций и направлений модернизации противовыбросового оборудования»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:
--

22.06.2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объект исследования – противовыбросовое оборудование.

Предмет исследования – конструкции и направления модернизации.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Провести аналитический обзор основных сведений о газонефтеводопроявлениях (условия, причины, факторы возникновения); • Выполнить статистический анализ аварий на опасном производственном объекте; • Выявить причины перехода газонефтеводопроявлений в открытый фонтан; • Представить состав противовыбросового комплекса; • Выполнить классификацию противовыбросового оборудования; • Сравнить накопленный отечественный и зарубежный опыт производства противовыбросового оборудования; • Проанализировать схемы противовыбросового оборудования.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>55 рисунков, 42 таблицы, 9 приложений</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Профессор, к.э.н., Шарф И.В.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Доцент, к.т.н. Сечин А.А.</p>
<p>«Иностранный язык»</p>	<p>Профессор, д.ф.н., Матвеев И.А.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Abstract</p>	
<p>Composition and application of blowout prevention equipment</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>8.02.2022</p>
--	------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев А.В.			9.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Савенко Артем Андреевич		10.02.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Савенко Артем Андреевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при строительстве поисково-оценочной скважины № Z нефтяного месторождения X
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96 РД 39-0148052-537-87 СНиП 12-01-2004
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. От 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности строительства поисково-оценочной скважины № Z нефтяного месторождения X
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Обоснование стоимости выполнения подготовительных работ при строительстве поисково-оценочной скважины № Z нефтяного месторождения Z
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Обоснование общей стоимости строительстве поисково-оценочной скважины № Z нефтяного месторождения X согласно сводному сметному расчету

Перечень графического материала:

Сметная документация по обоснованию и общей оценке стоимости перечня операций по строительству скважины в табличной форме

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	8.02.2022
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.э.н.		9.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Савенко Артем Андреевич		10.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Савенко Артему Андреевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: противовыбросовое оборудование. Область применения: строительство нефтяных и газовых скважин
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны оператора товарного: <ol style="list-style-type: none"> 1. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). 2. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. 3. и др.
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения 2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения	2.1. Вредные и опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень общей и локальной вибрации – Недостаток освещения – Движущиеся части производственного оборудования и механизмы – Работа на высоте – Неблагоприятные климатические условия
3. Экологическая безопасность:	Выполнить анализ воздействия выполняемых работ на объекты атмосферы, гидросферы и литосферы. Предложить мероприятия по уменьшению воздействия выполняемых работ на атмосферу, гидросферу и литосферу.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Определить возможные ЧС и возможные причины их возникновения. Предложить меры по обеспечению безопасности сотрудников и минимизации вероятности возникновения ЧС.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	8.02.2022
--	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	к.т.н., доцент		9.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Савенко Артем Андреевич		10.02.2022

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)
 Форма представления работы:
 магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи слушателем выполненной работы:	10.06 – 11.06.2022
---	--------------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Введение</i>	5
	<i>Обзор по ГНВП: статистические сведения, условия, причины возникновения</i>	10
	<i>Обзор основных причин перехода ГНВП в открытый фонтан</i>	6
	<i>Анализ состава конструкций ПВО</i>	13
	<i>Сравнительный анализ опыта производства ПВО на отечественном и зарубежном рынке</i>	15
	<i>Составление схемы ПВО</i>	15
	<i>Написание части на иностранном языке</i>	7
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	8
	<i>Социальная ответственность</i>	8
	<i>Заключение</i>	5
	<i>Презентация</i>	8
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев А.В.			8.02.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н., доцент		9.02.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 158 страниц, 55 рисунков, 42 таблицы, 38 источников, 9 приложений.

Ключевые слова: противовыбросовое оборудование, открытый фонтан, газодонефтепроявления, превентор, дивертор, манифольд.

Объектом исследования является: противовыбросовое оборудование.

Цель работы – Провести анализ конструкций и направлений модернизации противовыбросового оборудования.

В процессе исследования проводились: аналитический обзор основных сведений о газонефтеводопроявлениях (условия, причины, факторы возникновения); выполнен статистический анализ аварий на опасном производственном объекте; выявлены причины перехода газонефтеводопроявлений в открытый фонтан; представлен состав противовыбросового комплекса; выполнена классификация противовыбросового оборудования; сравнение накопленного отечественного и зарубежного опыта производства противовыбросового оборудования; анализ схем противовыбросового оборудования; установлен объем финансовых затрат на использование отечественного противовыбросового оборудования в сравнении с зарубежными; проведена оценка опасных производственных факторов при проведении работ на буровой установке.

В результате исследования: выявлены перспективы применения отечественных и зарубежных противовыбросовых комплексов, а также основные направления их модернизации.

Область применения: герметизация устья нефтяных и газовых скважин при их строительстве и ремонте.

Экономическая эффективность/значимость работы. Применение современных противовыбросовых комплексов для герметизации устья нефтяных и газовых скважин позволит снизить капитальные и эксплуатационные затраты.

ABSTRACT

Final qualifying work 158 pages, 55 figures, 42 tables, 38 sources, 9 applications.

Key words: blowout prevention equipment, open fountain, gas-water-oil shows, preventer, diverter, manifold.

The object of research is: blowout prevention equipment.

The purpose of the work is to analyze the designs and directions of modernization of blowout preventer equipment.

In the course of the study, the following was carried out: an analytical review of the basic information about gas, oil and water manifestations (conditions, causes, factors of occurrence); a statistical analysis of accidents at a hazardous production facility was performed; the reasons for the transition of gas, oil and water spills into an open fountain were identified; the composition of the anti-blowout complex is presented; the classification of blowout preventer equipment was completed; comparison of the accumulated domestic and foreign experience in the production of blowout prevention equipment; analysis of blowout prevention equipment schemes; set the amount of financial costs for the use of domestic blowout prevention equipment in comparison with foreign ones; an assessment of hazardous production factors during work on a drilling rig was carried out.

As a result of the study: the prospects for the use of domestic and foreign blowout control systems, as well as the main directions for their modernization, were identified. Scope: sealing the mouth of oil and gas wells during their construction and repair.

Economic efficiency/significance of the work. The use of modern blowout prevention complexes for sealing the mouth of oil and gas wells will reduce capital and operating costs.

Условные обозначения и определения

АВПД – аномально высоким пластовым давлением

АНПД – аномально низким пластовым давлением

БР – буровой раствор

ВГУП – вращающиеся универсальные гидроприводные превенторы

ВП – вращающиеся превенторы

ГНПВ – газонефтеводопроявления

ИПТ – испытание пласта на трубах

КРС – капитальный ремонт скважин

КОБ – клапан обратный бескорпусного типа

КОД – клапан обратный дифференциальный типа

КОС – клапан обратный самозаполняющегося типа

КШ – кран шаровый полнопроходный для трубопроводов (мани-фольдов)

высокого давления

КШЗ – кран шаровый для колонны бурильных труб с замковой резьбой

типа

КШН – кран шаровый для колонны насосно-компрессорных труб

КШПН – кран шаровый полнопроходный для колонны НКТ

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ОПО – опасный производственный объект

ПВО – противовыбросовое устройство

ППГ – превентор плашечный гидравлический

ППГ2 – плашечные сдвоенные гидроприводные превенторы

ППР – плашечный превентор с ручным приводом

ПУС – универсальный гидравлический превентор со сферическим уплот-

нителем

ПУГ – превентор универсальный гидравлический

РРГ – режим растворенного газа

СПО – спуско-подъемные операции

СГУ - станций гидроуправления превенторами

УУП – уплотнитель универсального превентора

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный

Газонефтеводопроявления – поступление пластового флюида (газ, нефть, вода, или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ при ее строительстве, освоении и ремонте. При этом поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования.

Газонапорный режим (режим газовой шапки) – обусловлен давлением, создаваемым природным газом в сводовой части пласта, при этом нефть перемещается к скважинам под действием расширения контактирующего с ней газа.

Выброс – кратковременное излияние на поверхность бурового раствора, пластового флюида, возникающее за счет энергии расширяющегося газа.

Открытый фонтан – это неуправляемое истечение пластовых флюидов через устье скважины в результате отсутствия, технической неисправности, негерметичности, разрушения противовыбросового оборудования или вследствие грифообразования.

Перелив – истечение жидкости через бурильные трубы при отсутствии циркуляции в скважине.

Грифон – внезапный прорыв на поверхность флюида (чаще всего газа), движущегося под большим давлением по затрубному пространству буровой скважины.

Геологический объект – природные залежи газа, нефти, газированной и минерализованной воды, то есть месторождения флюидов, которые вскрываются с целью их последующей разработки и в процессе разбуривания последних.

Фонтаноопасность залежи – потенциальная способность создать при ее разбуривании условия неуправляемого поступления флюида в ствол скважины, интенсивного развития ГНВП с последующим переходом его в открытое фонтанирование и оказывать воздействие на окружающую среду при возникновении фонтана.

Природный режим фонтанирования – совокупность естественных сил, которые обеспечивают перемещение нефти и газа в пласте к забоям добывающих скважин.

Оглавление

РЕФЕРАТ	9
ABSTRACT	10
Условные обозначения и определения	11
Введение.....	16
1 Основные сведения о газонефтеводопроявлениях	17
1.1 Статистические сведения по авариям на ОПО	17
1.2 Возникновение ГНВП: условие, причины, факторы.....	21
1.2.1 Режимы работы нефтяных залежей	22
1.2.2 Поведение газа в скважине	25
1.2.3 Особенности всплытия газовой пачки в скважине с открытым устьем	26
1.2.4 Особенности всплытия газовой пачки в скважине с закрытым устьем.....	27
1.2.5 Особенности поведения давления в скважине при ГНВП	28
2 Причины перехода газонефтеводопроявлений в открытые фонтаны и их последствия на разных этапах жизненного цикла скважины.....	29
2.1 Техничко-технологические факторы фонтаноопасности	31
2.2 Фонтаноопасность при креплении и заканчивании скважин.....	33
2.3 Фонтаноопасность при эксплуатации скважины.....	34
3 Современные системы противовыбросового оборудования: отечественный и зарубежный опыт	35
3.1 Устьевое ПВО (герметизаторы)	38
3.1.1 Универсальные превенторы.....	38
3.1.2 Плашечные превенторы	42
3.1.3 Вращающиеся превенторы	51
3.1.4 Диверторы.....	56
3.2 Манифольд.....	58
3.3 Оборудование для очистки бурового раствора.....	61
3.3.1 Газосепаратор.....	61
3.4 Вставное оборудование бурильных колонн.....	63
3.4.1 Обратные клапаны	63
3.4.2 Кран шаровый	68
3.4.3 Вставные превенторы.....	73
3.5 Система управления.....	74
3.5.1 Станция управления превенторами	74
3.5.2 Станция управления противовыбросовым оборудованием	74
3.6 Сравнение обобщенного опыта отечественного и зарубежного производства противовыбросового оборудования.....	76
3.7 Схемы противовыбросового оборудования	81
3.8 Обобщенный анализ конструкций и направлений модернизации противовыбросового оборудования.....	89

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	93
5 Социальная ответственность	102
Заключение	114
Список использованных источников	115
Приложение 1 – Распределение аварий, произошедших на ОПО в 2000-2020 гг.	120
Приложение 2 – Последовательность операций при глушении газопроявления методом бурильщика	121
Приложение 3 – Принципиальная схема ликвидации ГНВП методом бурильщика	122
Приложение 4 – Схема обвязки устья скважины ПВО при проведении ИПТ в открытом стволе	123
Приложение 5 – Фактическая схема установки и обвязки ПВО.....	124
Приложение 6 – Схема монтажа ПВО для бурения скважин.....	125
Приложение 7 – Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при бурении	126
Приложение 8 - Composition and application of blowout pre-vention equipment	127
Приложение 9 – Расчет сметной стоимости строительства поисково-оценочной скважины.....	137

Введение

Актуальность. Одной из причин перехода газонефтеводопроявлений (ГНВП) в открытый фонтан (ОФ) является правильный выбор и эксплуатация противовыбросового оборудования (ПВО). С этой целью актуален вопрос анализа существующего конкурентоспособного рынка производителей ПВО как отечественного производителя, так и зарубежного. После чего необходим правильный выбор направления модернизации существующих конструкций, отсюда тема магистерской диссертации является актуальной.

Цель работы – Провести анализ конструкций и направлений модернизации противовыбросового оборудования.

Задачи: Провести аналитический обзор основных сведений о газонефтеводопроявлениях (условия, причины, факторы возникновения); Выполнить статистический анализ аварий на опасном производственном объекте; Выявить причины перехода газонефтеводопроявлений в открытый фонтан; Представить состав противовыбросового комплекса; Выполнить классификацию противовыбросового оборудования; Сравнить накопленный отечественный и зарубежный опыт производства противовыбросового оборудования; Проанализировать схемы противовыбросового оборудования; Установить объем финансовых затрат на использование отечественного противовыбросового оборудования в сравнении с зарубежными; Провести оценку опасных производственных факторов при проведении работ на буровой установке.

Объект исследования: противовыбросовое оборудование. **Область применения:** герметизация устья нефтяных и газовых скважин при их строительстве и ремонте.

В результате исследования: выявлены перспективы применения отечественных и зарубежных противовыбросовых комплексов, а также основные направления их модернизации.

Значимость работы. Применение современных противовыбросовых комплексов для герметизации устья нефтяных и газовых скважин позволит снизить капитальные и эксплуатационные затраты.

1 Основные сведения о газонефтеводопроявлениях

1.1 Статистические сведения по авариям на ОПО

Федеральный государственный надзор в области промышленной безопасности в 2020 г. осуществлялся в отношении 601 организации, эксплуатирующих 8687 опасных производственных объектов нефтегазодобывающей промышленности (ОПО), в том числе: I класса опасности — 666; II класса опасности — 1258; III класса опасности — 4981; IV класса опасности — 1782 [1]. Приведем по данным Ростехнадзора статистику по распределению аварий на ОПО в 2019-2020 гг. Таблица 1 – Распределение аварий, произошедших на ОПО в 2019-2020 гг. [1]

Виды аварий	Количество аварий				+/-
	2019 г.		2020 г.		
	Количество	%	Количество	%	
Открытые фонтаны	2	29	2	20	0
Взрывы и пожары на объектах	2	29	6	60	+4
Падение буровых (эксплуатационных) вышек, разрушение их частей	0	0	0	0	0
Прочие (разрушение технических устройств, разливы нефтесодержащей жидкости)	3	42	2	20	-1
Всего:	7	100	10	100	+3

На основании данных таблицы 1 определим, что доля открытых фонтанов в общем объеме аварий, произошедших на ОПО в 2019 гг. составляет 29 %, в 2020 г. – 20%. В абсолютном выражении количество аварий в 2019 и 2020 гг. остается неизменным и равно 2. Подобным образом проанализируем ситуацию по распределению аварий на ОПО в 2018-2019 гг. и 2017-2018 гг.

Федеральный государственный надзор в области промышленной безопасности в 2019 г. осуществлялся в отношении 7051 ОПО нефтегазодобычи, в том числе: I класса опасности — 462; II класса опасности — 1046; III класса опасности — 4100; IV класса опасности — 1443 [2].

Таблица 2– Распределение аварий, произошедших на ОПО в 2018-2019 гг. [2]

Виды аварий	Количество аварий				
	2018 г.		2019 г.		+/-
	Количество	%	Количество	%	
Открытые фонтаны	3	33	2	29	-1
Взрывы и пожары на объектах	1	11	2	29	+1
Падение буровых (эксплуатационных) вышек, разрушение их частей	1	11	0	0	-1
Прочие (разрушение технических устройств, разливы нефтесодержащей жидкости)	4	45	3	42	-1
Всего:	9	100	7	100	-2

Федеральный государственный надзор в области промышленной безопасности в 2018 г. осуществляется в отношении 7864 опасных производственных объектов нефтегазодобычи, в том числе: I класса опасности — 525; II класса опасности — 1100; III класса опасности — 4281; IV класса опасности — 1958 [3].

Таблица 3 – Распределение аварий, произошедших на ОПО в 2017-2018 гг. [3]

Виды аварий	Количество аварий				
	2017 г.		2018 г.		+/-
	Количество	%	Количество	%	
Открытые фонтаны	9	56	3	33	-6
Взрывы и пожары на объектах	3	19	1	11	-2
Падение буровых (эксплуатационных) вышек, разрушение их частей	0	0	1	11	+1
Прочие (разрушение технических устройств, разливы нефтесодержащей жидкости)	4	25	4	45	0
Всего:	16	100	9	100	-7

Построим общую статистику по авариям на ОПО за 2017-2020 гг., где отразим общее количество аварий, количество аварий в виде открытых фонтанов, а также покажем распределение количества ОПО за указанный период.



Рисунок 1 – Общая динамика распределения аварий, произошедших на ОПО в 2017-2020 гг. [1-3]

По данным рисунка 1 определяем общую динамику количества аварий в виде открытых фонтанов падающей линией тренда. Видно, что их количество не растет, а уменьшается, либо остается на стабильном уровне. Это в целом согласуется с тенденцией общего количества аварий.

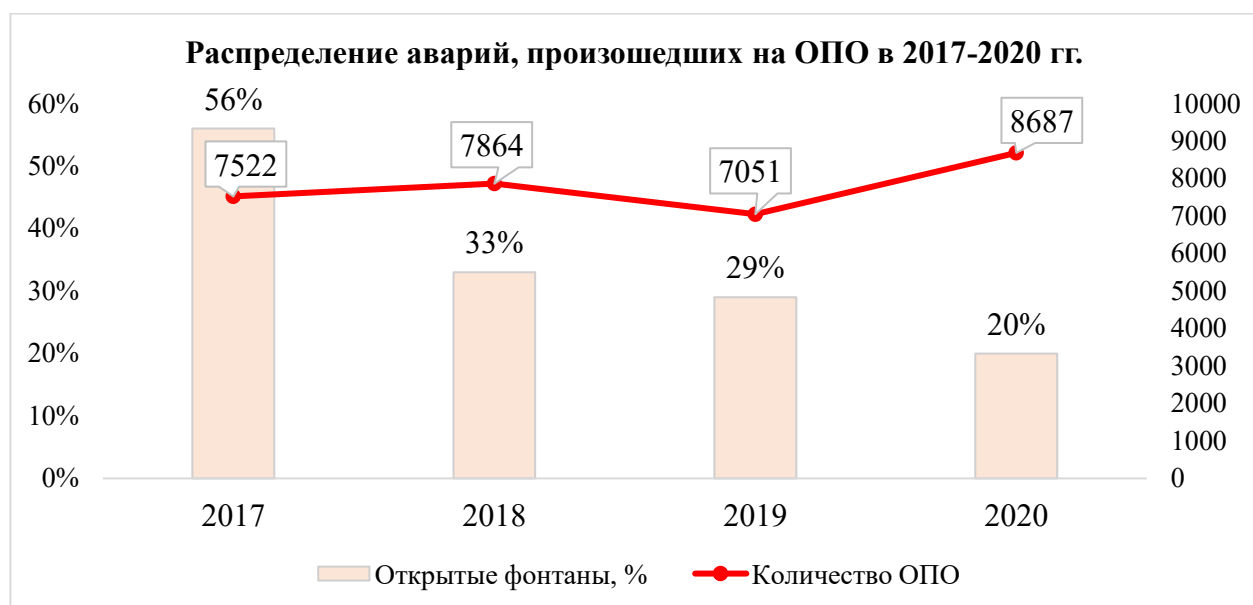


Рисунок 2 – Доля открытых фонтанов в общем количестве аварий, произошедших на ОПО в 2017-2020 гг. [1-3]

Приведем относительную долю аварий в виде открытых фонтанов к общей доле аварий, произошедших на ОПО. Данные рисунка 2 подтверждают снижение доли аварий в виде открытых фонтанов к общему количеству аварий. Также отметим, что при увеличении количества ОПО в 2020 г., общее количество аварий увеличилось, однако количество аварий в виде открытых фонтанов как в относительном, так и в абсолютном значении не увеличилось.

Рассмотрим динамику по количеству аварий на ОПО в более ранний период. Авторы [4] привели общее количество аварий и количество аварий в виде открытых фонтанов.

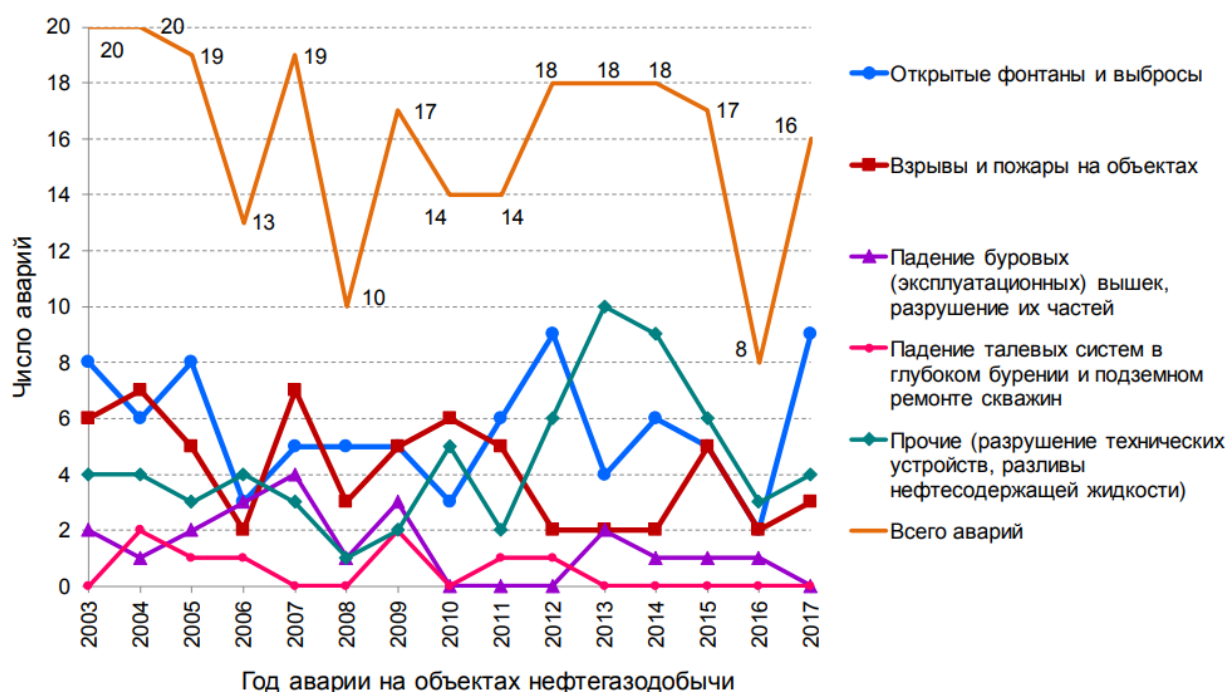


Рисунок 3 – Общая динамика распределения аварий, произошедших на ОПО в 2003-2017 гг. [4]

Другой источник [5] приводит данные по статистике на 2000-2004 гг. Приведем общую динамику количества аварий в виде открытых фонтанов на период 2000-2020 гг. в Приложении 1.

По динамике доли открытых фонтанов в общем количестве аварий на ОПО в 2000-2020 гг. определим пики (более 50 %). Они приходятся на 2008, 2012 и 2017 гг. В среднем за период доля открытых фонтанов в общем количестве составляет 33 %.

1.2 Возникновение ГНВП: условие, причины, факторы

Причины газонефтеводопроявления (ГНВП) приводят к причинам возникновения открытых фонтанов. В данном разделе введем понятие ГНПВ, определим условия и причины возникновения, а также обозначим факторы, влияющие на возникновение ГНВП.

Главное условие возникновения ГНВП – превышение пластового давления над давлением, создаваемым столбом промывочной жидкости в интервале пласта, содержащего флюид.



Рисунок 4 – Основные причины возникновения ГНПВ [6]

От сочетания факторов, влияющих на возможность возникновения ГНПВ зависит потенциальная опасность возникновения ГНВП, возможное наличие осложнений при ликвидации, а также определяется масштаб последствий.

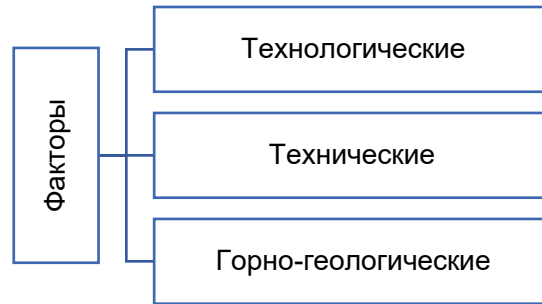


Рисунок 5 – Факторы, влияющие на возникновение ГНПВ [6]

Горно-геологические характеристики, оказывающие влияние на фонтаноопасность [7]:

- пластовое давление;
- природный режим фонтанирования залежи;
- плотность флюида;
- сжимаемость флюида и породы (упругоэластические свойства пластов);
- пористость породы;
- фильтрационные характеристики породы;
- пожароопасность и взрывоопасность флюида;
- токсичность флюида.

Пластовое давление – это один из важнейших показателей. Коллекторы с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) при прочих равных условиях обладают повышенной фонтаноопасностью [7]. Но при определенных условиях проявление может произойти и из пластов с нормальным пластовым давлением и аномально низким пластовым давлением (АНПД) (например, при падении статического уровня БР в скважине и низкой плотности пластового флюида).

1.2.1 Режимы работы нефтяных залежей

Различают упругий и жесткий водонапорные режимы.

При **жестком водонапорном** режиме нефть к скважинам перемещается за счет краевых и подошвенных вод, количество которых пополняется за счет атмосферных осадков и поверхностных водоемов [8]. Т.е. при таком режиме давление на контуре питания не снижается значительно.

Продолжительность и интенсивность фонтана будут сохраняться длительное время, затрудняя его ликвидацию и нанося значительный ущерб окружающей среде. Данный режим наиболее фонтаноопасный.

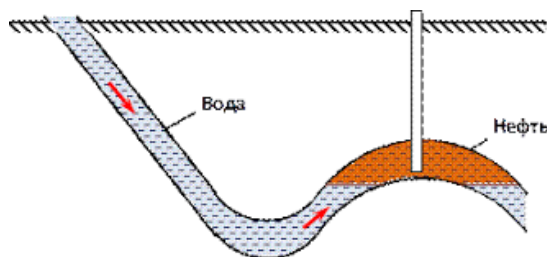


Рисунок 6 – Жесткий водонапорный режим [8]

Упругий водонапорный режим эксплуатации основан на упругом расширении жидкости (воды) и горных пород пластов, т.е. на расходовании накопленной ими упругой энергии [8].

При отборе флюида из пласта давление на контуре питания (граница залежи) постоянно снижается [8-9]. В силу этого, при открытом фонтанировании из залежи, имеющей такой режим, следует ожидать падения интенсивности фонтанирования во времени, что снижает степень ее фонтаноопасности в сравнении с жестким водонапорным режимом (особенно при длительной эксплуатации).

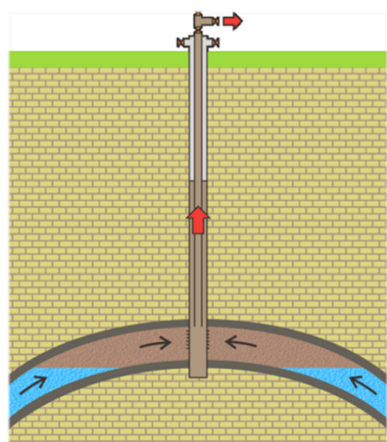


Рисунок 7 – Упругий водонапорный режим [8]

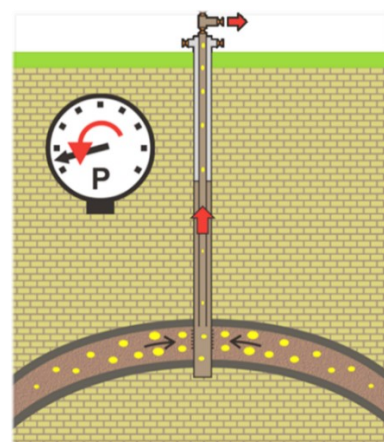


Рисунок 8 – Режим растворенного газа

Режим растворенного газа характерен для нефтяных месторождений, у которых свободный газ в залежи отсутствует, а в нефтяную часть пласта практически не поступает пластовая вода [9].

Если в процессе разработки давление в залежи упадет ниже давления насыщения, то начинается выделение газа из нефти непосредственно в залежи – режим растворенного газа (РРГ).

Расширяясь, газ выталкивает нефть к забоям скважин и сам движется в этом направлении.

При режиме растворенного газа энергия фонтанирования обратно пропорциональна объему добытой нефти, т.е. по мере увеличения отбора энергия пласта резко снижается. При этом снижается фонтаноопасность залежи.

Газонапорный режим (режим газовой шапки) – обусловлен давлением, создаваемым природным газом в сводовой части пласта, при этом нефть перемещается к скважинам под действием расширения контактирующего с ней газа [9].

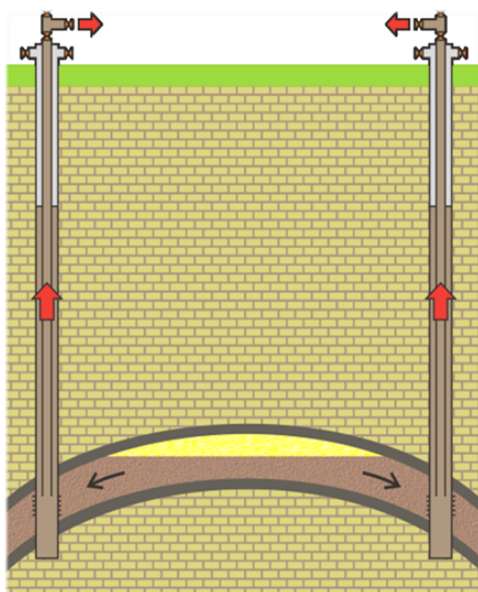


Рисунок 9 – Газонапорный режим (режим газовой шапки) [8-9]

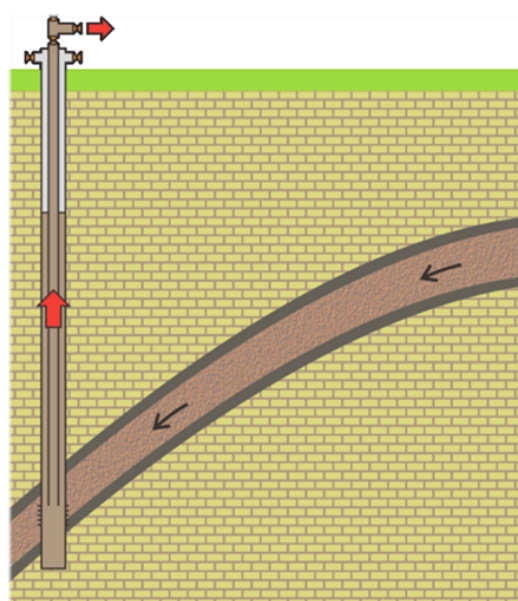


Рисунок 10 – Гравитационный режим работы нефтяных залежей [8-9]

Пластовое давление в процессе эксплуатации долгое время может оставаться постоянным. Это возникает тогда, когда объем газовой шапки становится слишком большим в сравнении с содержанием нефти в залежи. Когда нет нарушения баланса между добычей нефти и скоростью передвижения газонефтяного

контакта, то пластовое давление остается неизменным. Это приводит к повышенной степени фонтаноопасности (ФО) залежи.

Во время открытого фонтана (ОФ) состава скважинной продукции достаточно остается непостоянным и есть вероятность перехода нефтяного фонтана в газовый с переходом режима работы скважины в «газовый» [9].

Гравитационный режим характеризуется тем, что в пласте единственной действующей силой является сила тяжести [9]. Под ее воздействием обеспечивается перемещение УВ по капиллярам пласта.

Такой режим характеризуется невысокими пластовыми давлениями ($p_{пл}$) и низкими дебитами скважины (Q). В этой связи ФО подобных месторождений рассматривается как низкая.

Для залежей типа закрытых линз характерен **упругий** режим работы. Здесь движущей силой выступает показатель сжимаемости пород. Запасы такой энергии невысоки и исчерпаемы [9]. ФО оценивается как средняя либо низкая. С увеличением срока эксплуатации скважины, ФО уменьшается.

1.2.2 Поведение газа в скважине

В силу высоких гидравлических сопротивлений в сопловых насадках долота (при бурении), а также за счет включения в компоновки труб обратного клапана газовая пачка в первую очередь будет подниматься в затрубном пространстве [10].

Повышенная опасность объясняется следующими свойствами газа [10]:

- способностью газа проникать в интервале перфорации в скважину и образовывать газовые пачки;
- способностью газовых пачек к всплытию в столбе жидкости с одновременным расширением и вытеснением ее из скважины;
- способностью газовой пачки к всплытию в загерметизированной скважине, сохраняя первоначальное (пластовое) давление.

Режимы всплытия газа [10-11]:

- пузырьковый, когда газ всплывает в виде пузырьков, размер которых мал относительно общего объема жидкости (скорость всплытия составляет 300 до 350 м/час);
- снарядный, когда газ всплывает в виде пузырей, диаметр которых соизмерим с диаметром трубы (скорость всплытия составляет 600 до 900 м/час);
- кольцевой, когда газ поднимается, занимая все сечение затрубного пространства.

Кроме вышеперечисленных вариантов газ может [10-11]:

- находиться в растворенном в жидкости состоянии;
- находиться в покое относительно жидкости при определенных характеристиках жидкости.

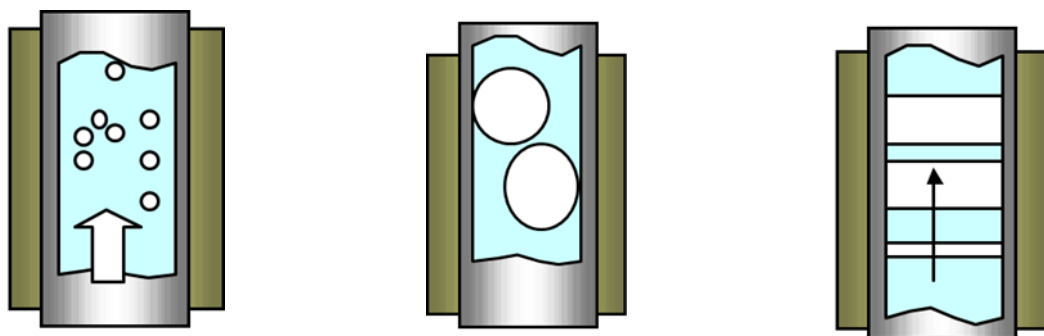


Рисунок 11 – Режимы всплытия газа [11]

а) пузырьковый; б) снарядный; в) кольцевой

1.2.3 Особенности всплытия газовой пачки в скважине с открытым устьем

В силу меньшей плотности газовой пачки по сравнению с плотностью бурового раствора (сила Архимеда больше силы тяжести) она постоянно всплывает в буровом растворе [10]. Так как гидростатическое давление жидкости, находящейся выше газовой пачки, уменьшается, газ расширяется, что приводит к выбросу бурового раствора.

Уменьшение объема бурового раствора приводит к снижению гидростатического давления на проявляющий пласт [11]. Это в свою очередь вызывает более интенсивное поступление газа из пласта, т.е. усугубление ГНВП.

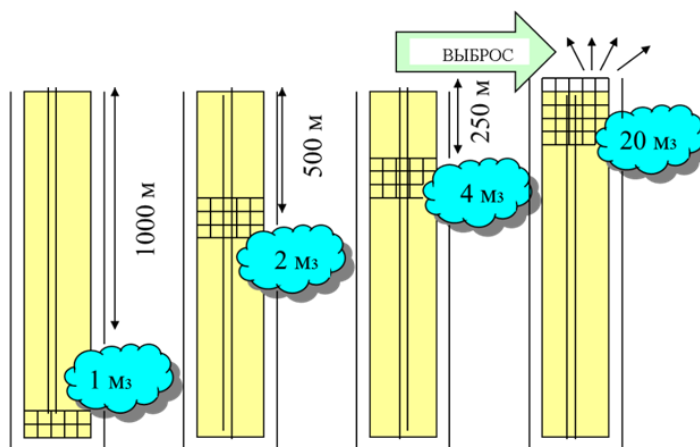


Рисунок 12 – Всплытие газовой пачки в скважине с открытым устьем [12]

Закон Бойля-Мариотта:

$$P_1 \times V_1 = P_2 \times V_2,$$

где V_1, V_2 – начальный и конечный объемы газа,

P_1, P_2 – начальное и конечное давления газа.

1.2.4 Особенности всплытия газовой пачки в скважине с закрытым устьем

Если газ попадает на устье без расширения (устье скважины загерметизировано), т.е. отсутствует возможность увеличения его объема в скважине, то пластовое давление «переносится» на устье скважины, что приводит к разрыву бурильных труб и устьевого оборудования с образованием фонтана [11]. Увеличенное при этом забойное давление приводит к гидроразрыву нижележащих пластов, вызывая поглощение жидкостей, снижению противодавления на пласты и притоку новых флюидов.

В связи с этим, при закрытой скважине нельзя в течение длительного времени допускать всплытия газовой пачки к устью скважины без регулирования ее объема [12].

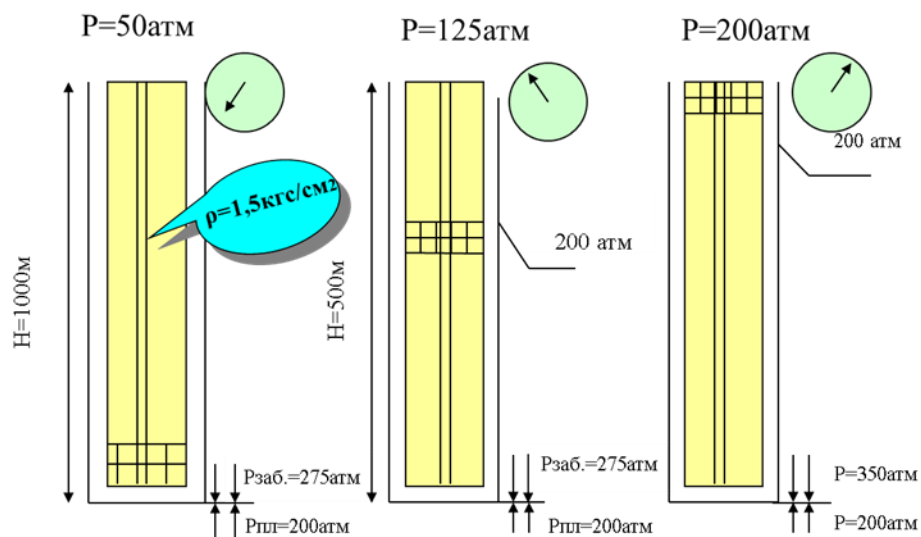


Рисунок 13 – Всплытие газовой пачки в скважине с закрытым устьем [12]

1.2.5 Особенности поведения давления в скважине при ГНВП

Поэтому газу при его всплытии необходимо дать возможность расширяться. Расширение происходит за счет снижения гидростатического давления столба бурового раствора, находящегося выше газовой пачки [13].

После герметизации устья скважины надо дождаться момента статического неустойчивого равновесия (5–10 минут), который характеризуется выравниванием пластового и забойного давления. В этом случае приток газа в скважину прекращается, на устье скважины создаются избыточные давления.

Избыточное давление в трубах определяется превышением пластового давления над гидростатическим давлением столба бурового раствора, находящегося в бурильных трубах [13]:

$$P_{\text{тр}}^{\text{изб}} = P_{\text{пл}} - \rho_0 \cdot g \cdot H,$$

где $P_{\text{пл}}$ – фактическое пластовое давление;

ρ_0 – исходная плотность бурового раствора, кг/м³;

H – глубина кровли проявляющего пласта, м.

Необходимо зарегистрировать избыточные давления в бурильных трубах $P_{\text{тр}}^{\text{изб}}$ и затрубном пространстве $P_{\text{зп}}^{\text{изб}}$, по увеличению объема в приемной емкости

определить объем поступившего в скважину пластового флюида V_0 . Также необходимо знать плотность бурового раствора, на котором проводили работы и глубину кровли поглощающего пласта [11-13].

Таблица 4 – Признаки ГНПВ [12]

Признаки ГНПВ	
Прямые	Косвенные
<ul style="list-style-type: none"> • Увеличение объема промывочной жидкости в приемных емкостях при бурении или промывке скважины • Перелив жидкости из скважины при отсутствии циркуляции • Увеличение скорости потока промывочной жидкости из скважины при неизменной подаче насоса • Уменьшение, по сравнению с расчетным, объема доливаемой жидкости при СПО • Увеличение объема вытесняемой из скважины жидкости при спуске труб по сравнению с расчетным 	<ul style="list-style-type: none"> • Изменение показателей бурового раствора (увеличение вязкости, уменьшение плотности и т.д.) • Изменение давления на буровых насосах (возможно как увеличение, так и снижение давления) • Увеличение веса бурильного инструмента • Увеличение мех. скорости бурения без геологических предпосылок • Повышение газосодержания в БР • Снижение уровня столба раствора в скважине при технологических остановках или простоях • Поглощение БР

2 Причины перехода газонефтеводопроявлений в открытые фонтаны и их последствия на разных этапах жизненного цикла скважины

Причины перехода газонефтеводопроявлений в открытые фонтаны [12]:

- недостаточная обученность персонала бригад освоения, ремонта скважин и инженерно-технических работников предприятий приемам и методам предупреждения и ликвидации ГНВП;
- несоответствие конструкции скважины горно-геологическим условиям вскрытия пласта и требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- некачественное цементирование обсадных колонн;
- отсутствие, неисправность, низкое качество монтажа устьевого оборудования;
- неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;

- отсутствие устройств для перекрытия канала насосно-компрессорных или бурильных труб.

Выделим группу наиболее опасных работы: газоопасные работы; демонтаж, монтаж и ремонт оборудования под давлением; работы, при которых имеет место наличие открытого устья скважины; испытание, освоение и интенсификация притока; спускоподъемные операции; смена насосного оборудования.

Последствия открытых фонтанов: потеря бурового и другого оборудования; непроездные материалы и трудовые затраты; загрязнение окружающей среды (разливы нефти или минерализованной воды, загазованность и др.); перетоки внутри скважины, вызывающие истощение месторождения и загрязнение вышележащих горизонтов; травмы и человеческие жертвы.

Характеристики пластового флюида в последовательности увеличения фонтаноопасности приведены рисунке ниже.

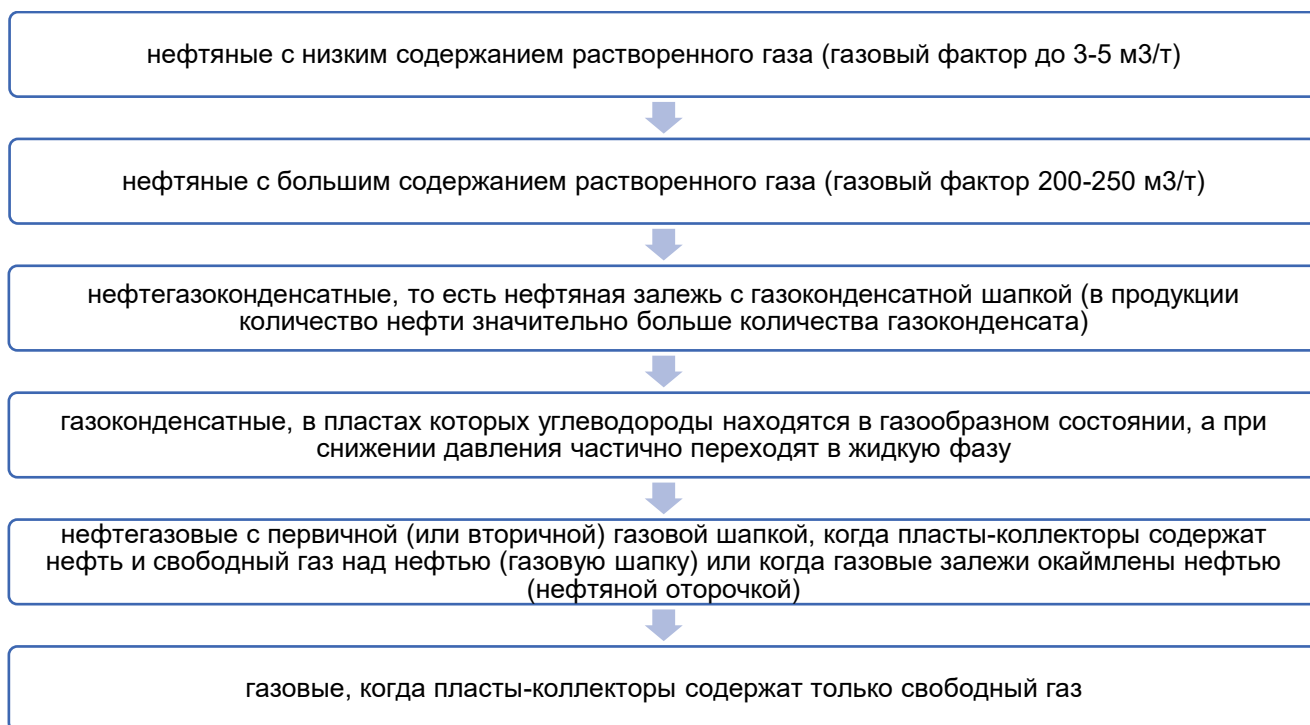


Рисунок 14 – Характеристики пластового флюида в последовательности увеличения фонтаноопасности [10-13]

2.1 Техничко-технологические факторы фонтаноопасности

На этапе проектирования скважины определяются [10]:

- режимные параметры;
- конструкция скважины;
- буровое оборудование.

Неверный выбор режимных параметров опасен при неправильном выборе расхода промывочной жидкости. Если гидродинамическое давление окажется выше давления гидроразрыва, то может произойти поглощение бурового раствора с снижением его уровня в скважине и последующее ГНВП.

Увеличение фонтаноопасности при проектировании конструкции скважины заключается в неправильном определении глубин спуска обсадных колонн без учета глубин залегания пластов, склонных к проявлениям или поглощениям.

Несоответствие бурового оборудования может заключаться в неправильном выборе его характеристик. При этом должны соблюдаться следующие основные требования [10-12]:

- рабочее давление преентора должно быть больше вероятного пластового давления;
- коррозионное исполнение ПВО должно соответствовать условиям работы в агрессивных средах.

Неправильный монтаж бурового оборудования может привести к невозможности оперативного закрытия скважины при ГНВП, вымыва флюида из скважины в заданные сроки; уменьшается защищенность персонала буровой установки.

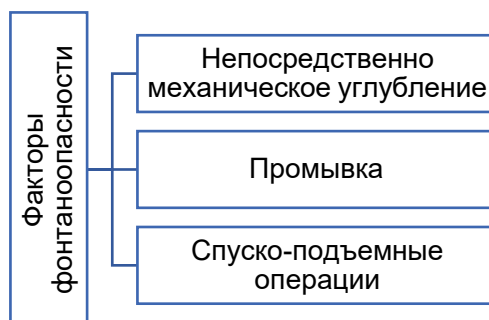


Рисунок 15 – Влияние на фонтаноопасность на этапе углубления скважины [12]

Увеличение фонтаноопасности в процессе бурения обеспечивается следующим [13]:

- вскрытие интервалов разреза скважины с недостоверно известными характеристиками;
- насыщение бурового раствора разбуренной породой (шламом) и содержащимися в выбуренной породе флюидами, при этом происходит изменение плотности бурового раствора и его свойств;
- увеличение гидродинамической составляющей забойного давления из-за необходимости обеспечения энергией работы породоразрушающего инструмента и очистки забоя скважины. При этом увеличивается вероятность поглощения бурового раствора в пласты, склонные к поглощениям, или вследствие гидроразрыва, с последующим падением статического уровня в скважине.

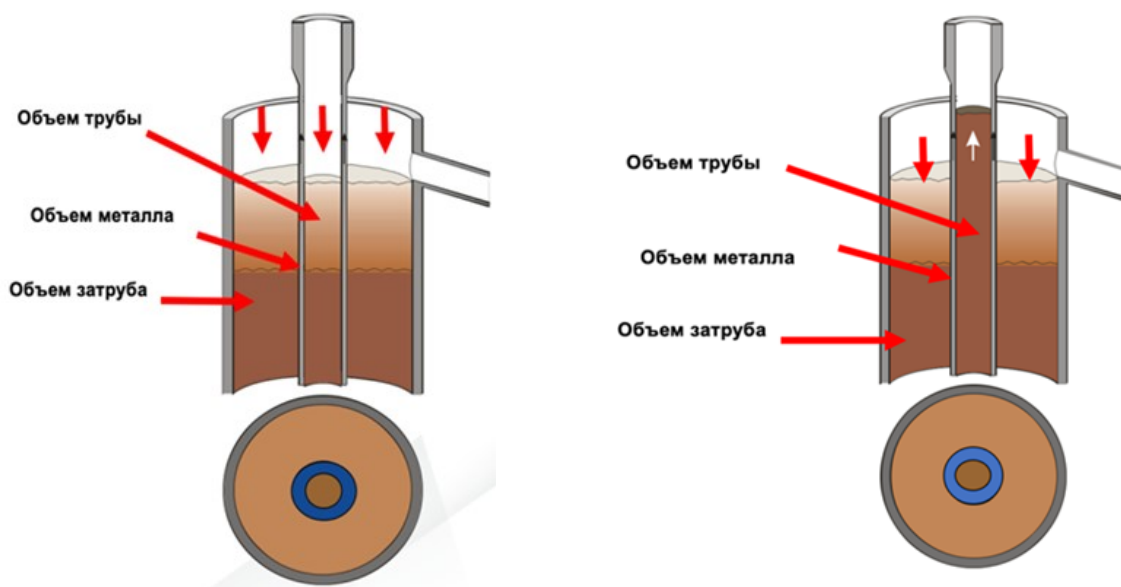
Увеличение фонтаноопасности в процессе промывки обеспечивается следующим [10-13]:

- потери давления на гидравлические сопротивления при перемещении бурового раствора по затрубному пространству скважины;
- низкие структурно-механические свойства бурового раствора могут привести к выпадению (осаждению) утяжелителя при технических отстоях с последующим поступлением пластового флюида из пластов-коллекторов;
- высокие структурно-механические свойства бурового раствора могут при технических отстоях привести к «зависанию» раствора на стенках скважины, что приведет к падению давления на флюидосодержащие пласты и создаст условия для проявления.

Увеличение фонтаноопасности в процессе спуско-подъемных операций (СПО) обеспечивается следующим [9-13]:

- падение уровня бурового раствора в скважине (при проведении подъема буровой колонны) вследствие извлечения из скважины объема металла буровых труб (при подъеме с сифоном скорость падения уровня раствора будет быстрее);

- падение давления в скважине в результате возникновения отрицательной гидродинамической составляющей давления при движении колонны (подъем);
- падение давления в скважине в результате возникновения эффекта поршневания при подъеме бурильной колонны;
- рост гидродинамической составляющей давления при спуске колонны (бурильной или обсадной). При этом возможно поглощение бурового раствора с последующим падением уровня и проявлением.



Подъем без сифона

Подъем с сифоном

Рисунок 16 – Подъем трубы с «сифоном» или «без сифона» [13]

2.2 Фонтаноопасность при креплении и заканчивании скважин

Для определения вероятности возникновения ГНВП из интервалов вышележащих при бурение нижележащих интервалов, с применением бурового раствора (БР) пониженной плотности, применяется параметр качества изоляции пластов [13-15].

ФО крепления определяется на основании возможности падения уровня БР при спуске обсадной колонны (ОК) при разрушении обратного клапана. Также

вероятность ФО определяется исходя из условий поглощения цементного раствора при операции цементирования и продавке с последующим проявлением [13-15].

К особым условиям проявления ФО относят операции перфорации и вызова притока. На это влияет технология проведения работ, где вызов притока обеспечивается искусственным снижением давления на пласт, содержащий УВ. Также причиной ФО является необходимость воздействия на высоконапорную залежь. Здесь неверное определение режима работы технологических параметров проведения операций может сопровождаться возникновением неуправляемого активным поступлением УВ к скважине.

2.3 Фонтаноопасность при эксплуатации скважины

Фонтаноопасность скважин в процессе эксплуатации определяется вероятностью [9-12]:

- внезапного выхода из строя элементов фонтанной арматуры;
- нарушения требований безопасного проведения работ на устье скважины по замене элементов фонтанной арматуры или их ремонту;
- нарушения требований безопасного проведения работ по исследованию скважин;
- нарушения требований безопасного проведения работ по интенсификации притока.

Большое число фонтанов происходит при капитальном и текущем ремонте скважин за счет неправильного или неполного глушения скважины. При эксплуатации скважины появление открытого фонтана происходит по причине неправильной эксплуатации противовыбросового оборудования, а также по причине некачественного исполнения и функционирования самого оборудования.

3 Современные системы противовыбросового оборудования: отечественный и зарубежный опыт

Противовыбросовый комплекс – комплекс специального оборудования для предотвращения выбросов. Предназначен для предотвращения развития проявления в выброс и открытый фонтан на буровой установке [16]. Он состоит из устьевого герметизирующего оборудования, его обвязки и системы управления. Всё оборудование этого комплекса называют противовыбросовым (ПВО).

Выбор противовыбросового оборудования осуществляется в зависимости от конкретных горно-геологических условий для выполнения, следующих технологических операций [16-17]:

- герметизации устья скважины при спущенных бурильных трубах и без них;
- вымыва флюида из скважины по принятой технологии;
- подвески колонны бурильных труб на плашках нижнего превентора после его закрытия;
- срезания бурильной колонны;
- контроля за состоянием скважины во время глушения;
- расхаживания бурильной колонны для предотвращения ее прихвата;
- спуска и подъема части или всей бурильной колонны при герметично закрытом устье.

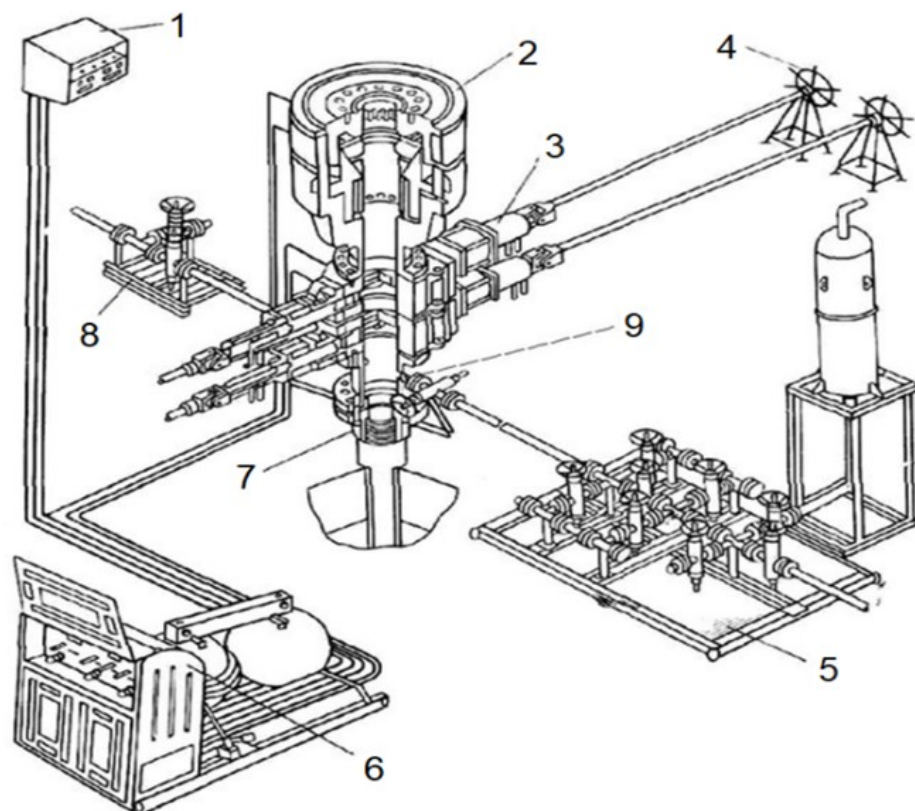


Рисунок 17 – Состав противовыбросового оборудования [17]

1 - Вспомогательный (дублирующий) пульт управления; 2 - Универсальный превентор; 3 - Плащечный превентор; 4 - Штурвал плащечного превентора; 5 - Блок дросселирования; 6 - Основной пульт управления и гидравлическая станция; 7 - Колонная головка; 8 - Блок глушения; 9 - Крестовина

ПВО включает стволовую часть, превенторы и манифольд.

Стволовая часть – это совокупность составных частей ПВО, оси стволовых проходов которых совпадают с осью ствола скважины, последовательно установленных на верхнем фланце колонной обвязки.

Стволовая часть включает универсальный, плащечный, вращающийся превенторы, устьевые крестовины, надпревенторную и другие дополнительно устанавливаемые катушки.

Превенторы предназначены для герметизации устья при наличии или отсутствии в скважине труб.

Манифольд состоит из элементов трубопроводов и арматуры, соединенных с линиями дросселирования и глушения скважин.



Рисунок 18 – Состав ПВО

Далее рассмотрим каждый элемент в составе ПВО, также, согласно разработанной классификации, приведем сравнение современных систем ПВО по накопленному опыту отечественных и зарубежных производителей.

3.1 Устьевое ПВО (герметизаторы)

3.1.1 Универсальные превенторы

Универсальный превентор предназначен для [17-18]:

- герметизации устья при наличии бурильного инструмента в скважине, на любой части бурильной колонны (гладкая часть, замковые соединения, УБТ, квадрат и др.), обсадных или насосно-компрессорных труб;
- герметизации устья при отсутствии бурильного инструмента в скважине;
- расхаживания инструмента;
- протаскивания инструмента с замковыми соединениями (при наличии на них фасок под углом 18°) на небольшой скорости (при контролируемом давлении в камере закрытия);
- быстрого снижения давления в скважине.

Основной рабочий элемент [18] – кольцевое упругое уплотнение, которое при открытом положении превентора позволяет пропускать колонну бурильных труб, а при закрытом положении сжимается в радиальном направлении, вследствие чего резиновое уплотнение обжимает трубу (ведущую трубу, замок) и герметизирует кольцевое пространство между бурильной и обсадной колоннами. Эластичность резинового уплотнения позволяет закрывать превентор на трубах различного диаметра, на замках, утяжелённые бурильные трубы (УБТ) и полностью перекрывать проходное отверстие. Применение универсальных превенторов дает возможность вращать и расхаживать колонну при герметизированном кольцевом зазоре.

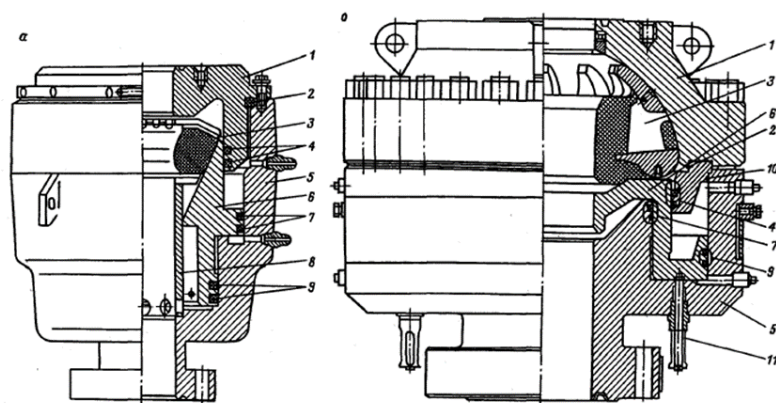
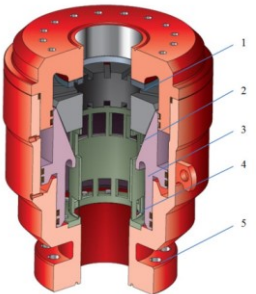
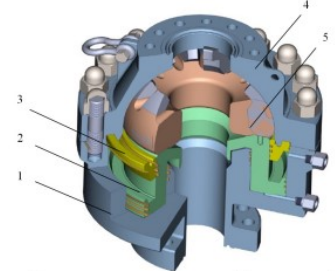



Рисунок 19 – Универсальные превенторы [18]

1 – крышка; 2, 4, 7, 9 – уплотнительные манжеты между элементами превентора; 3 – кольцевой резиновый уплотнитель; 5 – корпус; 6 – плунжер (поршень); 8 – втулка.

Превентор универсальный кольцевой (ПУГ) предназначен для герметизации устья скважины и полного ее перекрытия.

Таблица 5 – Конструктивные особенности универсальных превенторов [16-18]

Параметр	ПУГ «Интера»	ПУГ «Интера»	ПУГ «Сибтехно-центр»
Давление, МПа	≥ 70	< 70	< 70
Движущиеся детали	Поршень и уплотнение	Поршень и уплотнение	Поршень и уплотнение
Эксплуатация в зимнее время	+	+	+
ПУГ с резьбовой крышкой	 <p>1 – крышка; 2 – уплотнитель конический; 3 – поршень; 4 – предохранительная втулка; 5 – корпус.</p>	 <p>1 – корпус; 2 – поршень; 3 – опора; 4 – крышка; 5 – уплотнитель сферический.</p>	 <p>1 – корпус; 2 – поршень; 3 – опора; 4 – крышка; 5 – уплотнитель сферический.</p>
ПУГ с крышкой на зажимных винтах	+	+	+

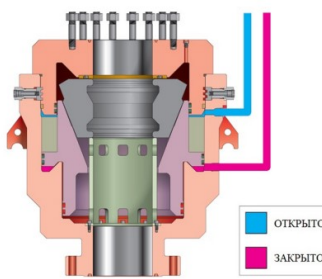
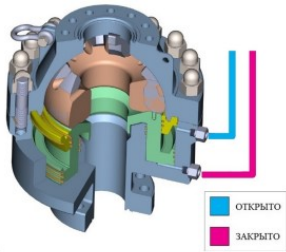

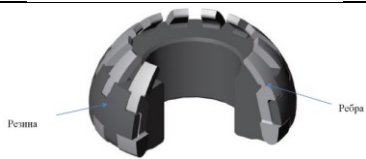
Положение от- крыто/закрыто		
Схема уплот- нителя	 Схема конического уплотнителя	 Схема сферического уплотнителя
Антикорр. ма- териалы	+	+

Таблица 6 – Технические характеристики ПУГ с коническим уплотнителем [16-18]

Обозначение	Условный проход, мм(дюйм)	Рабочее давление, МПа(PSI)	Объем масла, л		Диаметр (D), мм	Высота (H), мм	Масса, кг
			на закры- тие	на откры- тие			
ПУГ-180x21	180 (7.1/16)	21 (3000)	10,8	8,5	820	813	1240
ПУГ-180x35		35 (5000)	14,6	12,5	908	937	1820
ПУГ- 180x70		70 (10000)	35,7	26,8	1260	1223	6200
ПУГ- 180x105		105 (15000)	42,4	28,4	1550	1375	6470
ПУГ- 230x21	230 (9)	21 (3000)	16,4	13	876	962	1560
ПУГ- 230x35		35 (5000)	26	22	1041	1060	2730
ПУГ- 230x70		70 (10000)	60	45	1440	1416	8420
ПУГ- 280x21	280 (11)	21 (3000)	28	21	1016	1010	2500
ПУГ- 280x35		35 (5000)	37	30,2	1124	1214	3730
ПУГ- 280x70		70 (10000)	95	71,8	1465	1653	12290
ПУГ- 350x21	350 (13.5/8)	21 (3000)	43	33,8	1207	1159	4000
ПУГ- 350x35		35 (5000)	68	54	1327	1374	6270
ПУГ- 350x70		70 (10000)	141	100	1554	1742	15210
ПУГ- 425x21	425 (16.3/4)	21 (3000)	112	82	1720	1630	10000
ПУГ- 425x35		35 (5000)	134	134	1680	1590	14000
ПУГ- 540x14	540 (21.3/4)	14 (2000)	136	85	1380	1500	7700

Таблица 7 – Технические характеристики ПУГ со сферическим уплотнителем [16-18]

Обозначение	Условный проход, мм(дюйм)	Рабочее давление, МПа(PSI)	Объем масла, л		Диаметр (D), мм	Высота (H), мм	Масса, кг
			на закрытие	на открытие			
ПУГ-180x21	180 (7.1/16)	21 (3000)	20	13	705	740	1200
ПУГ-180x35		35 (5000)	21	15	745	797	1300
ПУГ- 230x21	230 (9)	21 (3000)	34	22,8	902	838	2390
ПУГ- 230x35		35 (5000)	42	33	1018	860	2990
ПУГ- 280x21	280 (11)	21 (3000)	50	39	1015	868	2950
ПУГ- 280x35		35 (5000)	72	56	1146	873	4450
ПУГ- 350x21	350 (13.5/8)	21 (3000)	94	69	1270	1105	5740
ПУГ- 350x35		35 (5000)	94	69	1270	1176	6420
ПУГ- 480x35	480 (18 3/4)	35 (5000)	220	171	1683	1558	16000
ПУГ- 530x21	530 (20 3/4)	35 (5000)	173	110	1375	1293	7000
ПУГ- 540x35	540 (21.3/4)	35 (5000)	241	181	2240	1720	20200

Таблица 8 – Конструктивные особенности универсальных превенторов [16-18]

«Shaffer»	«Hydril»
Предназначен для работы с гибкими НКТ, спуска инструмента и операциями в скважине, осуществляемыми при помощи инструмента, спускаемого на канате.	Для обеспечения прочностной надежности сосуда высокого давления применяется акустическая проверка. Каждый противовыбросовый превентор проходит такую проверку перед отправкой заказчику.
Меньшая габаритная высота превентора.	Все противовыбросовые превенторы фирмы Hydril также проходят испытание рабочих камер при номинальном рабочем давлении превентора. Это подтверждает прочность, надежность и безопасное применение оборудования перед его отправкой.
Конструкция корпуса предусматривает шпильковое соединение для быстрого снятия крышки.	Превентор состоит только из двух подвижных узлов. Такая конструкция обеспечивает долгий срок службы. Передвигаются только поршень и уплотняющий узел.
Включает вентилируемые отверстия между уплотнителями гидравлической системы и уплотнителями ствола скважины.	Применение фиксирующей головки обеспечивает быстрый и простой доступ к уплотняющему узлу и уплотнениям. Использование сменной пластины в головке превентора позволяет производить быстрый и экономичный ремонт в полевых условиях.

3.1.2 Плашечные превенторы

С целью предупреждения выброса или ОФ с наличием или отсутствием в скважине бурильной колонны или обсадной, а также для герметизации устья скважины применяются плашечные превенторы. Их производственное исполнение возможности со сменными трубными плашками с Ду от 73 до 426 мм для обсадных и бурильных колонн, а также возможно исполнение глухих плашек для полного закрытия скважины при условии отсутствия в ней колонны.

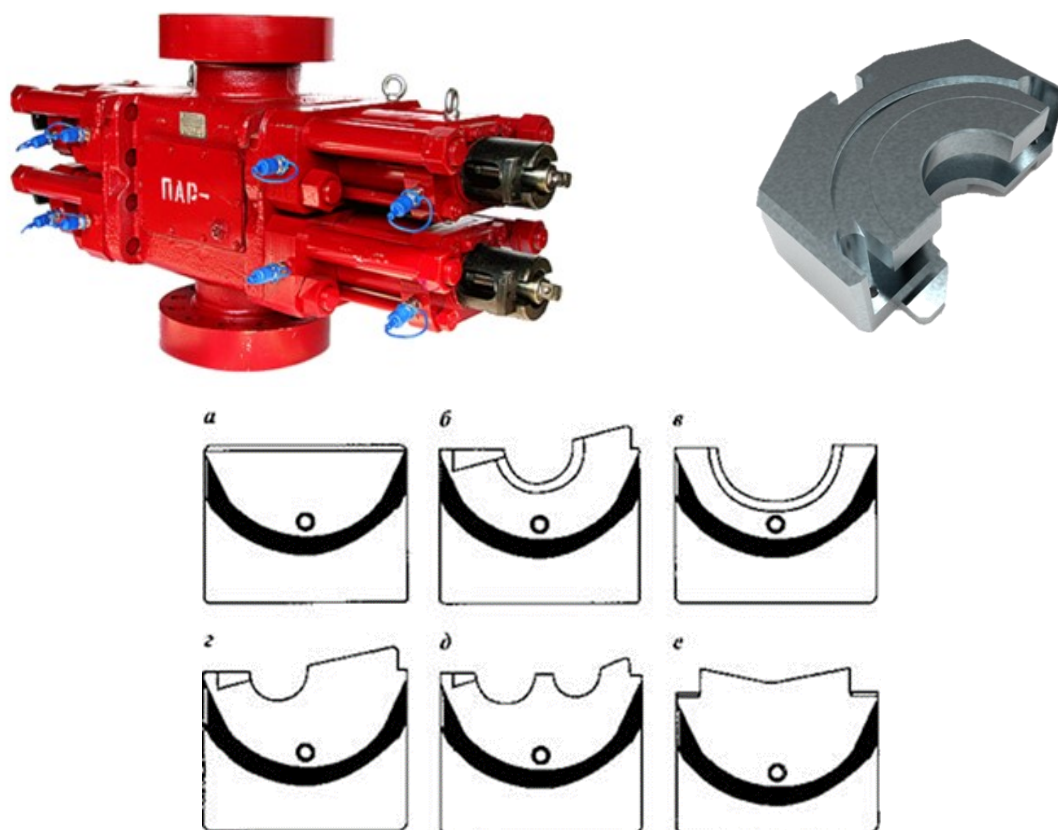


Рисунок 20 – Плашечные превенторы [18-20]

Виды плашек: глухие (а) – для перекрытия открытой скважины без инструмента; трубные (рисунок + б, в, г, д) – под заданный диаметр бурильных труб; срезные (е) – для срезания колонны труб в экстренных случаях – обязательны на море и при бурении на месторождениях с большой концентрацией сероводорода.

Каждая плашка перемещается поршнем 6 гидравлического цилиндра 5. Масло от коллектора 10 по стальным трубкам 8, 9 и через поворотное ниппельное соединение под давлением поступает в гидроцилиндры.

Также предусмотрена возможность закрытия плашек вручную (докрепление), с помощью специального штурвала.

Плашечные превенторы позволяют расхаживать бурильную колонну на длину трубы между высадками или замковыми соединениями.

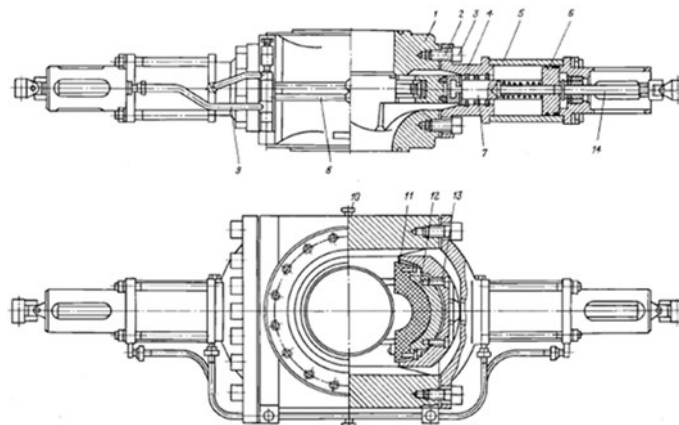


Рисунок 21 – Устройство плашечного превентора ППГ [18-20]

1 – корпус; 2 – шпилька; 3 – гайка; 4 – крышка; 5 – гидроцилиндр; 6 – поршень; 7 – шток; 8, 9 – стальные трубки обвязки гидроцилиндров с поворотным ниппельным устройством; 10 – коллектор; 11 – уплотнение плашки; 12 – вкладыш плашки; 13 – корпус плашки; 14 – шлицевой вал

Таблица 9 – Конструктивные особенности плашечных превенторов [18-20]

«Сибтехноцентр»	«Shaffer»	«Cameron»	«Hydril»
Бесфланцевое исполнение (заслонка запорно-регулирующая). Корпус выполнен из легированной термоупрочненной стали. Корпус предусматривает камеру обогрева.	Внутренние соединения позволяют убрать внешние шланги и гидравлику, чтобы исключить потенциальное появление и влияние розливов на окружающую среду.	BroadShear - Механизм, сдвигающий срезные плашки со смещением от центра. Данный механизм срезает как армирующее покрытие, так и буровой инструмент. Разработан с использованием улучшенной металлургии для исключительной прочности.	Длительный срок службы превенторов обуславливается применением высококачественных материалов и квалифицированной сборки. Заменяемые в полевых условиях гнездо уплотнения и шарнирно подвешенные крышки обеспечивают легкий доступ к плашкам, значительно сокращая время простоя в связи с ремонтом.
Уплотнители из композитных материалов обладают широким диапазоном рабочих температур – от - 50°С до	Поршень со сбалансированным давлением исключает влияние скважинного давления при срезании усилием.	DSI - Двухрядные глухие плашки. Перерезает трос и кабель в оплетке с нулевым натяжением.	Гибкость применения обуславливается возможностью выбора автоматического или ручного запирающего, глухих,


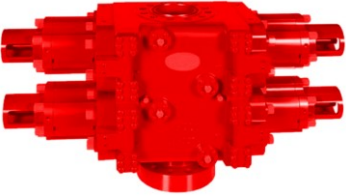
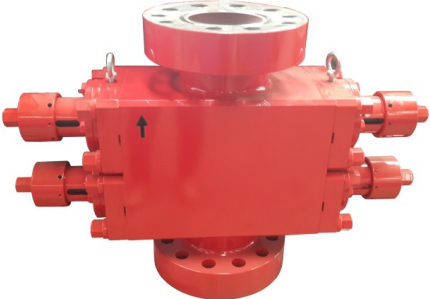
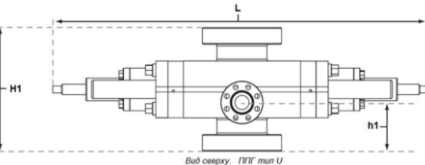
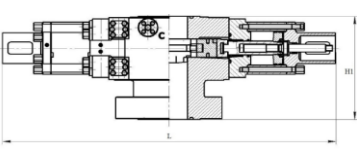
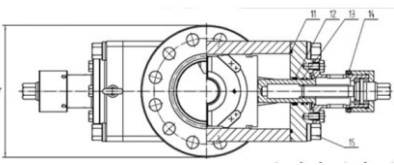
<p>+130°C (при условии использования незамерзающих растворов).</p>		<p>нием. Обеспечивает надежную герметизацию до 350 градусов по Фаренгейту. Снижает усилие сдвига примерно на 40 % по сравнению с обычными глухими плашками.</p>	<p>многопозиционных, трубных и срезающих плашек, а также возможностью установки превентора на дроссельных линиях или линиях глушения скважин.</p>
<p>Ремонтопригодность и высокие эксплуатационные характеристики достигаются за счет использования высокопрочных съемных элементов (седел).</p>	<p>Низкие требования к крутящему моменту болтов крышки обеспечивают более быстрое и простое техническое обслуживание в полевых условиях.</p>	<p>Универсальные плашки под несколько диаметров труб - Уплотнения для различных диаметров труб. Большой запас резиновой прокладки для долговечного уплотнения. Широкий диапазон диаметров бурильных труб.</p>	<p>Превентор защищен от повреждений при передвижении и установке, также как при работе в едких средах благодаря тому, что все гидравлические соединения находятся под крышками.</p>
<p>При необходимости возможен перевод гидравлического превентора на ручное управление. Возможно изготовление со специальными срезными глухими плашками (в этом случае агрегат комплектуется гидроусилителями).</p>	<p>Встроенные компенсационные клапаны обеспечивают надежное открытие плунжера. Задвижки ручного действия обеспечивают резервный механизм безопасности во время управления скважиной.</p>	<p>Трубные плашки - Уплотнение труб фиксированного размера. Доступны для всех распространенных размеров труб. Выдерживает герметичность до 350 градусов по Фаренгейту. Включает лучшие в отрасли эластомеры, протестированные на 45% H₂S.</p>	<p>Гарантией надежности и безопасности применения всех плашечных противовыбросовых превенторов фирмы Hydril является соответствие оборудования стандарту Национальной Ассоциации Инженеров по Коррозии (NACE).</p>

Далее приведем сравнение превенторов плашечных гидравлических ППГ и ППГ2 производства «Интера» с кованным и литым корпусом, а также приведем описание плашечного превентора с ручным приводом (ППР).

Таблица 10 – Варианты исполнения превенторов плашечных гидравлических ППГ и ППГ2 [16-20]

Условный проход, мм (дюймы)	Рабочее давление, МПа (psi)
180 (7 1/6)	21 (3000) – 105 (15000)
230 (9)	21 (3000) – 105 (15000)
280 (11)	21 (3000) – 105 (15000)
350 (13 5/8)	21 (3000) – 105 (15000)
425 (16 3/4)	21 (3000) – 70 (10000)
480 (18 3/4)	70 (10000)
540 (21 1/4)	14 (2000)
680 (26 3/4)	21 (3000)
Тип корпуса	
одинарный, сдвоенный, строенный	
Способ присоединения	
фланцевое, под вверные шпильки, хомутом	
Рабочая среда	
нефть, газ, раствор, вода	
Рабочая температура, град. С	
от -50° до 120°	
Коррозионная стойкость по ГОСТ 13862-90 (API 6A)	
K1, K2, K3 (AA – NN)	

Таблица 11 – Сравнение ППГ, ППГ2 и ППР [16-18]

Превентор плашечный гидравлический ППГ и ППГ2 кованный корпус	Превентор плашечный гидравлический ППГ и ППГ2 литой корпус	Плашечные превенторы с ручным приводом (ППР)
		
 <p style="text-align: center; font-size: small;">Выз сверху. ППГ тип U</p>		

<p>Превентор плащечный ППГ кованый корпус: 1-ручной фиксатор плашки; 2-корпус; 3-плашка; 4-рабочий гидроцилиндр; 5-цилиндр для смены плашек;</p>	<p>Превентор плащечный ППГ литой корпус: 1-корпус; 2-шарнир; 3-рабочий гидроцилиндр; 4-ручной фиксатор плашки; 5-плашка.</p>	
<ul style="list-style-type: none"> • кованый корпус; • смена плашек механизирована (крышки открываются с помощью гидравлики); • давление в скважине создает дополнительное уплотнение при закрытии плашек; • оригинальная конструкция малогабаритной плашки состоит из цельного корпуса и уплотнителей • простота конструкции обеспечивает при необходимости легкую замену всех уплотнений и основных деталей, возможно изготовление в коррозионностойком (к сероводороду) исполнении; • возможно изготовление корпуса уменьшенной высоты за счет применения фланцев под свертные шпильки; • возможно изготовление с боковыми отводами и без них; • возможен встроенный паровой и масляный обогрев. • закрытие плашек может осуществляться и с помощью 	<p>литой корпус;</p> <ul style="list-style-type: none"> • смена плашек вручную; • давление в скважине создает дополнительное уплотнение при закрытии плашек; • конструкция плашки состоит из цельного корпуса и четырех уплотнителей • простота конструкции обеспечивает при необходимости легкую замену всех уплотнений и основных деталей, возможно изготовление в коррозионностойком (к сероводороду) исполнении; • возможно изготовление корпуса уменьшенной высоты за счет применения фланцев под свертные шпильки; • возможно изготовление с боковыми отводами и без них; 	<p>Превенторы плащечные с ручным управлением предназначены для герметизации устья в процессе ремонта скважин. В зависимости от потребности, условий эксплуатации ручные малогабаритные превенторы могут быть одинарными или сдвоенными. Это обеспечивает разнообразие конструкций и наиболее рациональное использование пространства для эксплуатации и технического обслуживания.</p>

<p>гидравлики и вручную при отсутствии управляющего давления;</p> <ul style="list-style-type: none"> • возможность перевода на полностью ручное управление; • дополнительно может поставляться комплект сменных частей и инструмента. 	<ul style="list-style-type: none"> • возможен встроенный паровой и масляный обогрев. • закрытие плашек может осуществляться вручную при отсутствии управляющего давления; • дополнительно может поставляться комплект сменных частей и инструмента. 	
---	--	--

Таблица 12 – Технические характеристики: превентор плашечный гидравлический ППГ и ППГ2 кованный корпус [16-20]

Условный проход		Рабочее давление		Длина, мм (L)		Ширина (W)	Высота Н1	Высота Н2	Высота h1	Вес ППГ1	Вес ППГ2
мм	дюйм	МПа	PSI	закрыто	открыто	мм	мм	мм	мм	кг	кг
180	7-1/16"	21	3000	1880	2780	510	610	1040	220	1100	2300
180	7-1/16"	35	5000	1880	2780	510	700	1120	260	1300	2400
180	7-1/16"	70	10000	1880	2780	520	780	1240	280	1600	2900
180	7-1/16"	105	15000	1880	2780	520	810	1270	300	1700	3100
280	11"	21	3000	2440	3730	640	740	1250	250	2400	4500
280	11"	35	5000	2440	3730	640	870	1380	320	2500	4600
280	11"	70	10000	3150	4450	650	910	1420	330	2900	5200
280	11"	105	15000	2850	4360	810	114	1770	420	4700	8400
350	13 5/8"	21	3000	2850	4360	740	800	1360	260	3300	6500
350	13 5/8"	35	5000	2900	4360	740	860	1420	290	3500	6700
350	13 5/8"	70	10000	3520	4380	770	1060	1630	380	4700	8400
350	13 5/8"	105	15000	3230	5450	1000	1360	2080	540	10800	19600
425	16-3/4"	21	3000	3280	5200	910	1020	1670	340	6200	12100
425	16-3/4"	35	5000	3530	5130	910	1090	1750	380	6300	12200
425	16-3/4"	70	10000	3970	5550	1000	1260	1970	490	10600	19700
480	18-3/4"	70	10000	3650	6150	1080	1420	2210	520	13100	25800
530	20 3/4"	21	3000	3650	5760	1000	1030	1680	360	6200	11600
540	21-1/4"	14	2000	3650	5760	1000	940	1590	320	6000	11400
540	21-1/4"	35	5000	4170	6280	1080	1290	2090	460	13600	26300
540	21-1/4"	70	10000	4150	6360	1200	1680	2540	620	15700	29700
680	26-3/4"	21	3000	4310	6990	1170	1230	2000	440	10900	20000

Таблица 13 – Технические характеристики: превентор плащечный гидравлический ППГ и ППГ2 литой корпус [16-20]

Условный проход		Рабочее давление		Длина, (L)	Ширина (W)	Высота (H1) ППГ1	Высота (H2) ППГ2	Вес ППГ1	Вес ППГ2
мм	дюйм	МПа	PSI	мм	мм	мм	мм	кг	кг
180	7-1/16"	21	3000	1520	540	280	570	800	1700
180	7-1/16"	35	5000	1520	540	280	570	800	1700
180	7-1/16"	70	10000	2050	480	600	910	2300	2300
230	9"	21	3000	1730	600	280	710	800	1800
230	9"	35	5000	2030	740	630	830	1700	4000
230	9"	70	10000	2050	920	930	1130	3000	5500
280	11"	21	3000	2070	680	650	800	1800	3650
280	11"	35	5000	2110	780	660	830	2300	4300
280	11"	70	10000	2450	920	800	1230	4000	7500
350	13 5/8"	21	3000	2400	750	560	790	2000	4340
350	13 5/8"	35	5000	2400	920	710	1150	3000	6400
350	13 5/8"	70	10000	2670	1240	960	1490	6400	12000
425	16-3/4"	21	3000	3820	1180	700	1500	6000	10000
530	20 3/4"	21	3000	3820	1180	700	1160	6000	10000
540	21-1/4"	14	2000	3210	1180	700	1160	4700	10000
540	21-1/4"	35	5000	3500	1390	1070	1160	9700	17600
540	21-1/4"	70	10000	3880	1850	1660	2220	17900	28000
680	26-3/4"	21	3000	4150	1800	980	1610	10500	20000

Таблица 14 – Варианты исполнения ППР [19]

Управление превентором	ручное
Условный проход, мм (дюйм)	180 (7 1/6)
Рабочее давление, МПа (PSI)	21 – 35 (3000 – 5000)
Рабочая среда	нефть, газ, буровой раствор, вода
Рабочая температура, °С	-50...+121
Коррозионная стойкость по ГОСТ 13862-90	K1, K2

Таблица 15 – Технические характеристики ППР [19-20]

Наименование	Условный про-ход		Рабочее давле-ние		Длин (L) мм	Ширина (W) мм	Высота (H) мм	Вес кг
	мм	дюйм	МПа	PSI				
ППР- 180x21	180	7-1/16"	21	3000	1019	380	398	310
ППР2- 180x21	180	7-1/16"	21	3000	1019	380	564	310
ППР- 180x35	180	7-1/16"	35	5000	1112	395	500	2400
ППР2- 180x35	180	7-1/16"	35	5000	1112	395	795	2400

Рассмотрим конструктивные особенности плашек и уплотнителей плашек.



Конструктивные особенности:

- плашки изготовлены из высокопрочной легированной стали;
- малые габариты и масса плашек модели U обеспечивают удобство их замены;
- замена уплотнителей на плашке не требует использования инструмента;
- рабочие температуры уплотнителей из специальной полимерной композиции – от плюс 130°С до минус 50°С (при использовании незамерзающих буровых растворов);
- возможно изготовление уплотнителей плашек для работы в агрессивных средах с содержанием H₂S и CO₂ до 25, а также в концентрированных кислотах.

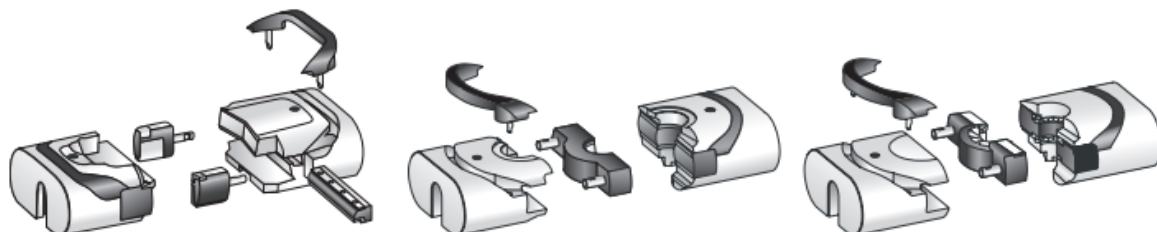
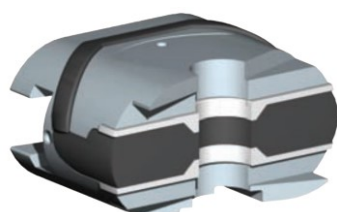
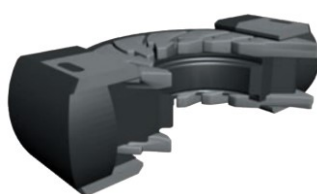


Таблица 16 – Выбор плашек [19-20]

Таблицы выбора плашек							
Описание плашек		Модели ПВО плашечного типа					
		EVO	TL	U	UM	T-81	T-82
Срезные	Срезные глухие плашки (SBR)	+	+	+	+	-	-
	Срезные плашки с двумя V-образными ножками (DVS)	+	+	+	+	-	-
	Срезные плашки Super Shear (SSR)	+	+	+	+	-	-
	Срезные глухие плашки для работы в среде, содержащей H ₂ S (H ₂ S SBR)	+	+	+	+	-	-
	Двухпроходные срезные плашки (DS)	-	-	+	+	-	-
	Блокирующие срезные плашки (ISR)	-	-	+	+	-	-
	Двухпроходные блокирующие срезные плашки (DSI)	-	-	+	+	-	-
	Срезные плашки с двумя V-образными ножками для кабелей (CDVS)	+	+	-	-	-	-
Универсальные	VBR-II™ (универсальные плашки)	+	+	+	+	-	-
	FLEXPACKER	+	+	+	+	-	-
	FLEXPACKER-NR	+	+	+	+	+	-
	Двухпроходные FLEXPACKER	+	+	+	+	-	-
Трубные	Обычная рабочая среда	+	+	+	+	+	+
	Для высокой температуры	+	+	+	+	+	-



Трубная плашка



VBR



Плашки CDVS

Рисунок 22 – Типы плашек

Эластомеры Cameron имеют решающее значение для обеспечения безопасности скважин и находятся в самом сердце каждого ПВО Cameron. Действительно, это одна из вещей, которые отличают Cameron. Завод в Брукшире производит эластомерные продукты, такие как бараны и кольцевые упаковщики,

адаптируя их в соответствии со строгими спецификациями клиентов и отраслевыми нормами.

И мы начнем с того, что внутри — с самой формулировки каждого эластомера. Научно-исследовательская лаборатория Cameron тестирует запатентованные соединения для обеспечения прочного и надежного уплотнения в широком диапазоне температур, давлений и сероводородных сред, совместимых с различными жидкостями, используемыми при бурении и заканчивании.

Производство начинается с смешивания эластомера, в то время как готовятся металлические компоненты. Cameron комбинирует эти элементы в специализированных прессах, предназначенных для размещения различных размеров и типов уплотнений.

Cameron тестирует образцы каждого эластомера и тщательно проверяет каждый готовый продукт в рамках процесса контроля качества, квалифицируя их на соответствие или превышение отраслевых стандартов, включая четвертое издание API Spec 16A. Лаборатория по технологии эластомерного уплотнения предоставляет единственное в своем роде оборудование для тестирования производительности эластомера в полноразмерном ПВО, имитируя любую полевую среду.

3.1.3 Вращающиеся превенторы

Вращающийся превентор (роторный устьевой герметизатор) предназначен для удержания давления в скважине во время вращения инструмента.

Определение API:

Роторный устьевой герметизатор (РУГ)— устройство с вращающимся уплотнительным элементом, который герметизирует пространство вокруг бурильной колонны (бурильная труба, обсадная колонна, ведущая труба и т.д.) для контроля давления, а также безопасного отведения выходящего из скважины раствора.

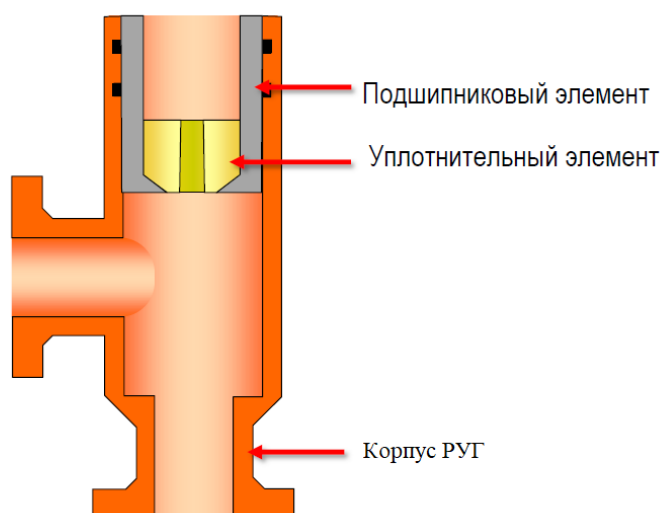


Рисунок 23 – Общая схема роторного устьевого герметизатора [20-22]

Данные гермитизаторы применяются:

- Безопасное отведение выходящего из скважины потока
- Бурение на депрессии
- Бурение с контролем давления
- Системы замкнутого цикла – колтюбинг
- Бурение с проявлением
- Бурение на пене или смеси газа/раствора
- Геотермальное бурение
- Обратная циркуляция
- Бурение вслепую
- В районах с высокими требованиями защиты окружающей среды

Максимально допустимое давление для роторных устьевых гермитизаторов определяется следующими факторами:

- Тип уплотнительного элемента
- Износостойкость подшипниковых элементов
- Система смазки (низкого/ высокого давления)
- Возможности хомута удержания давления
- Материал изготовления корпуса

– Не включает в себя уплотнительный элемент только корпус подшипники и внутреннее уплотнение гермитизатора.

Роторный устьевой герметизатор в компании Schlumberger имеет три модели конструкции:

1. Модель 7068.

Данная модель:

- Надежна и проста в эксплуатации
- Имеет износостойкие подшипники, помещенные в масляную ванну под низким давлением
- Ручное управление хомутом уплотнителя

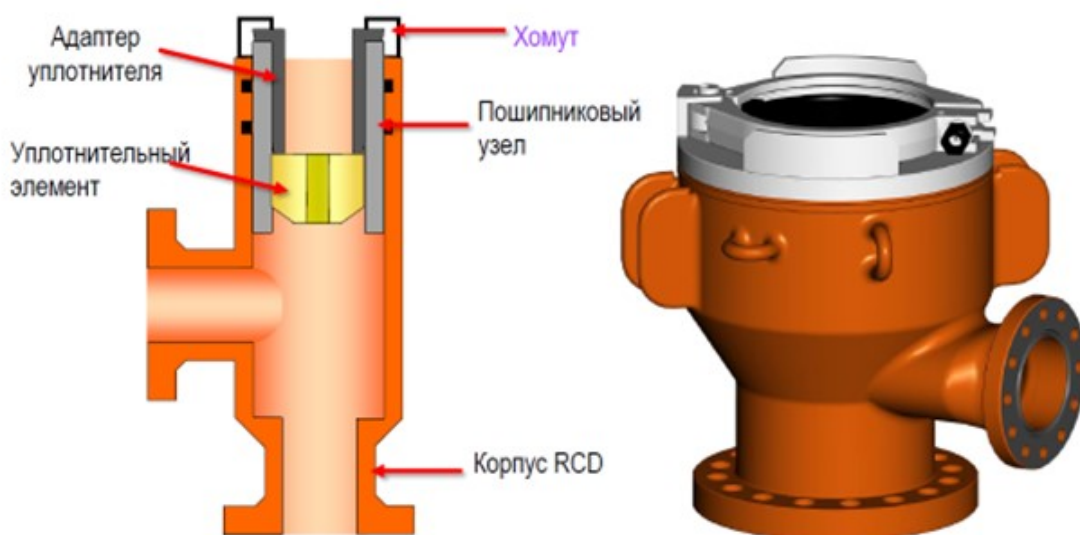


Рисунок 24 – Схема модели 7068 [20-22]

Характеристики данной модели:

- Контроль давления в динамике: 250 psi
- Контроль давления в статике: 750 psi
- Максимальный диаметр прохода: 13 5/8"
- Масло под низким давлением

2. Модели 8068 – 8068-G.

Данная модель имеет:

- Модульный дизайн
- Внутренний подшипниковый узел такой же, как и на модели 7068
- Большой размер катушки-адаптера

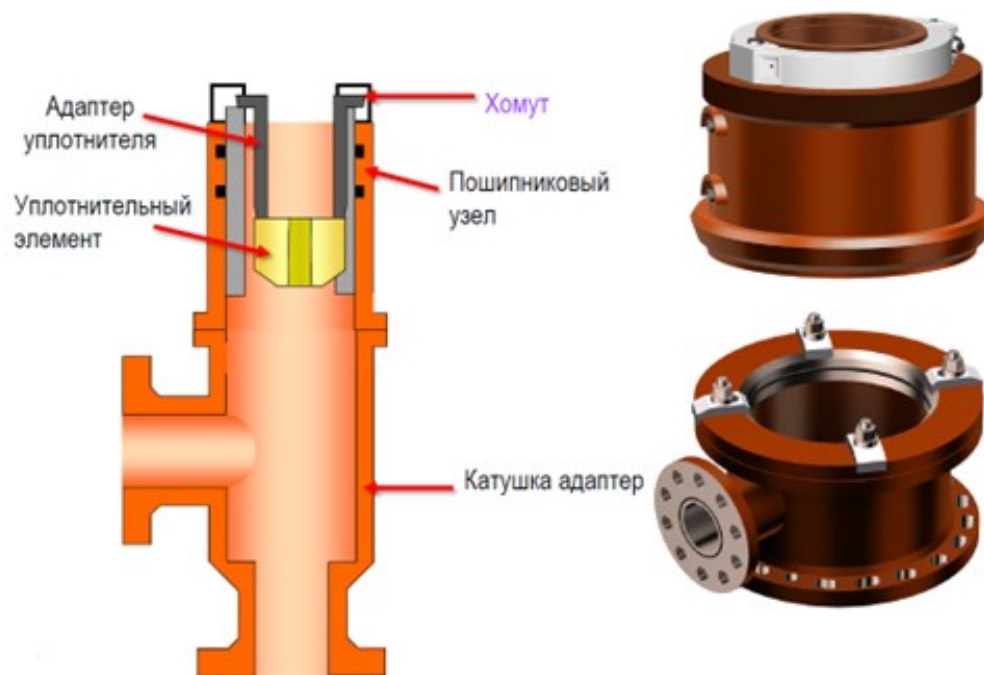


Рисунок 25 – Схема модели 8068 – 8068-G [20-22]

Характеристики данной модели:

- Имеется специальное исполнение для высокотемпературных геотермальных скважин
- Контроль давления в динамике: 250 psi
- Контроль давления в статике: 750 psi
- Максимальный диаметр прохода: 13 5/8"
- Масло под низким давлением

3. Модель DHS 1400.

Данная модель имеет:

- Среднее номинальное значение давления
- Также имеет модельное строение

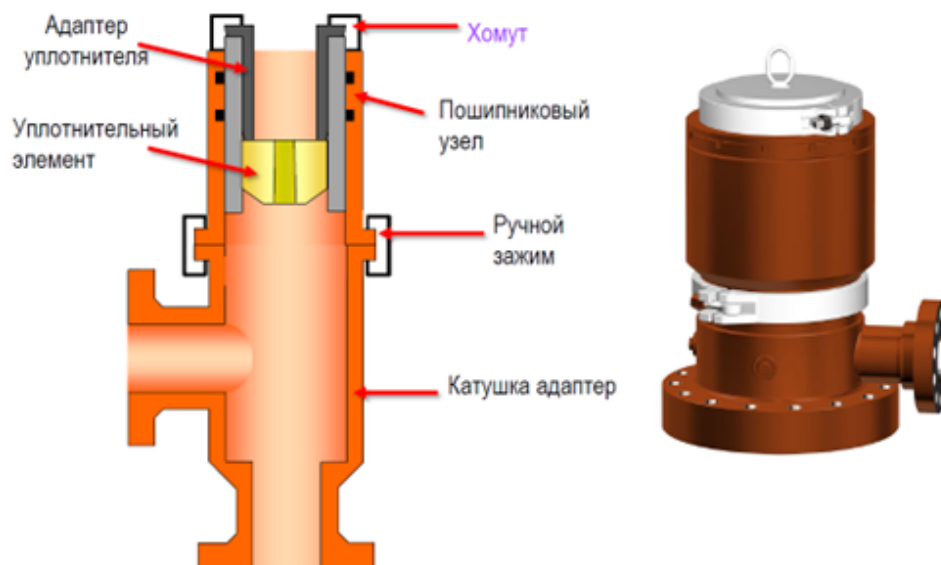


Рисунок 25 – Схема модели 8068 – 8068-G [20-22]

Характеристики данной модели:

- Контроль давления в динамике: 600 psi
- Контроль давления в статике: 1000 psi
- Максимальный диаметр прохода: 13 5/8”
- Масло под низким давлением для смазки

4. Модель HOLD RCD.

Данная модель:

- Герметизатор высокого давления
- Гидравлический привод зажима подшипникового узла
- Циркуляционная система смазки

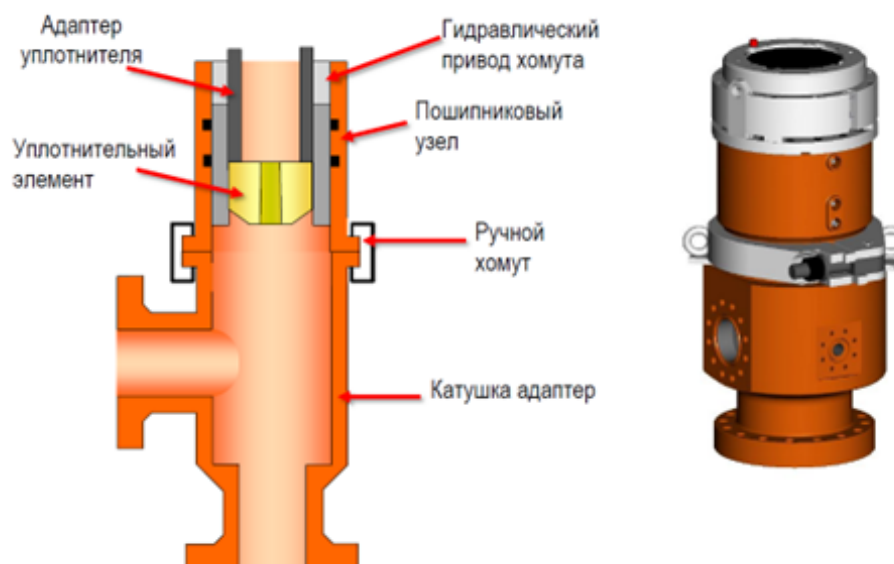


Рисунок 24 – Схема модели HOLD RCD [20-22]

3.1.4 Диверторы

Дивертор представляет собой устройство, основным предназначением которого является герметизация устья в случае аварийных ситуаций, а также дивертор используется для предотвращения выбросов УВ, предотвращения возникновения ОФ. Устройство осуществляет отвод УВ от БУ: при помощи него происходит отклонение и освобождение УВ по трубопроводу (ТП) при бурении скважины.

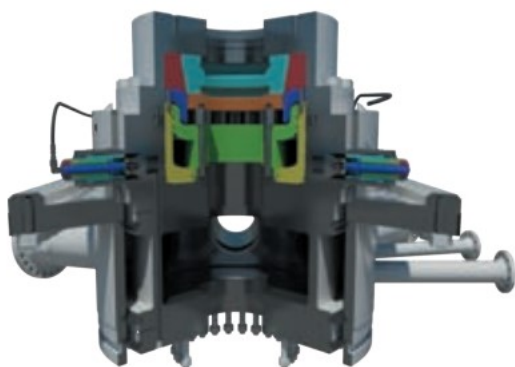
Блок дивертора обязательно входит в комплекс установки для бурения вместе с противовыбросовым оборудованием. Сборка дивертора, осуществляемая до использования превенторов, является наиболее важным шагом при создании системы циркуляции буровой установки. Диверторные системы на плавучих буровых установках закрепляются на полу буровой, и дополнительно оборудуются специальными устройствами.



Рисунок 24 – Устройство дивертора [20-22]

Дивертор предотвращает выходы промывочной жидкости (ПЖ), обеспечивает контроль за выбросами летучих УВ. Диверторную установку считают универсальным превентором с достаточным значением проходного отверстия и отводом большого диаметра [20]. Дивертор обеспечивает удаление БР и УВ в сторону от БУ. Если диверторная установка в проекте и при строительстве выполнена с соблюдением требований, то она не позволит закрыть скважину [21]. Для этих целей потребуются забивная труба, укороченные кондукторы и прочие специальные устройства.

Буровые диверторы различаются по конструкции в зависимости от тех задач, которые они будут выполнять в конкретно поставленных условиях эксплуатации. Типовое изделие помещается в литой корпус, изготовленный из стойкого к нагрузкам сплава. Отвод производится при помощи оцинкованной трубы необходимого диаметра, длина которой складывается за счет замковых соединений. Сборка данного оборудования осуществляется до использования оборудования [22]. Для монтажа дивертора применяется лебедка. Управляется данная структура дистанционно, в целях безопасности, но также можно осуществлять управление и вручную.



Дивертор CF-A



Дивертор CF-B

Рисунок 25 – Диверторы компания Cameron [19-22]

3.2 Манифольд

Линия манифольдов подразумевает обвязку преенторов ПВО, она используется в целях управления скважиной в процессе непосредственной ликвидации ГНВП [23].

В состав манифольда ПВО входят: задвижки с ручным (РУ) / ручным и гидравлическим управлением (РГУ), блок дросселирования и глушения, включающих задвижки с РУ, обратный клапан, регулируемые дроссели с РУ и дистанционным управлением, крестовины, тройники, гасители потока, показывающие манометры с разделителями сред, а также из напорных трубопроводов и пакетов трубопроводов низкого давления [23].

Блок дросселирования и блок глушения предназначены для работы в составе противовыбросового оборудования на устье нефтяных и газовых скважин в процессе их строительства и ремонта с целью обеспечения безопасного ведения работ, предупреждения выбросов и открытых фонтанов, охраны недр и окружающей среды, сброса избыточного давления из устьевого арматуры.

Блок дросселирования предназначен для поддержания требуемого давления на устье в процессе ликвидации ГНВП путем регулирования открытия дросселя.

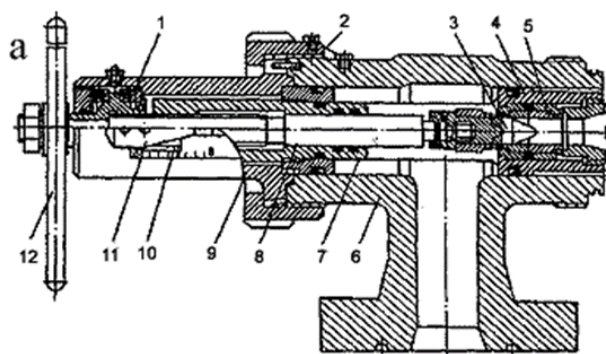


Рисунок 26 – Дроссель с ручным управлением [23]

1 – упорный подшипник; 2 – накидная гайка; 3 – твердосплавный наконечник; 4 – корпус насадки; 5 – твердосплавная насадка; 6 – корпус; 7 – стакан; 8 – шпindel; 9 – корпус привода; 10 – имитатор насадки; 11 – имитатор наконечника; 12 – маховик

Линия глушения – линия манифольда, через которую осуществляется закачка утяжеленного бурового в скважину. Она подключается к буровым насосам или агрегатам [23].

Линия дросселирования – линия манифольда, через которую стравливается газированный раствор из скважины. На данной линии регулируется давление в кольцевом пространстве скважины при выходе газовой пачки.

Линия прямого сброса – линия манифольда, используемая для прямого сброса газожидкостной смеси, поступающей из скважины. Отводится на безопасное расстояние от устья скважины.

Линия на сепаратор – линия манифольда, отводящая поток газированного раствора из скважины на очистку методом газосепарации.

Трапно-факельная установка – буровое оборудование, используемое для сжигания газа. Может подключаться к линии через газосепаратор.

Таблица 17 – Технические характеристики манифольда (блок глушения и блок дросселирования) [20-23]

Управление превентором	Гидравлическое, ручное
Условный проход, мм (дюйм)	50 – 100 (21/16-41/16)
Рабочее давление, МПа (PSI)	21 – 105 (3000-15000)
Рабочая среда	нефть, газ, буровой раствор, вода
Рабочая температура, °C	-60...+121
Коррозионная стойкость по ГОСТ 13862-90	K1, K2, K3
Класс материала по API 16C	AA, BB, CC, DD, EE, FF, HH

Конструктивные особенности [20-23]:

- блочная конструкция с размещением блоков глушения и дросселирования на отдельных рамах;
- для районов крайнего севера блоки глушения и дросселирования поставляются в утепленных блок-боксах, имеющих паровой обогрев и освещение;
- изготовление продукции в соответствии с типовыми схемами противобросового оборудования с 1 по 10 по ГОСТ 13862-90 или по согласованной с заказчиком схеме;
- возможно изготовление продукции в соответствии с техническими требованиями API 16C
- возможно изготовление манифольда на открытой площадке обслуживания или в утепленном отапливаемом блок-боксе;
- возможно, одно- и двухстороннее расположение манифольда относительно устья скважины;
- возможна комплектация манифольдов сепараторами, гидроуправляемыми дросселями и пультами управления дросселями (для схем 6-10).

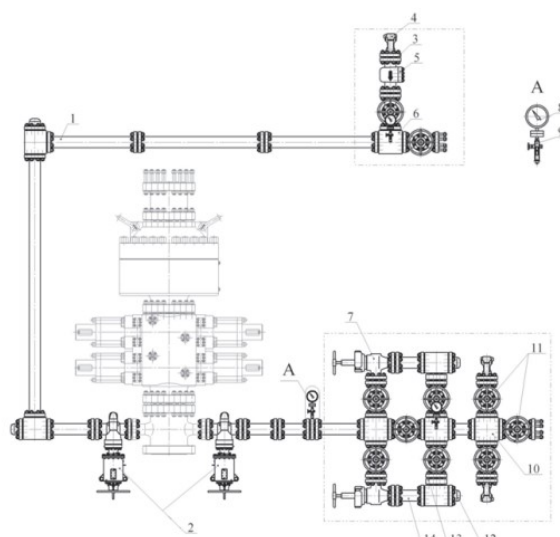




Рисунок 27 – Манифольд [23]

1-отвод; 2-задвигка гидродriveм; 3-фланецответный; 4 БРС 2»; 5-клапанобратный; 6-тройник; 7-дроссельсручнымприводом; 8-манометрсразделителемсред; 9-вентильгольчатый; 10-крестовина; 11-задвигкасручнымприводом; 12-гасительпотоков; 13-компенсатор; 14-катушка; 15-фланецинструментальный.

Таблица 18 – Конструктивные особенности крестовины и катушки производства «Интера» [20-25]

Крестовины	Катушки
	
<p>Конструктивные особенности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • изготавливаются из отливок или поковок из легированной термоупрочненной стали; • безфланцевые отводы манифольда. 	<p>Конструктивные особенности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • изготавливаются из отливок или поковок из легированной термоупрочненной стали; • возможно изготовление катушек изготавливаются из отливок или поковок из легированной термоупрочненной стали.
<p>Типоразмеры: любые комбинации условных проходов верхнего и нижнего фланцев из ряда 156, 180, 230, 280, 350, 425, 540мм, отводов манифольда –50, 65, 80, 100ммнарабочеедавление14, 21, 35, 70, 105МПа(2000, 3000, 5000, 10000, 15000 psi).</p>	<p>Типоразмеры: комбинации условных проходов верхнего и нижнего фланцев из ряда 156, 180, 230, 280, 350, 425 мм, 540 ммнарабочеедавление14, 21, 35, 70, 105МПа (2000, 3000, 5000, 10000, 15000 psi).</p>

3.3 Оборудование для очистки бурового раствора

3.3.1 Газосепаратор

Сепаратор высокого давления предназначен для отделения газа и нефти от бурового раствора при вымыве пластового флюида. Высота и диаметр атмосферного сепаратора являются критическими размерами, которые влияют на объем газа и жидкости, который сепаратор может эффективно обработать.

Требования к диаметру – 762 мм и минимальной высоте сосуда – 4,9 м на практике оказались достаточными для управления большинством ГНВП. Линия

ввода сепаратора должна, как минимум, иметь такой же внутренний диаметр, что и самая большая линия от дроссельного манифольда, что, как правило, составляет 101,6 мм.



Рисунок 28 – Газосепаратор производства «Интера» [20-23]

Чтобы обеспечить выпуск большого объема газа низкого давления из сепаратора с минимальным сопротивлением, рекомендуется использовать газоотвод с внутренним диаметром не менее 203мм и длиной не более 9 м. При этом он должен быть направлен в сторону «от буровой».

Спускная U-образная линия бурового раствора должна быть сконструирована таким образом, чтобы уровень жидкости в сепараторе высотой 5 м не падал ниже 1 м.

Когда давление газа в сепараторе превышает давление гидростатического столба бурового раствора в U-образной трубке, барьер жидкости в нижней части нарушается, и газ начинает поступать в циркуляционную систему бурового раствора.

Таблица 19 – Технические характеристики газосепаратора [20-23]

Наименование	Модель СРБ-2	Модель СРБ-1
Производительность:		
-по газу, м ³ /ч	600	600
-по жидкости, м ³ /ч	200	100
Рабочее давление, МПА, не менее	0,07	0,04
Рабочий объем емкости сепаратора, м ³ , не менее	2,5	4
Габаритные размеры, мм:		

Окончание таблицы 19

-диаметр	1020	1020
-высота	3100	6600
Масса, кг, не более	1500	2700

Линия спуска бурового раствора должна быть в состоянии пропускать вязкий зашламованный буровой раствор. Рекомендуется использовать линию диаметром 203 мм. Ее конец обычно выходит на желоб бурового раствора для того, чтобы пригодный буровой раствор можно было направить на вибросита, а необрабатываемый буровой раствор – в шламособорник.

Если поток газа превышает характеристики сепаратора, то поток необходимо перепустить мимо сепаратора напрямую к линии отжига. Это позволит предотвратить опасную ситуацию выброса жидкости из нижней части сепаратора и прорыва газа в циркуляционную систему бурового раствора.

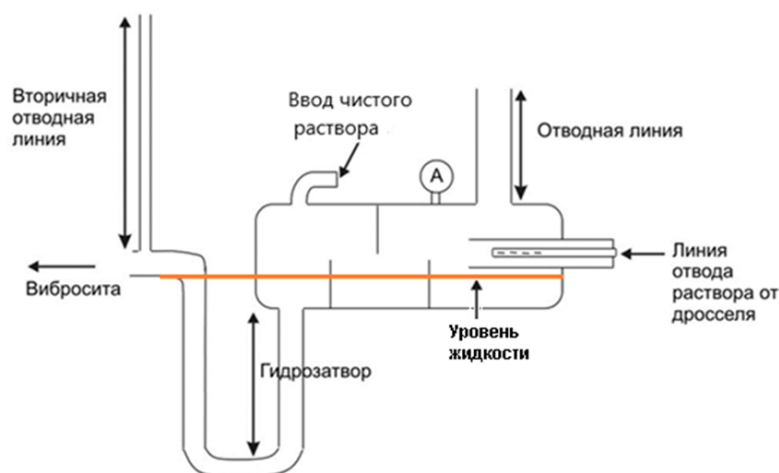


Рисунок 29 – Газосепаратор [20-23]

3.4 Вставное оборудование бурильных колонн

3.4.1 Обратные клапаны

Предназначение обратного клапана в составе вставного оборудования бурильных колонн заключается в автоматическом перекрытии и герметизации трубного канала бурильного в процессе бурения. Также его применение необходимо в процессе проведения ремонтных и аварийных работ [24]. При работе

бурильного инструмента буровой раствор, подающийся под давлением, открывает клапан. При остановке бурильного инструмента клапан закрывается, обеспечивая надежную герметизацию, предотвращая зашламовывание забойного двигателя и предотвращая возможные выбросы газа и нефти, растворов через бурильные трубы.

Обратные клапаны имеют несколько типов [20-25]:

- Тарельчатый обратный клапан

Обратный тарельчатый клапан применяется для автоматического перекрытия и герметизации трубного канала бурового инструмента при бурении нефтяных и газовых скважин, а также для проведения ремонтных и аварийных работ. Данный клапан также позволяет проводить профилактический ремонт в полевых условиях.

Тарельчатый клапан состоит из ниппельной замковой присоединительными резьбами, тарельчатого запорного узла и корпуса с муфтой.

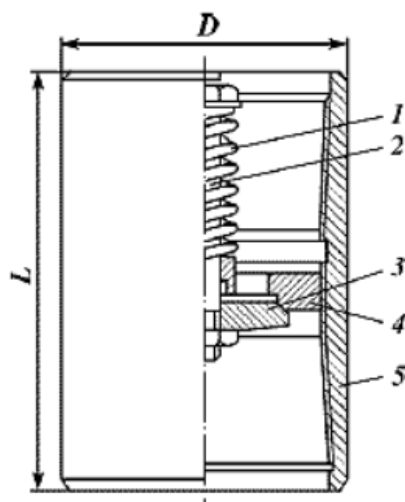


Рисунок 31 – Тарельчатый обратный клапан для обсадных колонн:

1 – пружина; 2 – шток; 3 – тарелка; 4 – седло; 5 – корпус.

- Клапан обратный дроссельный типов ЦКОД

Обратный дроссельный клапан типа ЦКОД применяется для постоянного самозаполнения обсадной колонны промывочной жидкостью, а также для предотвращения движения промывочной жидкости или цементного раствора из

затруба в колонну после ее цементирования, аналогично и для упора цементировочной разделительной пробки. Данные клапаны бывают двух типов: ЦКОД-1 и ЦКОД-2 [23-25].

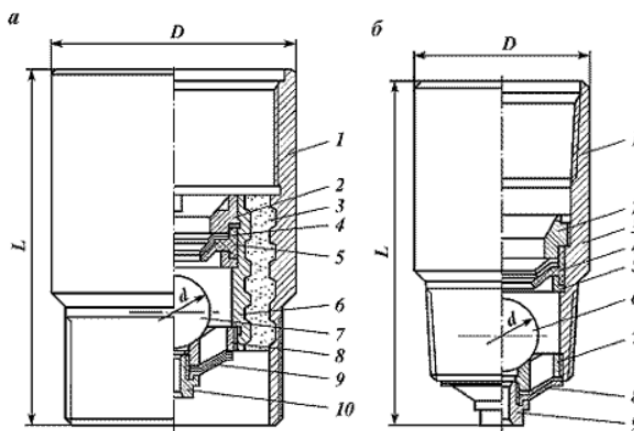


Рисунок 32 – Клапаны обратные дроссельные [23-25]:
а – типа ЦКОД-1; 1 – корпус; 2 – кольцо нажимное; 3 – цементный стакан; 4 – шайба разрезная; 5 – диафрагма; 6 – втулка; 7 – шар; 8 – ограничитель; 9 – мембрана; 10 – дроссель; б – тип ЦКОД-2; 1 – корпус; 2 – кольцо нажимное; 3 – шайба разрезная; 4 – диафрагма; 5 – кольцо упорное; 6 – шар; 7 – ограничитель; 8 – мембрана; 9 – дроссель.

- Клапан обратный самозаполняющийся типа КОС

Обратный самозаполняющийся клапан типа КОС устанавливается в состав нижней части обсадной колонны и обеспечивает заполнение промывочной жидкостью при ее спуске в скважину, также исключает необходимость долива колонн буровым раствором для предотвращения смятия и исключает переток тампонажного раствора из затрубного пространства в колонну после завершения процесса цементирования.

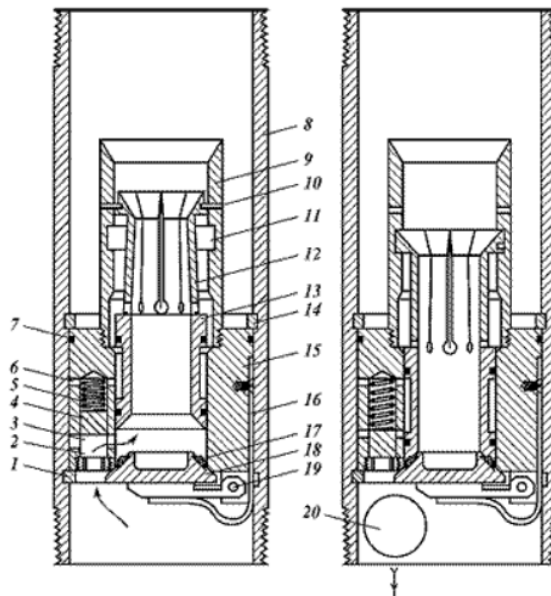


Рисунок 33 – Клапан обратный самозаполняющийся типа КОС [23-25]:
 1, 14 – кольцо установочное; 2 – боковой канал; 3, 6 – каналы радиальные; 4 – поршень; 5, 16 – пружина; 7 – кольцо уплотнительное; 8 – труба; 9 – воронка; 10 – штифт срезной; 11 – выемка кольцевая; 12 – цапга; 13 – втулка перекрывающая; 15 – корпус; 17 – уплотнение; 18 – плашка; 19 – ось; 20 – шар

- Клапан обратный бескорпусного типа КОБ

Обратный клапан бескорпусного типа КОБ применяется при креплении нефтяных и газовых скважин обсадными колоннами. Данный клапан обеспечивает спускаемую обсадную колонну автоматическим заполнением буровым раствором, снижением гидродинамической составляющей давления на стенки скважины, после продавливания цементного раствора обеспечивает посадку разделительной пробки на «стоп-кольцо», а также предотвращает обратный переток цементного раствора после завершения процесса цементирования.

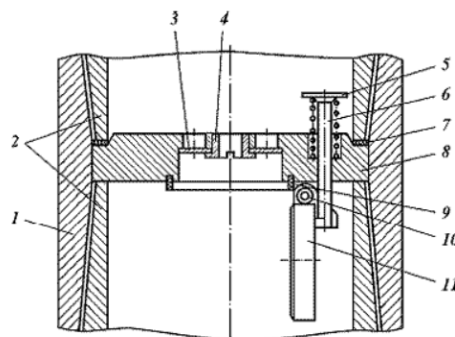


Рисунок 34 – Клапан обратный бескорпусного типа КОБ для обсадной колонны [23-25]:

1 – муфта; 2 – трубы; 3 – диафрагма; 4 – дроссель; 5 – шайба; 6 – шток; 7,9 – прокладка; 8 – седло; 10 – пружина; 11 – тарелка

Особенностью конструкции данного обратного клапана является: «стоп-кольцо» устанавливается в муфту резьбового соединения обсадной колонны. Заполнение колонны труб раствором регулируемое и осуществляется через калиброванные отверстия дросселя 4, а герметизация трубного пространства от затрубного происходит за счет подпружиненной тарелки 11. Клапан обратный состоит из тарелки 11, седла 8, шарнирного соединения с седлом пружины 10 и штока подпружиненного 6 с шайбой 5, который удерживает тарелку в открытом положении. Герметичность создается за счет прокладки 7 и 9.

- Клапан обратный дифференциальный типа КОД

Обратный дифференциальный клапан типа КОД применяется в перекрытии внутритрубного пространства и разделении цементного и бурового раствора при цементировании колонны обсадных труб в процессе строительства скважин на нефть и газ.

Данный клапан позволяет совмещать процесс спуска обсадной колонны или ее секции с автоматическим заполнением их буровым раствором. Это все достигается за счет боковых окон подпружиненной втулки, которые открыты запорным элементом для прохождения бурового раствора. Непрерывность процесса цементирования также обеспечивается за счет отсутствия шара, который необходимо спускать перед закачкой цементного раствора и спуск которого неуправляем.

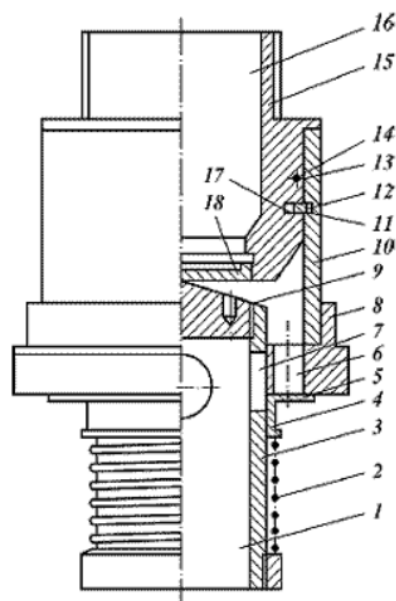


Рисунок 35 – Клапан обратный дифференциальный типа КОД [23-25]:
 1 – осевой канал; 2 – пружина; 3 – втулка; 4 – запорный элемент; 5 – пластина; 6 – отверстия периферийные; 7 – боковые окна; 8 – диск; 9 – заглушка; 10 – корпус; 11 – проточка кольцевая в корпусе; 12 – кольцо стопорное; 13 – кольцо уплотнительное; 14 – кольцевая канавка; 15 – пробка разделительная; 16 – центральный канал пробки разделительной; 17 – проточка кольцевая пробки стопорного кольца; 18 – заглушка

3.4.2 Кран шаровый

Кран шаровый предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала бурильной колонны при бурении нефтяных и газовых скважин, а также при проведении ремонтных и аварийных работ при вскрытых продуктивных отложениях. Конструкция крана позволяет производить разборку и сборку в полевых условиях с использованием специального инструмента.

Также шаровые краны имеют свою разновидность и классификацию [20-25]:

- Кран шаровый КШН для колонны насосно-компрессорных труб

Шаровый кран КШН применяется для оперативной герметизации и перекрытия трубного канала бурового инструмента при бурении нефтяных и газовых скважин, а также при проведении аварийных и ремонтных работ.

Конструктивная особенность крана позволяет удерживать давление в любом направлении. Данный кран устанавливается над или под рабочей трубой.

Надежное уплотнение обеспечивается за счет тарельчатого пружинного кольца. Закрытие и открытие крана обеспечивается поворотом шпинделя ключом управления до упора на 90°.



Рисунок 36 - Кран шаровый КШН для колонны насосно-компрессорных труб [25]

- Кран шаровый полнопроходный для колонны НКТ КШПН

Шаровый кран полнопроходный для колонны НКТ применяется для перекрытия-открытия внутреннего канала труб НКТ, а также имеет полный проход, который соответствует проходу канала трубы НКТ.

Конструкцию крана составляют шар, корпус, шпиндель, втулки, седел, пружинного кольца, фоторопластиковых колец, колец резиновых, рукоятки управления, вкладыша стопорного.

Закрытие и открытие крана происходит за счет поворота шпинделя рукояткой на 90°, упорный винт служит для ограничения поворота ключа.



Рисунок 37 - Кран шаровый полнопроходный для колонны НКТ КШПН
[20-25]

- Кран шаровый для ВСП с механизированным управлением

Кран шаровый для ВСП механизированный используется в составе системы верхнего силового привода для своевременного перекрытия и герметизации трубного канала бурового инструмента при бурении нефтяных и газовых скважин, также для проведения аварийных и ремонтных работ.

Закрытие и открытие крана производится за счет поворота шпинделя от гидропривода ВСП.



Рисунок 38 - Кран шаровый для ВСП с механизированным управлением
[20-25]

- Кран шаровый для колонны бурильных труб с замковой резьбой типа КШЗ

Шаровый кран КШЗ (Кран шаровый КШЦ) применяется при оперативном перекрытии и герметизации трубного канала бурового инструмента при бурении нефтяных и газовых скважин, также при проведении ремонтных и аварийных работ.

Конструктивная особенность позволяет удерживать давление в любом направлении. Надежное уплотнение гарантируется за счет тарельчатого пружинного кольца.



Рисунок 39 - Кран шаровый для колонны бурильных труб с замковой резьбой типа КШЗ [20-25]

- Кран шаровый полнопроходный КШ для трубопроводов (манифольдов) высокого давления

Шаровый кран КШ применяется при перекрытии канала нут в условиях умеренного и холодного микроклиматических районов. При возможных газонефтеводопроявлениях и остановке в работе при ремонте скважин в составе НКТ при технологических операциях осуществляется перекрытие канала.



Рисунок 40 - Кран шаровый полнопроходный КШ для трубопроводов (манифольдов) высокого давления [20-25]

- Кран шаровый для ВСП с ручным управлением

Шаровый кран для ВСП с ручным управлением используется в составе системы ВСП для своевременного перекрытия и герметизации трубного канала бурового инструмента при бурении нефтяных и газовых скважин, а также при проведении аварийных и ремонтных работ.

Закрытие и открытие крана происходит за счет поворота ключа шпинделя ключом на 90°. Стопор является ограничением поворота ключа.



Рисунок 41 - Кран шаровый для ВСП с ручным управлением [20-25]

3.4.3 Вставные превенторы

Вставной превентор предназначен для бурения нефтяных и газовых скважин, содержащих в растворе газ, и для борьбы с газонефтепроявлениями. Превентор состоит из корпуса и двух резиновых элементов, аналогичных резиновым элементам вращающегося превентора [26]. Он позволяет проводить спуско-подъемные операции при наличии давления на устье скважины.

Катушка вставного превентора устанавливается в плащечный превентор. На неё можно сверху устанавливать любое противовыбросовое оборудование для ликвидации выбросов или открытого фонтана. Пакет вставного превентора монтируется в катушке и извлекается из нее ходом бурильного инструмента при помощи ключа [26].

Установленный в катушке пакет позволяет: осуществлять промывку с расхаживанием бурильной колонны под давлением на длину, определяемую высотой вышки, с одновременным утяжелением глинистого раствора или его дегазацией; поддерживать противодействие в кольцевом пространстве при подъеме или спуске в скважину комбинированной колонны бурильных труб.

Для установки пакета в катушке необходимо поставить колонну бурильных труб на ротор, взять с мостков одну трубу с патрубком и пакетом и навинтить, на инструмент. Затем поднять инструмент, извлечь клинья и вкладыши из ротора, спустить инструмент до его посадки [26-27]. Усилие посадки не должно превышать 100—150 кН. При посадке выступающие сбоку из головки пакета затворы заходят за кромку кольцевой проточки катушки и замыкают пакет в ней. Для посадки с нагрузкой на патрубок между торцом замка и пакетом устанавливают ключ коронкой кверху; для извлечения пакета из катушки на патрубок надевают ключ коронкой вниз.

Уплотнитель позволяет при работе под давлением 6—7 МПа спустить или поднять до 450—500 замков, при работе под давлением 6—7 МПа спустить до 260—300 замков и поднять до 180—200 замков [26-27]. Уплотнительные кольца меняют, если на них обнаружены надрывы, поперечные риски, вырывы глубиной более 2 мм или если наименьший внутренний диаметр кольца равен диаметру

трубы. Каждый уплотнитель на металлическом торце имеет маркировку, выполненную по ТУ 39-28-15—75, которая указывает, для какого размера бурильных труб предназначен данный уплотнитель.



Рисунок 42 – Вставной преვენтор

3.5 Система управления

3.5.1 Станция управления преვენторами

Станция управления преვენторами предназначена для дистанционного управления задвижками блоков преვენторов [26-27].

В состав станции входит: пульт управления основной; гидроаккумуляторы; нагнетательный насос; соединительный трубопровод; вспомогательный пульт управления. Также возможно ручное управление плашечными преვენторами при помощи штурвалов.

3.5.2 Станция управления противовыбросовым оборудованием

Станция управления противовыбросовым оборудованием (на раме и блоках) предназначена для управления преვენторами и гидроприводными задвижками манифольда, входящими в состав комплекса ПВО и обогрева преვენ-

торов рабочей жидкостью в холодное время года, с целью выполнения необходимых технологических операций при бурении и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин.

Таблица 20 – Комплект оборудования станции управления ПВО [25-27]

Комплект оборудования станции управления ПВО
<p>Станция обеспечивает:</p> <ul style="list-style-type: none"> • бесперебойную подачу рабочей жидкости к гидроприводным системам ПВО по команде с основного пульта управления или дистанционного пульта управления бурильщика; • поддержание требуемого давления рабочей жидкости. <p>Вид климатического исполнения—У, УХЛ или ХЛ по ГОСТ 15150-69.</p>
<p>Комплект оборудования:</p> <ul style="list-style-type: none"> • насосно-аккумуляторная станция с основным пультом управления; • дистанционный пульт управления бурильщика; • гибкие соединительные рукава высокого давления.
<p>Станция оснащена следующими элементами:</p> <ul style="list-style-type: none"> • пневмогидравлическими аккумуляторами поршневого или баллонного типа, поддуваемыми азотом; • основным и вспомогательным насосами; • измерительными приборами, смонтированными на пульте управления; • электрогидравлическими преобразователями для преобразования гидравлического давления в электрические сигналы, передаваемые на дистанционные пульта управления; • предохранительными и регулируемыми клапанами; • гидрораспределительными кранами для управления превенторами и задвижками.
<p>Комплектации станции:</p> <ul style="list-style-type: none"> • число линий управления самостоятельных гидросистем, управляемых со станции, по ГОСТ 13862-90: 2...12; • номинальное рабочее давление, МПа: 14, 21; • тип привода основного насоса: электрический, пневматический; • тип привода вспомогательного насоса: пневматический, ручной. • количество ПГА – в зависимости от схемы стволовой части ПВО, условного прохода и рабочего давления; • по требованию заказчика возможна поставка в открытом исполнении (без установки в блокбокс).



Рисунок 43 – Станция управления противовыбросовым оборудованием «Интера» [26]

1-насос трехплунжерный с электроприводом; 2 – масляный бак; 3 - пульт управления электродвигателем; 4 -измерительные приборы; 5- пневмогидроаккумулятор; 6 – регулирующий клапан; 7 –гидрораспределительный кран управления; 8- насос с пневмоприводом.

3.6 Сравнение обобщенного опыта отечественного и зарубежного производства противовыбросового оборудования

В данном разделе проведем сравнение отечественных и зарубежных устройств противовыбросового оборудования. За основные критерии сравнения примем показатели конструктивных особенностей, влияющие на долговечность и межремонтных ресурс, безопасность и надежность, а также показатели, рассматривающие удобство работы на скважине, при монтаже и демонтаже, при обслуживании и замене уплотнителей.

Таблица 21 – Показатели сравнительного анализа ПВО [26-28]

№	Описание
Показатели конструктивных особенностей	
1	Особенности конструкций, влияющие на безопасность и надежность работы
2	Особенности конструкций, влияющие на межремонтный период
3	Особенности корпусных деталей, влияющих на межремонтный период и долговечность
Показатели удобства эксплуатации ПВО	
1	Удобство работы на скважине
2	Удобство монтажа и демонтажа
3	Удобство обслуживания и замены уплотнителей
Количественные показатели	
1	Количество циклов при закрывании: «на ноль», «на трубе»
2	Количество протаскиваемых замков
3	Длина протаскиваемой трубы с замками, в том числе «квадрата», м
4	Суммарная длина расхаживания труб, м

В сравнительном анализе будут участвовать ПВО фирмы Hydril, Shaffer, Cameron, современные отечественные конструкции.

Таблица 22– Сравнительный анализ ПВО отечественного и зарубежного производителя по показателям конструктивных особенностей [20-27]

Показатель	Hydril	Shaffer	Cameron	Отечественные
Показатели конструктивных особенностей, влияющих на безопасность и надежность, межремонтный ресурс и долговечность				
1) Особенности конструкций, влияющие на безопасность и надежность	Внешние легко повреждаемые гидравлические трубки, закрытые жестяными кожухами. Конструкция конического уплотнителя ПУГ очень чувствительна к твердости резины и требует высокого (более чем двукратного) давления привода	Гидравлические каналы, проходящие сквозь поворотные петли, значительное трение при поворачивании гидроприводов, со временем износ уплотнений	Внутренние защищенные гидравлические каналы	Внутренние защищенные гидравлические каналы
2) Особенности конструкций, влияющие на межремонтный ресурс	Быстрый износ конического уплотнителя ПУГ и уплотнителей плашек при протаскивании труб	Сферический УУП изнашивается медленно. Кольцевое уплотнение поршня скользит по корпусу	Кольцевой УУП изнашивается быстро, но медленнее, чем у аналогов фирмы Hydril	Сферотороидальный УУП изнашивается очень медленно. Поршень скользит по внутренним уплотнениям
3) Особенности корпусных деталей, влияющих на межремонтный ресурс и долговечность	Литье в землю с обработкой, вскрывающей поры, рыхлые места, раковины, внутреннюю коррозию, вызывающие износ уплотнений	Литье у плашечных превенторов с обработкой. Поковки со сваркой и обработкой в универсальных превенторах	Поковки легированной стали, штампосварные конструкции и литые детали	Из цельных поковок легированной стали с ультразвуковой дефектоскопией

Таблица 23 – Сравнительный анализ ПВО отечественного и зарубежного производителя по показателям удобства эксплуатации [20-27]

Показатель	Hydril	Shaffer	Cameron	Отечественные
Показатели конструктивных особенностей, влияющих на удобство эксплуатации				
1) Удобство работы на скважине	Быстрый износ превенторов и станции гидропривода. Для уменьшения износа нужен специальный гидрокомпенсатор в гидроприводе ПУГ. Большое трение и нагрев уплотнителя при расхаживании. Возможно зависание инструмента при спуске	Протаскивание труб с коническими замками без снижения скорости и без принудительных приоткрываний уплотнителя на каждом замке. Малое трение при расхаживании и малое давление в гидроприводе	Протаскивание труб с замками сопряжено с дополнительным открыванием УУП и шлюзованием с применением плащечного превентора. Относительно большое трение при расхаживании труб	Протаскивание труб с коническими замками практически без снижения скорости и без принудительного приоткрывания уплотнителя. Малое трение при расхаживании труб, в том числе рабочих труб квадратного сечения
2) Удобство монтажа и демонтажа	Большие габариты, необходимость свободного пространства для отвода в сторону гидроприводов, нужны прочные многоярусные мостки. Необходима защита труб гидропривода настилами.	Малые вертикальные габариты, необходимость свободного пространства для отвода в сторону гидроприводов	Средние габариты и достаточно компактный плащечный превентор. ПВО удобно для монтажа	Минимальные габариты, гибкие металлорукава гидропривода с быстро разъемными соединениями и обратными клапанами обеспечивают быстрый и легкий монтаж
3) Удобство обслуживания и замены уплотнителей	Снятие крышки для замены уплотнителя ПУГ возможно только в стационарных условиях. Необходим демонтаж трубок и разгерметизация гидропривода для замены плашек ППГ, требуется опрессовка в стационарных условиях	УУП легко и быстро заменяется на буровой. Для замены плашек необходимо приложить значительные усилия при повороте петель узла гидропривода — трудоемкая и опасная операция для буровой	Замена УУП возможна на буровой. Замена плашек производится на буровой легко и быстро с помощью гидропривода	УУП легко и быстро заменяется на буровой. Плашки заменяются на буровой легко и быстро с помощью гидропривода

Проведем сравнение этих же фирм производителей по количественным показателям универсальных и плашечных превенторов.

Таблица 24 –Сравнение универсальных и плашечных превенторов [20-27]

Показатель	Hydril	Shaffer	Cameron	Отечественные
Количественные показатели				
1 Количество циклов при закрытии «на ноль»	2	10	3	20
2 Количество циклов при закрытии «на трубе»	30	500	365	1000
3 Количество протаскиваемых замков	300	10 000	5000	20 000
4 Длина протаскиваемой трубы с замками, в том числе «квадрата», м	2200	30 000	15 000	120 000
5 Суммарная длина расхаживания труб, м	550	15 000	15 000	22 000

Выделим преимущества отечественного производителя:

1. ВУГП для обеспечения эффективной технологии вскрытия пласта;
2. Универсальные гидравлические превенторы со сферическим уплотнителем (ПУС) – более долговечны в отличие от аналогов с увеличенным межремонтным периодом;
3. ППГ2 с плашками трех видов (трубные, глухие, срезные) для бурения и КРС.

Выделим преимущество ПВО, в состав которого вместо обычного ПУГ входит ВУГП:

1. Более широкие технологические возможности;
2. Меньшая высота по сравнению со сборкой из ПУГ и вращающего превентора;
3. Исключение изнашивания уплотнительного элемента ввиду возможности вращения уплотнительного элемента вместе с ведущей трубой;
4. Исключение утечек через щели при герметизации некруглых элементов благодаря принудительному обжиму уплотнительного элемента;
5. Наличие смазки подшипников и проточного охлаждения;
6. Высокие рабочие давления герметизации при вращении.

Таблица 25 – Типоразмеры отечественных ВУГП [20-27]

Показатели	Значение					
Условный проход (D_y), мм	140	156	180	230	280	350
Рабочее давление (P_p), МПа	14	14	-	-	-	-
	21	21	21	21	21	21
	35	35	35	35	35	35
Максимальная частота вращения при рабочем давлении, мин ⁻¹	400	400	400	200	200	200
Уплотняемые диаметры, мм	0-137	0-152	0-176	0-226	0-276	0-346
Длина протаскиваемых труб, тыс. м	60	80	90	120	110	100
Давление гидроуправления, МПа	10	10	10	10	14	14
	14	14	14	14	21	21
	-	-	-	21	-	-

Преимущества современных отечественных ППГ2 по сравнению с отечественными и импортными аналогами:

1. Сокращение времени замены плашек благодаря быстродействующей гидравлической системе замены плашек;
2. Безопасность внутренних гидроканалов управления, защита от внешних механических повреждений;
3. Исключение использования парогенераторов за счет унифицированных плашек и встроенной системы обогрева.

Таблица 26 – Типоразмеры ПУС [20-27]

Показатели	Значение							
Условный проход, мм	140	156	180	230	280	350	425	540
Рабочее давление, МПа	14	14	-	-	-	-	-	-
	21	21	21	21	21	21	21	
	35	35	35	35	35	35	-	-
Длина протаскиваемых труб, тыс.м	60	80	90	120	110	100	90	80

Таблица 27 – Типоразмеры ППГ2 [20-27]

Показатели	Значение						
Условный проход, мм	140	156	180	230	280	350	425
Рабочее давление, МПа	14	14	-	-	-	-	-
	21	21	21	21	21	21	21
	35	35	35	35	35	35	-

Рассмотренные преимущества современных моделей отечественных ПВО обеспечивают все предусмотренные ГОСТ 13862—90 схемы ПВО.

10.7 Схемы противовыбросового оборудования

Приведем стандартные схемы ПВО по ГОСТ 13862-90 [6], а также различия между ними.

10 типовых схем разделим по принципу управления. Схемы 1-2 с ручным управлением; схемы 3-10 с гидравлическим приводом. Далее приведем основные схемы и выделим отличия между ними, где красным квадратом будет показано отличие от предыдущей схемы. Сравнение приведем по трем группам, где группа 1 (схемы 1-2) – КРС; группа 2 (схемы 3-9) – бурение на суше; группа 3 (схема 10) – бурение на море.

Сравнение по группе 1 (схемы 1-2 по [6]) – КРС

Первая схема противовыбросового оборудования обладает следующими особенностями: ручной привод; нет станции гидропривода; отсутствует вспомогательный пульт; один превентор плашечного типа; одна крестовина; один блок дросселирования; одна линия глушения.

Дроссели управляются операторами вручную. Карданы от ручного управления плашками превентора выводятся к штурвалам на пульте.

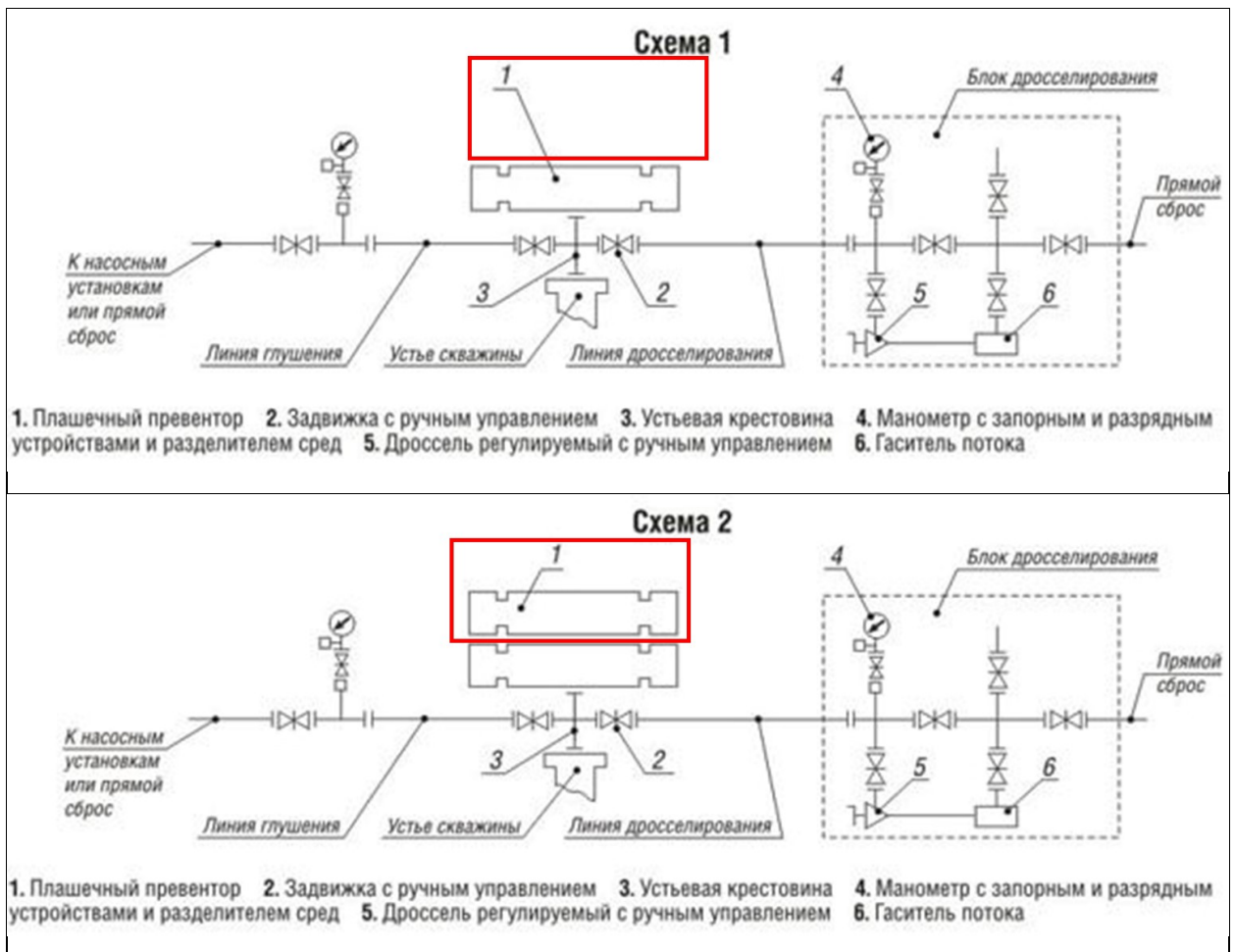


Рисунок 44 – Сравнение схем 1-2 по [XXX] – КРС

Вторая схема обвязки противовыбросового оборудования отличается от предыдущего варианта добавлением еще одного плащечного преентора.

Привод ручного типа использован на всех устройствах – запорной арматуре, дросселях, плашках преенторов.

Сравнение по группе 2 (схемы 3-9 по [6]) – бурение на суше

Третья схема противовыбросового оборудования использует гидравлический привод и два преентора различных конструкций:

- плащечный снизу;
- универсальный кольцевой сверху.

Дроссели в одноименной линии манифольда управляются вручную. Одна крестовина позволяет использовать аналогичное количество манифольдов с линией глушения и дросселирования.

Разработана третья схема для вскрытия пластов с высокой вероятностью ГНВП проявлений пластов с давлением ниже среднего уровня.

Четвертая схема установки и обвязки противовыбросового оборудования имеет по одному манифольду, крестовине, два плашечных превентора с глухими и трубными плашками, дросселя с ручным управлением.

Привод гидравлического типа используется только для перемещения плашек превентора.

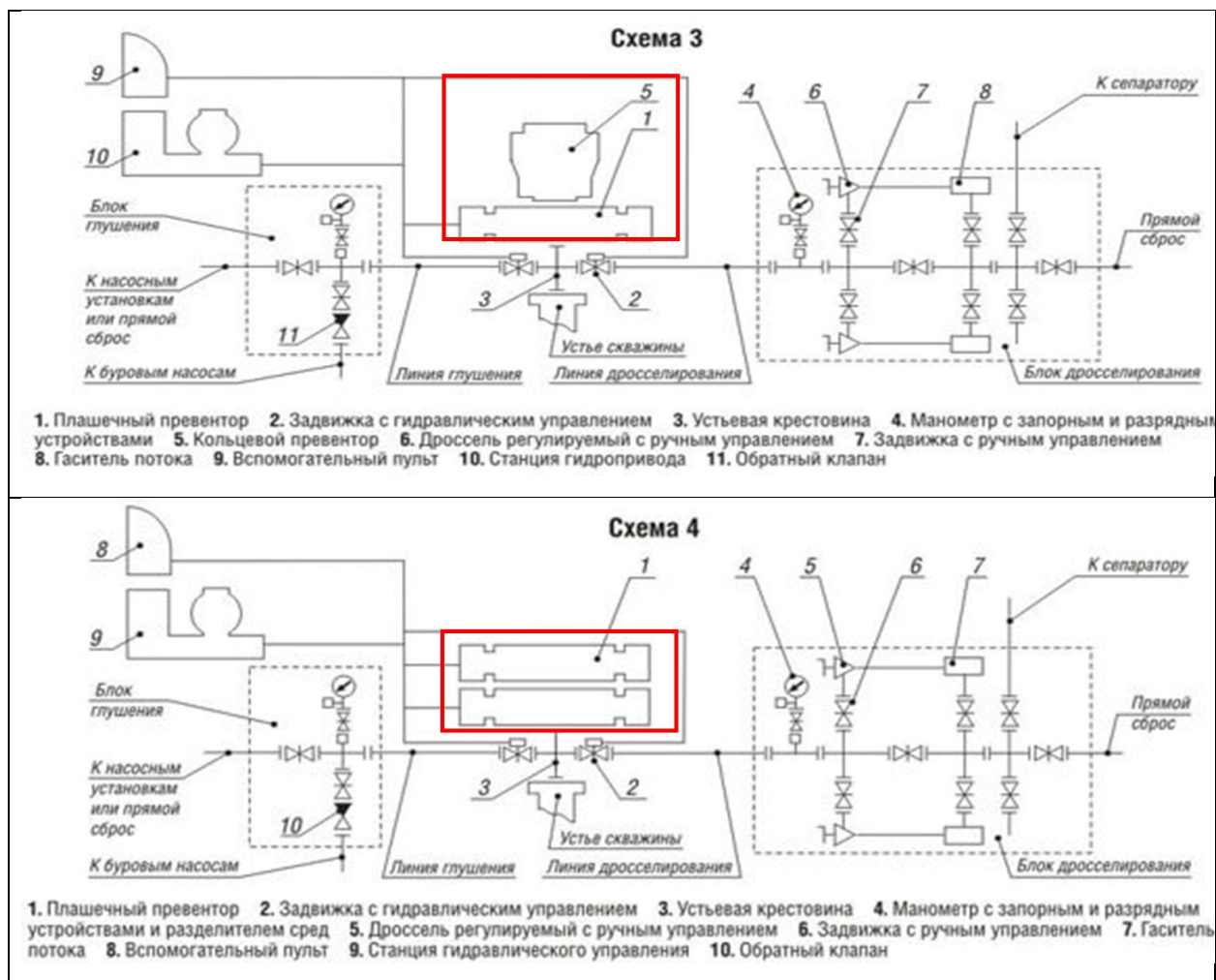


Рисунок 45 – Сравнение схем 3-4 по [6] – бурение на суше

Пятая схема противовыбросового оборудования оборудована одной крестовиной, линией глушения, дросселирования, универсальным превентором и двумя превенторами плашечного типа.

Пятая схема создана специально для стандартных геологических условий Западной Сибири – нормальное давление пласта, глубина бурения от 3000 м.

Шестая схема противовыбросового оборудования включает три превентора – два плашечных и один универсальный. Часть дросселей здесь управляется гидравликой, как и рабочие органы превенторов.

Область применения шестой схемы обвязки ПВО – скважины с процентным содержанием сероводорода в нефти меньше 6%, аномально высоким пластовым давлением, давлением на устье менее 35 МПа.

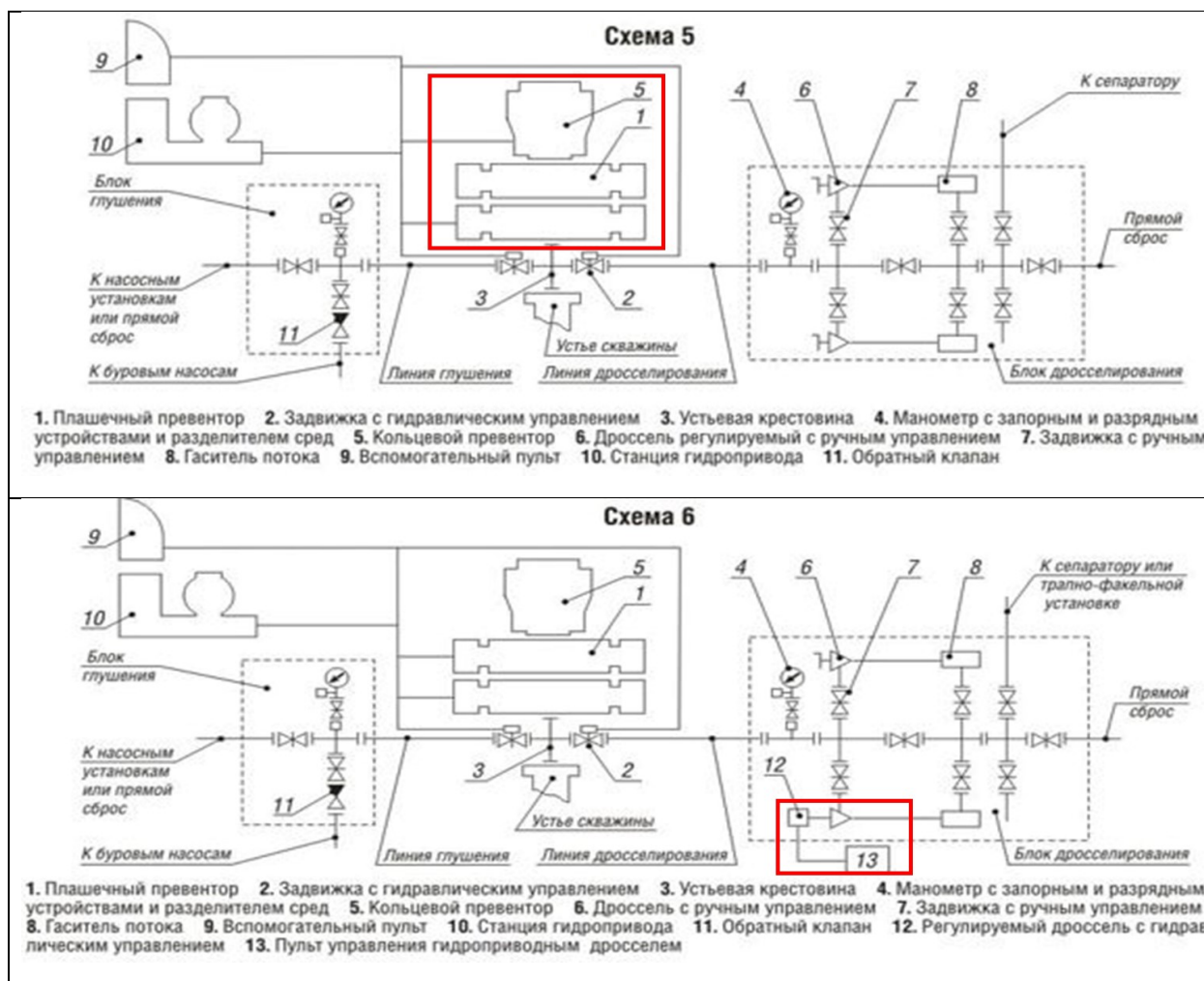


Рисунок 46 – Сравнение схем 5-6 по [6] – бурение на суше

Седьмая схема противовыбросового оборудования трехпревенторная с двумя крестовинами для четырех линий манифольда – по две глушения и дросселирования, соответственно.

Для привода оборудования в действие используется гидравлика, часть дросселей переключается вручную.

Восьмая схема противовыбросового оборудования получила дублирующие задвижки с гидроприводом на обеих линиях манифольда.

Сборка ПВО рассчитана на высокое давление и высокое содержание углекислоты, сероводорода в рабочей среде.

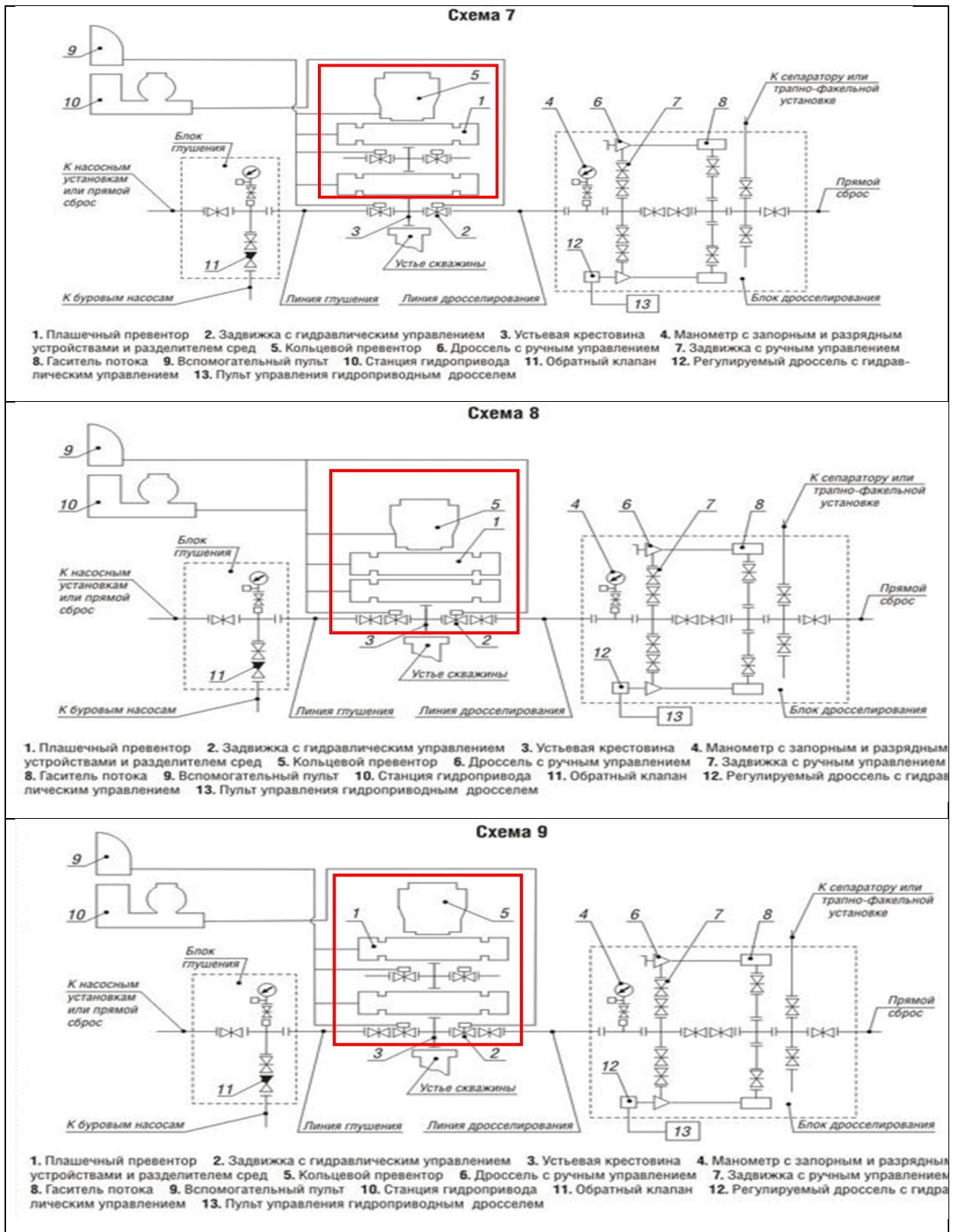


Рисунок 47 – Сравнение схем 7-9 по [6] – бурение на суше

Девятая схема противовыбросового оборудования отличается наличием второй крестовины между плашечными превенторами. Что позволяет смонтировать еще две линии манифольда для управления характеристиками бурового раствора.

Комбинированный привод позволяет дистанционно управлять всеми задвижками и рабочими органами превенторов, частью дросселей.

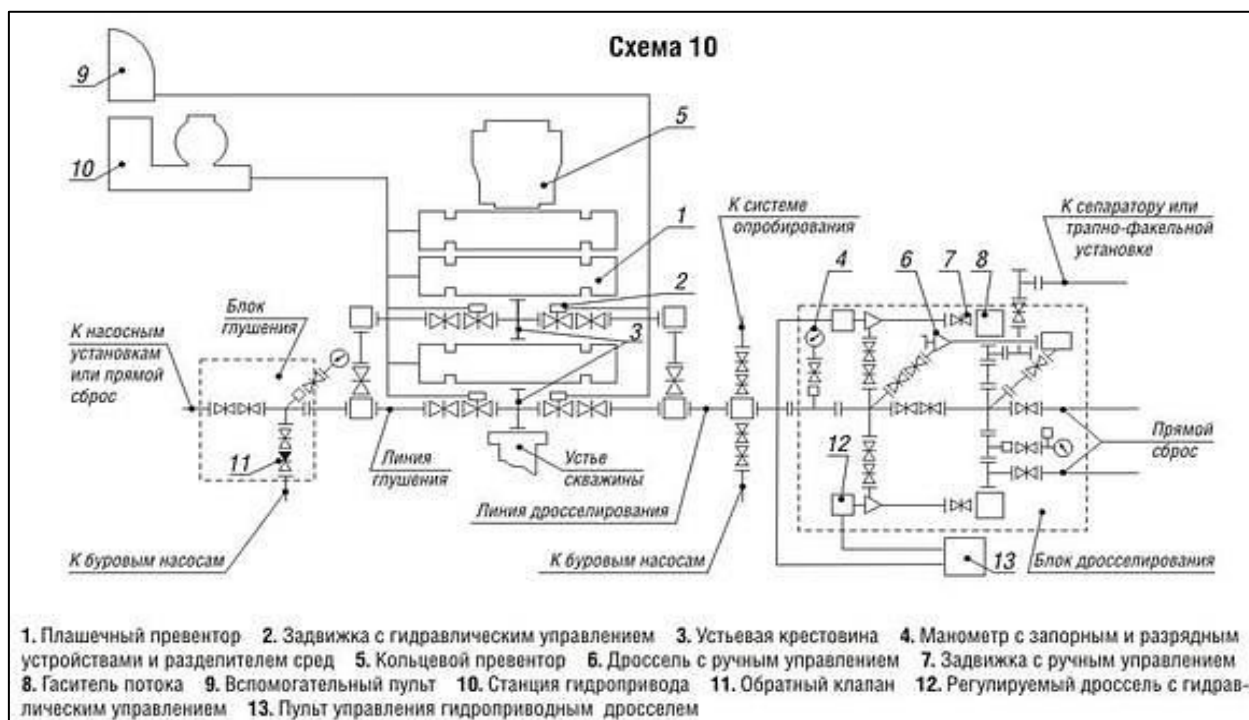


Рисунок 48 – Схема 10 по [6] – бурение на море

Десятая схема противовыбросового оборудования имеет максимальную комплектацию: две крестовины; два манифольда с четырьмя линиями, соответственно; три плашечных превентора; три дросселя (один управляется вручную); один универсальный превентор.

Приведем пример обозначения ПВО – ОП1-100/65х35 К2А: ОП – оборудование противовыбросовое; 1 – первая типовая схема; 100 – условный проход, мм; 65 – условный проход манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа; К2 – коррозионно стойкое исполнение; А – оборудование модернизировано.

Рассмотрим в сравнении схему обвязки устья скважин противовыбросовым оборудованием при:

1. при вызове притока из пласта методом свабирования;

2. при текущем и капитальном ремонте, испытании скважин при СПО;
3. при проведении геофизических работ на скважинах, находящихся в эксплуатации;
4. при текущем, капитальном ремонте, испытании скважин

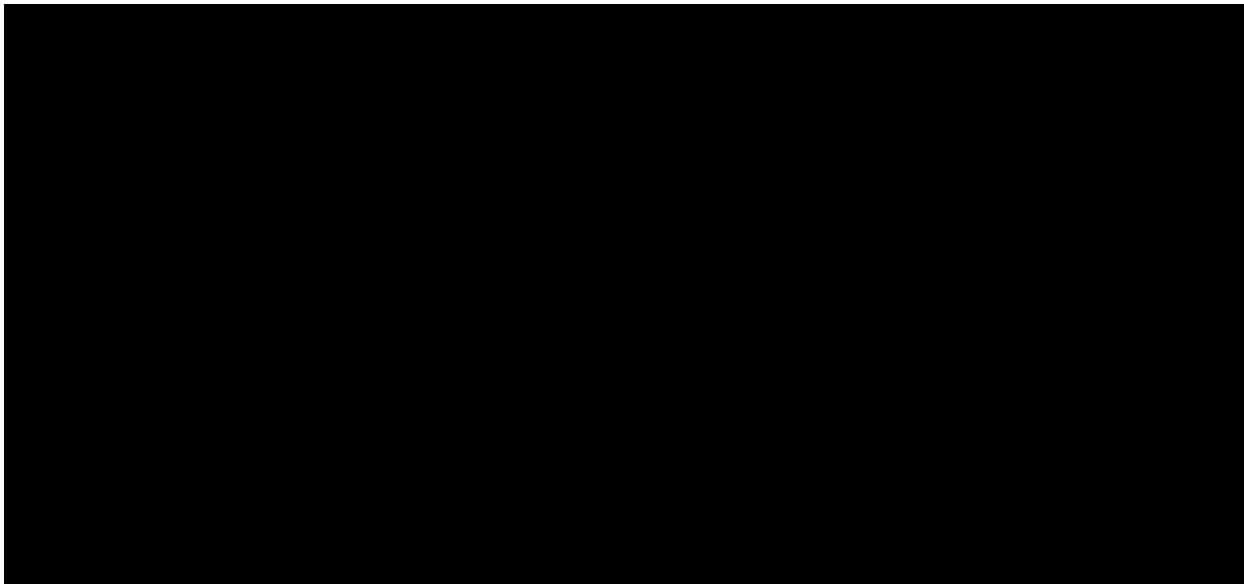


Рисунок 49 – Схема обвязки скважин противовыбросовым оборудованием при вызове притока из пласта методом свабирования

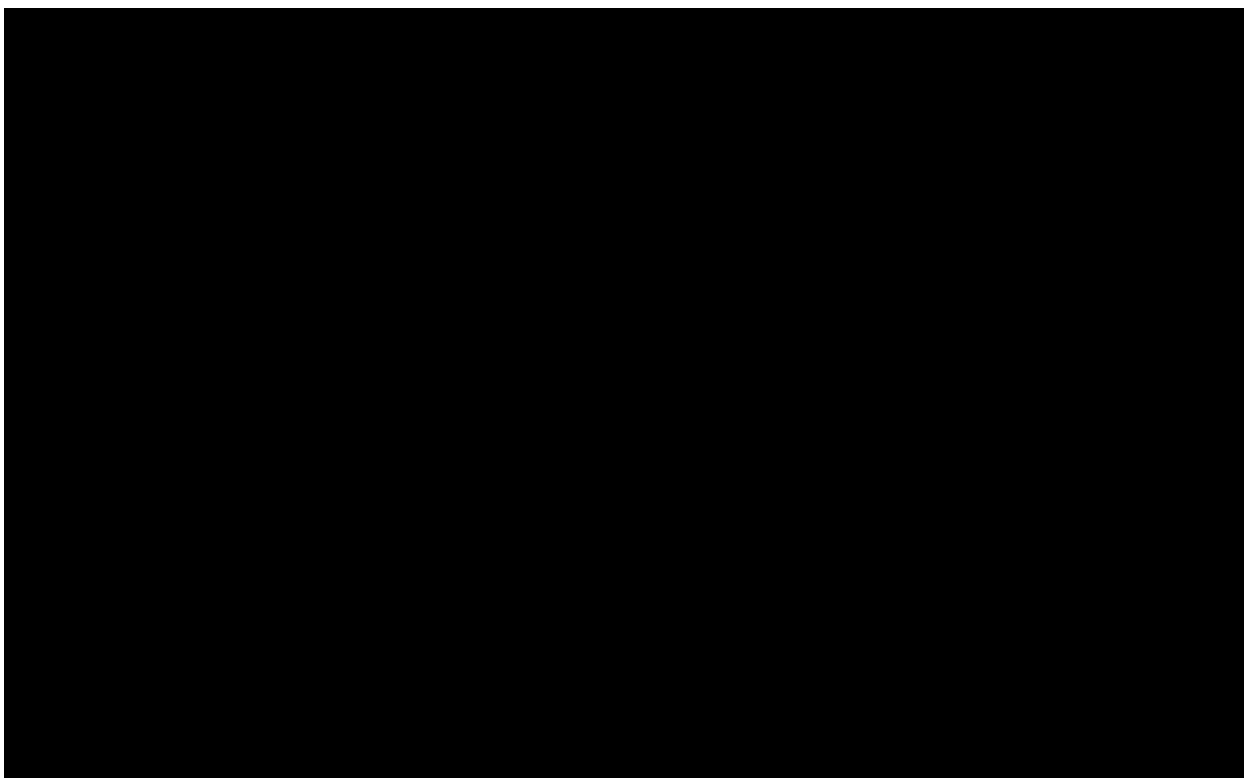


Рисунок 50 – Схема обвязки устья противовыбросовым оборудованием при текущем и капитальном ремонте, испытании скважин при СПО

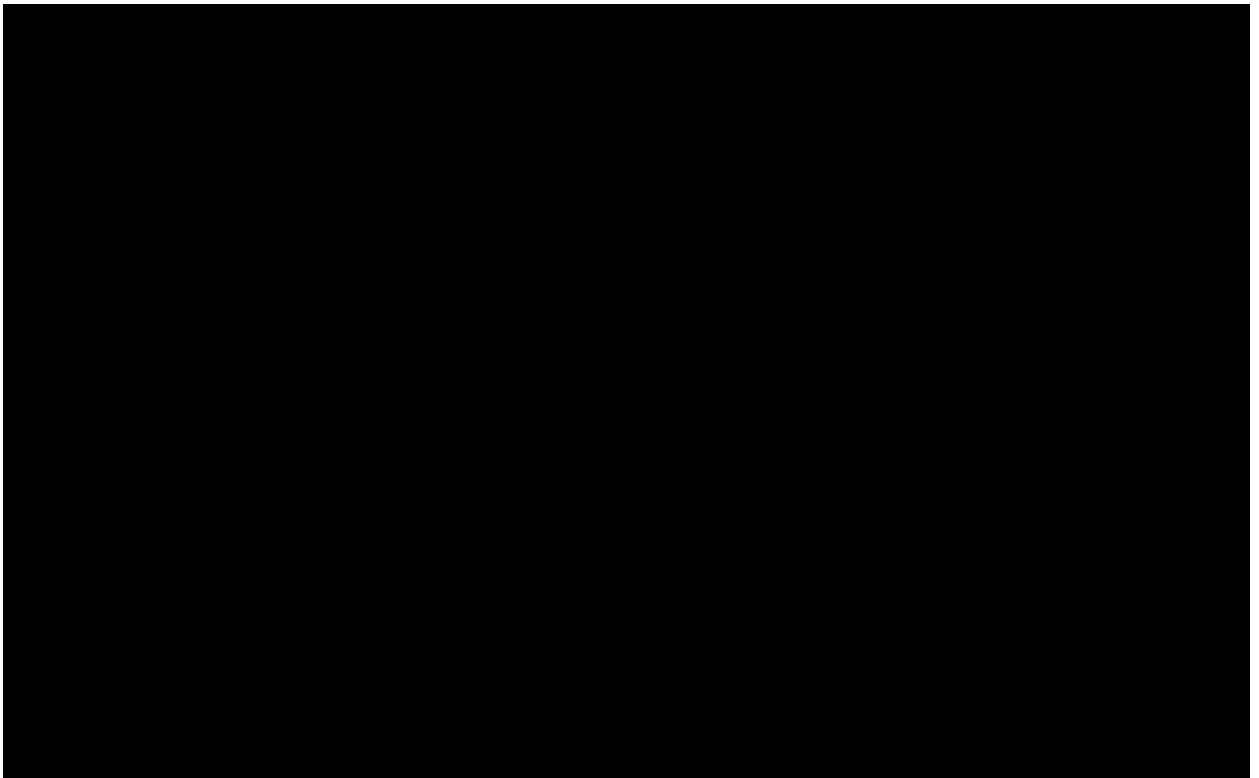


Рисунок 51 – Схема обвязки устья противовыбросовым оборудованием при проведении геофизических работ на скважинах, находящихся в эксплуатации

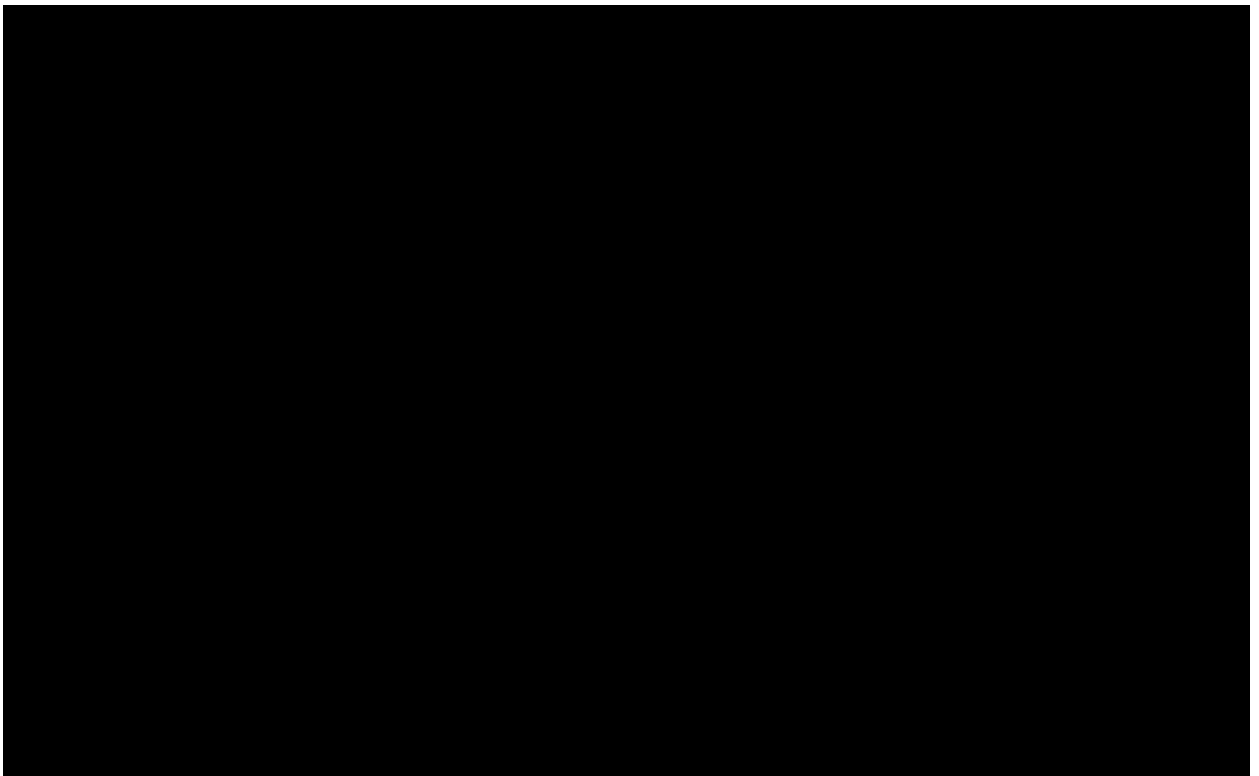


Рисунок 52 – Схема обвязки устья противовыбросовым оборудованием при текущем, капитальном ремонте, испытании скважин

3.8 Обобщенный анализ конструкций и направлений модернизации противовыбросового оборудования

Приведем в таблице ниже состав ПВО и, на основании п. 3.1-3.7 магистерской диссертации, представим обобщенный анализ конструкций и направлений модернизации ПВО.

Таблица 28 – Состав ПВО и направления модернизации

Направление модернизации		Описание, преимущества применения
I Устьевое ПВО (герметизаторы) – превенторы универсальные, плашечные, вращающиеся, диверторы		
1) Особенности конструкций, влияющие на безопасность и надежность	Внутренние защищенные гидравлические каналы	Безопасность внутренних гидроканалов управления, защита от внешних механических повреждений, в сравнение - конструкция конического уплотнителя ПУГ очень чувствительна к твердости резины и требует высокого (более чем двукратного) давления привода. Отсутствие значительного трения при поворачивании гидроприводов, нет износ уплотнений
	Принудительный обжим уплотнительного элемента ВУГП	Исключение утечек через щели при герметизации некруглых элементов
	Высокие рабочие давления герметизации при вращении ВУГП	Исключение утечек за счет повышенного уровня герметизации при вращении в отличии от обычного ПУГ
2) Особенности конструкций, влияющие на межремонтный ресурс	Медленный износ сфероторoidalного УУП. Поршень скользит по внутренним уплотнениям	Для сравнения - быстрый износ конического уплотнителя ПУГ и уплотнителей плашек при протаскивании труб, а также быстрый износ кольцевой УУП.
	Универсальные гидравлические превенторы со сферическим уплотнителем (ПУС)	Более долговечны в отличие от аналогов с увеличенным межремонтным периодом
	Наличие смазки подшипников и проточного охлаждения в ВУГП	Увеличение межремонтного периода
3) Удобство работы на скважине	Протаскивание труб с коническими замками без снижения скорости и без принудительного приоткрывания уплотнителя. Малое трение при	Быстрый износ превенторов и станции гидропривода. Для уменьшения износа нужен специальный гидрокомпенсатор в гидроприводе ПУГ. Отсутствует большое трение и нагрев уплотнителя при расхаживании. Нет зависания инструмента при спуске. Протаскивание труб с замками не сопряжено

	расхаживании труб, в том числе рабочих труб квадратного сечения	с дополнительным открыванием УУП и шлюзованием с применением плашечного превентора. Нет большого трения при расхаживании труб.
4) Удобство монтажа и демонтажа	Минимальные габариты, гибкие металлорукава гидропривода с быстро разъёмными соединениями и обратными клапанами обеспечивают быстрый и легкий монтаж.	Отсутствуют большие габариты, нет необходимости свободного пространства для отвода в сторону гидроприводов, не нужны прочные многоярусные мостки. Нет необходимости защиты труб гидропривода настилами.
5) Удобство обслуживания и замены уплотнителей	УУП легко и быстро заменяется на буровой. Плашки заменяются на буровой легко и быстро с помощью гидропривода	Снятие крышки для замены уплотнителя ПУГ возможно не только в стационарных условиях. Нет необходимости демонтажа трубок и разгерметизации гидропривода для замены плашек ППГ, не требуется опрессовка в стационарных условиях. Для замены плашек нет необходимости приложения значительных усилий при повороте петель узла гидропривода — трудоемкая и опасная операция для буровой.
	ППГ2 с плашками трех видов (трубные, глухие, срезные)	Для бурения и КРС.
	В состав ПВО вместо обычного ПУГ входит ВУГП	Исключение изнашивания уплотнительного элемента ввиду возможности вращения уплотнительного элемента вместе с ведущей трубой
	Сокращение времени замены плашек ППГ2	Сокращение времени замены благодаря быстродействующей гидравлической системе замены плашек
	Унифицированные плашки и встроенная система обогрева	Исключение использования парогенераторов
6) Количественные показатели	Увеличение количества циклов при закрытии «на ноль», количества циклов при закрытии «на трубе», количества протаскиваемых замков, длины протаскиваемой трубы с замками, в том числе «квадрата», суммарная длина расхаживания труб, м	Увеличение межремонтного периода, срока службы.

II Вставное оборудование бурильных колонн – обратные клапаны, кран шаровый, вставные превенторы		
1) Автоматическое перекрытие и герметизация трубного канала бурового инструмента	Применение обратного тарельчатого клапана применяется	При бурении, для проведения ремонтных и аварийных работ, тарельчатый клапан состоит из ниппельной замковой присоединительными резьбами, тарельчатого запорного узла и корпуса с муфтой.
2) Для постоянного самозаполнения обсадной колонны промывочной жидкостью	Клапан обратный дроссельный типов ЦКОД	Для постоянного самозаполнения обсадной колонны промывочной жидкостью, а также для предотвращения движения промывочной жидкости или цементного раствора из затруба в колонну после ее цементирования, аналогично и для упора цементировочной разделительной пробки
3) Заполнение промывочной жидкостью при спуске обсадной колонны	Клапан обратный самозаполняющийся типа КОС	Устанавливается в состав нижней части обсадной колонны и обеспечивает заполнение промывочной жидкостью при ее спуске в скважину, также исключает необходимость долива колонн буровым раствором для предотвращения смятия и исключает переток тампонажного раствора из затрубного пространства в колонну после завершения процесса цементирования.
4) Обеспечение спускаемой обсадной колонне автоматическим заполнением буровым раствором	Клапан обратный бескорпусного типа КОБ	Применяется при креплении нефтяных и газовых скважин обсадными колоннами. Данный клапан обеспечивает спускаемую обсадную колонну автоматическим заполнением буровым раствором, снижением гидродинамической составляющей давления на стенки скважины, после продавливания цементного раствора обеспечивает посадку разделительной пробки на «стоп-кольцо», а также предотвращает обратный переток цементного раствора после завершения процесса цементирования
5) Перекрытие внутритрубного пространства и разделении цементного и бурового раствора при цементировании колонны обсадных труб	Клапан обратный дифференциальный типа КОД	Клапан позволяет совмещать процесс спуска обсадной колонны или ее секции с автоматическим заполнением их буровым раствором. Это достигается за счет боковых окон подпружиненной втулки, которые открыты запорным элементом для прохождения бурового раствора. Непрерывность процесса цементирования также обеспечивается за счет отсутствия шара, который необходимо спускать перед закачкой цементного раствора и спуск которого неуправляем.
6) Для оперативной герметизации и перекрытия трубного канала бурового инструмента	Кран шаровый КШН для колонны насосно-компрессорных труб	Возможно применение при проведении аварийных и ремонтных работ. Конструктивная особенность крана позволяет удерживать давление в любом направлении.

7) Для перекрытия-открытия внутреннего канала труб НКТ	Кран шаровый полнопроходный для колонны НКТ КШПН	Кроме перекрытия-открытия внутреннего канала труб НКТ, имеет полный проход, который соответствует проходу канала трубы НКТ.
8) Для своевременного перекрытия и герметизации трубного канала бурового инструмент	Кран шаровый для ВСП с механизованным управлением	Используется в составе системы верхнего силового привода для своевременного перекрытия и герметизации трубного канала бурового инструмента при бурении нефтяных и газовых скважин, также для проведения аварийных и ремонтных работ.
9) При оперативном перекрытии и герметизации трубного канала бурового инструмента	Кран шаровый для колонны бурильных труб с замковой резьбой типа КШЗ	Применяется для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала, а также проведении ремонтных и аварийных работ. Конструктивная особенность позволяет удерживать давление в любом направлении. Надежное уплотнение гарантируется за счет тарельчатого пружинного кольца.
10) При перекрытии канала нут в условиях умеренного и холодного микроклиматических районов	Кран шаровый полнопроходный КШ для трубопроводов (манифольдов) высокого давления	При возможных газонефтеводопроявлениях и остановке в работе при ремонте скважин в составе НКТ при технологических операциях осуществляется перекрытие канала.
11) Для своевременного перекрытия и герметизации трубного канала бурового инструмента	Кран шаровый для ВСП с ручным управлением	используется в составе системы ВСП для своевременного перекрытия и герметизации трубного канала бурового инструмента при бурении нефтяных и газовых скважин, а также при проведении аварийных и ремонтных работ.
12) Для проведения СПО при наличии давления на устье скважины.	Вставной превентор	Превентор состоит из корпуса и двух резиновых элементов, аналогичных резиновым элементам вращающегося превентора. Катушка вставного превентора устанавливается в плащечный превентор. На неё можно сверху устанавливать любое противовыбросовое оборудование для ликвидации выбросов или открытого фонтана.
III Манифольд – использование современных типов материала труб и покрытий с уменьшенным гидравлическим сопротивлением, уменьшенной шероховатостью труб (например, стеклопластиковые трубы).		
IV Система управления – повышение автономности, точности, скорости реакции.		
V Оборудование для очистки бурового раствора (газосепаратор) – повышение эффективности разделения фаз.		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе магистерской диссертации выполнен сметный расчет строительства поисково-оценочной скважины № Z нефтяного месторождения Z по отдельным видам работ. Учтены стоимости:

- Подготовительных работ;
- Монтажных-демонтажных работ;
- Бурения и крепления скважин;
- Освоения (испытания скважин).

Так же в ходе выполнения работы в данном разделе был выполнен сводный сметный расчет с учетом накладных расходов, заработной платы работников и прочих затрат.

4.1. Общие сведения о проектируемой скважине

Приведем проектную документацию с разработанными технологическими решениями для строительства поисково-оценочной скважины № Z нефтяного месторождения X.

В проектную документацию включены технологические и технические решения для строительства поисково-оценочной скважины. Значения величин параметров показаны в виде: по вертикали/по стволу.

Для строительства скважины выбрана буровая установка не менее 5 класса с номинальной грузоподъемностью не менее 200 т. по ГОСТ 16293-89.

Проектная скорость строительства - 2713,48 м/ст.-мес.

В таблицах 1 – 5 представлены основные технико-экономические показатели строительства проектируемой скважины, полученные на основании принятых проектных решений и приведенных в соответствующих разделах проекта инженерных расчетов.

Таблица 1 – Основные проектные данные

Перечень скважин (кустов), строящихся по данному проекту	скважина № Z
--	--------------

Таблица 2 – Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
Направление	323,9	0	50	0	50
Кондуктор	244,5	0	900	0	915
Эксплуатационная	177,8	0	2700	0	2737

Таблица 3 – Сведения о районе буровых работ

Наименование данных	Значение
Месторождение	Месторождение X █████ обл
Административное расположение	Российская Федерация
– республика	
– округ	
– область	█████
– район	
Температура воздуха, °С	
– среднегодовая	минус 0,4
– наибольшая летняя	плюс 37
– наименьшая зимняя	минус 52
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,94
Продолжительность отопительного периода, сут.	244
Многолетнемёрзлые породы, м	Отсутствуют

Таблица 4 – Сведения о площадке строительства буровой

Название, единица измерения	Название, единица измерения
Рельеф местности	Полого-волнистый
Состояние местности	Заболоченное, малообжитое
Толщина, см:	
снежного покрова	56
почвенного слоя	50
Растительный покров:	Тёмнохвойные леса, растительность лугов
Почвы	Дерново-подзолистые

4.2. Расчет сметной стоимости подготовительных работ

Для расчета стоимости подготовительных работ определим размер площадки, необходимой для производства работ по строительству скважины. Размер требуемого участка представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Площадь отводимого участка

Назначение отводимого участка	Размер отводимого участка, га	Источник нормы отвода земель
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
Площадка под буровую установку	2,75	СН-462-74
Площадка под факел для сжигания нефти и газа	0,80	СН-462-74
Площадка под емкости для сбора нефти и загазированной промывочной жидкости	1,4	СН-462-74
Площадка под жилой поселок	0,35	СН-462-74
Вертолетная площадка	2,12	Аэропроект, М-1984
Итого:	7,42	

На основании рассчитанного размера площадки определим стоимость ее подготовки к строительству скважины. Для этого определим стоимость трелевки деревьев и разделки древесины мягких пород, полученной от валки леса. При этом количество деревьев определим в соответствии с густотой леса на территории будущего расположения скважины.

Сметная стоимость подготовительных работ представлена в таблице А.1 в приложении 9.

4.3. Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ

Для расчета сметной стоимости монтажных-демонтажных работ выбрана буровая установка БУ 3200/200 ЭК-БМ, удовлетворяющая показателям требуемой грузоподъемности и условной глубины бурения.

Сметная стоимость строительства и разборки вышки и предвышечных сооружений, монтажа и демонтажа бурового оборудования представлена в таблице А.2 в приложении 9.

4.4. Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин

А. Обоснование проектной продолжительности строительства скважины

Обоснование проектной продолжительности строительства скважин на основе запроектированных данных механического бурения и действующих норм по отдельным интервалам проходки рассчитывается нормативная продолжительность: механического бурения; спуска и подъема инструмента, смены долот и турбобура; подготовительно-заключительных и прочих работ; ремонтных работ.

1. Время механического бурения определяется по отдельным интервалам путем умножения запроектированного времени бурения одного метра на мощность интервала.

2. Время спускоподъемных операций, смены долот и забойного двигателя для каждого интервала бурения устанавливается на основе расчета количества рейсов инструмента (долблений), числа спускаемых и поднимаемых свечей, норм времени на спуск и подъем инструмента, взятых из справочника ЕНВ.

3. Время подготовительно-вспомогательных работ определяется исходя из единых (справочник ЕНВ) и местных норм времени.

4. Объем ремонтных работ устанавливается для каждого интервала в определенном (справочник ЕНВ) проценте к производительному времени бурения.

Нормативная карта представлена в таблице А.3 в приложении 9.

Продолжительность бурения и крепления скважины взяты с учетом переходного коэффициента ($K=1,1$) из нормативной продолжительности в проектную. Продолжительность бурения в сутках представлена в сводной таблице 6.

Таблица 6 – Продолжительность бурения в сутках

№ об-сад-ной колонны	Название колонны		Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность бурения, сут.
				от (верх)	до (низ)	
1	Направление		0,59	0	50	0,20
	Итого, сут	0,80				
2	Кондуктор		3,73	0	915	2,70
	Итого, сут	6,43				
3	Эксплуатационная		3,98	0	2737	19,10
	Итого, сут	23,07				
Всего, сут.	30,30		8,30			22,00

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются на:

- 1) затраты, зависящие от времени (пропорциональны суткам бурения и крепления, испытания);
- 2) затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

К затратам, зависящим от объема бурения (1 м проходки), относятся расход долот, износ бурильных труб и др.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении 9 в таблицах А.4 и А.5.

4.5. Расчет стоимости освоения (испытания скважин)

Сметный расчет стоимости испытания поисково-оценочной скважины производится на основании сборника единых районных единичных расценок (ЕРЕР) на строительные конструкции и работы. Результаты расчета приведены в приложении 9 в таблице А.6.

4.6. Сводный сметный расчет

Сводный сметный расчет на строительство поисково-оценочной скважины представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	126 827	1 992 284,49
	Итого по главе 1	126 827	1 992 284,49
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	7 646	1 375 821,24
	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	1 135	204 231,90
	Итого по главе 2	8 781	1 580 053,14
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
	Бурение скважины	101 066	18 185 736,00
	Крепление скважины	5 490	987 873,85
	Итого по главе 3	106 556	19 173 609,85
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
	Испытание в процессе бурения	5 549	998 477,60
	Итого по главе 4	5 549	998 477,60
5	Глава 5. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время	11 330	2 038 807,02
	Снегоборьба	839	151 022,74
	Итого по главе 5	44 640	2 189 829,76
	ИТОГО прямых затрат	546 510	24 935 777,24
6	Глава 6. Накладные расходы		
	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	136 628	6 233 944,31
	Итого по главе 6	136 628	6 233 944,31

7	Глава 7. Плановые накопления		
	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	54 651	2 493 577,72
	Итого по главе 7	54 651	2 493 577,72
	ИТОГО по главам 1-7	737 788	33 663 299,27
8	Глава 8. Прочие работы и затраты		
	Премии и вахтовые, северные и прочие доплаты, 24,5%	180 758	8 247 508,32
	Промыслово-геофизические работы	-	2 800 519,00
	Итого прочих работ и затрат	180 758	11 048 027,32
	ИТОГО по гл 1-8	918 547	44 711 326,59
9	Глава 9		
	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 417	200 906,16
	Итого по главе 9	1 417	200 906,16
10	Глава 10		
	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-9	45 998	2 245 611,64
	Итого по главе 12	45 998	2 245 611,64
	ИТОГО	965 962	47 157 844,39
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	47 157 844,39	
	НДС	8 488 411,99	
	ВСЕГО с учетом НДС	55 646 256,38	

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В данном разделе магистерской диссертации выполнен сметный расчет строительства поисково-оценочной скважины № Z нефтяного месторождения X по отдельным видам работ.

Рассчитана сметная стоимость подготовительных работ по подготовке строительной площадки, строительство подъездного пути. Составляет 1 992 284,49 руб.

Рассчитана сметная стоимость строительства и разборка вышки, привышечных сооружений, монтажа и демонтажа бурового оборудования, составляющая 1 580 053,14 руб.

Рассчитана сметная стоимость бурения и крепления скважины 19 173 609,85 руб.

Рассчитана сметная стоимость испытания скважины на продуктивность 998 477,60 руб.

Выполнен сводный сметный расчет, в котором учтены не только затраты по вышеперечисленным видам работ, но и затраты на промыслово-геофизические работы, дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время, накладные расходы, плановые накопления, прочие работы и затраты, затраты на авторский надзор, резерв средств на непредвиденные работы и затраты.

Общая стоимость строительства поисково-оценочной скважины № Z нефтяного месторождения X, согласно сметному расчету, составила 47 157 844,39 руб. С учетом НДС стоимость строительства составила 55 646 256,38 руб.

5 Социальная ответственность

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства.

В большинстве случаев строительство скважин выполняется на удаленных месторождениях, что сказывается отсутствием возможности ежедневного возвращения обслуживающего персонала и ИТР (инженерно-технических работников) к месту проживания. В связи с этим персоналу устанавливается режим работы вахтовым методом (в соответствии с ТК РФ гл. 47 ст. 297).

В процессе всего строительства скважины, выполняемые работы на ОПО и рабочем месте входят в перечень вредных и опасных, согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, в связи, с этим весь персонал обязан проходить медицинское обследование не реже 1 раз в год, не имея противопоказаний к выполнению данного рода работ.

Всему персоналу ОПО должна быть присвоена соответствующая выполняемым работам квалификация, с последующим допуском к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 298 ТК РФ).

Согласно ТК РФ, персонал на ОПО, ежемесячно к заработной плате, начисляемой рабочим по тарифным часовым ставкам, ИТР согласно установленного оклада за фактически отработанное время, каждый получает соответствующие выплаты: стимулирующие доплаты, связанные с режимом и условиями труда, районный, северный коэффициенты, работа в сложных климатических условиях, ночное время, многосменный режим и др.

Дополнительно, всему персоналу опасного производственного объекта (ОПО) обеспечивается работодателем организованная доставка к месту ведения работ или оплачивается (компенсируется) проезд, по договоренности, так же оплачивается время в пути на вахту и обратно с вахты.

5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Выполнение работ производится на буровой установке (БУ), спроектированных согласно проектных, санитарных требований к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых (СанПиН 1964-79).

Машины и механизмы должны обеспечивать максимальную механизацию и автоматизацию основных и вспомогательных производственных операций, снижение тяжести и напряженности труда и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91.

При проектировании рабочего места для управления буровым оборудованием и механизмами следует учитывать размеры тела человека, его биохимические и физиологические возможности, с учетом поправки на спецодежду, согласно, особым климатических условий на объекте, а также требования ГОСТ 22269-76.

5.2. Производственная безопасность

БУ является одним из опасных объектов. При выполнении работ на данных объектах необходимо учитывать все опасные и вредные факторы, влияющие на персонал. Но в данном разделе будем рассматривать лишь самые важные и наиболее вероятные факторы.

Таблица 1 - Возможные опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004

Продолжение таблицы 1

2. Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 23-05-95
3. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-74 ГОСТ 12.4.026-2001
4. Работа на высоте	-	+	+	ПОТ Р М-012-2000
5. Неблагоприятные климатические условия	-	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 ТК РФ Статья 109

5.2.1 Анализ и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

5.2.1.1 Повышенный уровень общей и локальной вибрации

Уровень вибрации на рабочих местах осуществляется и регламентируется - ГОСТ 12.1.012-2004.

Основным источником вибрации на БУ является буровое оборудование, такое как: верхний силовой привод, вышечно- лебедочный блок, двигатели внутреннего сгорания, буровые насосы, а также гидродинамические нагрузки в линии манифольда БУ и др. Так как вибрация отрицательно сказывается на здоровье персонала, то у них могут возникать различные симптомы: нарушения вестибулярного аппарата, головокружения и т.д. При постоянном негативном воздействии данного фактора у персонала могут возникнуть хронические болезни. Значения нормируемых параметров определяется согласно ГОСТ 31192.2 и ГОСТ 31319.

Таблица 2 - Допустимые нормы вибрации

Частота гармонической составляющей, Гц	Амплитуда виброперемещения, $m \cdot 10^{-3}$	
	на постоянных рабочих местах стационарных машин в производственных помещениях	в производственных помещениях, не имеющих источников вибрации
2	1,29	11,2
4	0,28	5
8	0,055	2
16	0,028	2
32	0,014	2
63	0,0072	2

За соблюдением и выполнением установленных санитарных норм отвечает работодатель. Должна осуществляться оценка возможных рисков и производиться меры по их предотвращению и впоследствии устранению, например: проектирование рабочих мест с учетом максимального снижения вибрации, использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на персонал. Но не только работодатель несет ответственность за соблюдение правил и норм. Весь персонал также обязан соблюдать правила, которые предусмотрены средствами индивидуальной и коллективной защиты, например специальная обувь, виброгасящие коврики на рабочем месте и др.

5.2.1.2 Недостаток освещения

В связи с тем, что работа на БУ ведется не только в дневное время, но и в ночное время суток, то возникает недостаток освещения рабочих мест, также БУ предусматриваются и для разных климатических условий, что также влияет на недостаточное освещение объекта в целом и освещения внутри производственных помещений. В большинстве случаев ИТР на ОПО выполняет свои обязанности непосредственно в вагон-офисах, но согласно правил ПБНПП (Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности) периодически присутствие ИТР необходимо, не посредственно на БУ, для управления и контроля выполнения особо значимых технологических операций в процессе цикла строительства скважины, нормы для которых регламентируются в СНиП 23-05-95.

Таблица 3 - Нормы освещенности в рабочей зоне (вагон-офис)

Характеристика зрительной работы	III разряд
Наименьший размер объекта, мм	0,3-0,5
Подразряд зрительной работы	B
Контраст объекта с фоном	средний
Характеристика фона	светлый
Норма освещенности комбинированная, лк	750
Норма освещенности общая, лк	200
Норма коэф. пульсации местного освещ, %	15
Норма коэф. пульсации общего освещ, %	20

Согласно правилам ПБНГП на БУ должно обеспечиваться освещение.

Таблица 4 – Нормы освещенности в рабочей зоне (буровая установка)

Место ведения работ	Норма освещенности, лк
Роторный стол	100
Пути движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Перевенторная площадка	75
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10

В обязанности работодателя входит, контроль выполнения, соответствия уровня освещенности нормам на местах ведения работ. Также контролировать оборудование и места постоянного нахождения персонала, местное освещение, общее и аварийное освещение, согласно норм.

5.2.1.3 Движущиеся части производственного оборудования и механизмы

Исходя из вышеизложенного, БУ является ОПО. Именно здесь персонал наиболее подвержен риску получения производственных травм и механических повреждений (ушибов, порезов, переломов). Основными источниками опасности для персонала является крупногабаритное оборудование и транспортные средства. Главными требованиями к работе бурового оборудования с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: предохранительные кожуха, ограждения, концевые выключатели. Ремонт и обслуживание оборудования производится только в отключенном состоянии, в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2001.

Каждый из персонала находящийся на ОПО должен иметь специальные средства индивидуальной защиты, такие как: защитная - каска, очки, перчатки, специальная обувь и т.д., согласно климатическим условиям.

5.2.1.4 Работа на высоте

Согласно парка БУ в РФ, в среднем высота роторной площадки на БУ не менее 8 м, рабочая зона обслуживания верхового рабочего на высоте от 24 до 27 метров, в связи с этим, большинство работ будет производится на высоте. К основным и особо серьезным рискам на БУ относится угроза падение верхового рабочего с высоты, что приводит к переломам, рваным ранам и в особо тяжелых случаях к летальному исходу. Также одним из опасных факторов является применение верховым рабочим шансового инструмента на высоте, что впоследствии может привести к риску падения данного инструмента с последующим травмированием персонала.

Исходя из вышеизложенного, а также для провидения всех работ безаварийно, без риска здоровья для всего персонала необходимо: чтобы каждый работник обладал соответствующей квалификацией согласно занимаемой должности или штатного расписания буровой бригады.

Исходя из ПОТ Р М-012-2000 должны быть обеспечены следующие меры безопасности: выполнение работ в опасной зоне без страховочных ограждений должны производится только с использованием предохранительных поясов или страховочных систем, отвечающих требованиям безопасности; запрещается выполнять работу в одиночку без страхующего персонала; при выполнении работ персонал обязан, находится в зоне видимости другого персонала или ИТР; для перехода персонала с одного рабочего места на другое необходимо, применять переходные мостики с ограждением не менее 1,1 м; весь применяемый ручной инструмент должен быть застрахован от падения.

5.2.1.5 Неблагоприятные климатические условия

В связи с тем, что строительство скважины производится круглогодично, температура окружающей среды может изменяться в течении года от +40 и до -65 °С, а также меняется количество атмосферных осадков.

Для выполнения производственных показателей, встает необходимость длительного нахождения персонала на холоде, что повышает шанс получить переохлаждение тела и впоследствии заболевания ОРВИ.

Также при нахождении персонала в летний период на жаре, так же не имеет хороших последствий при влиянии на здоровье: обезвоживание, тепловой удар и снижение жизненного тонуса. То есть, на месте выполнения работ, работодатель должен обеспечить благоприятный микроклимат, соответствующий нормам СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

В связи с этим коллективными средствами защиты против мороза в зимнее время года применяются: система отопления производственных помещений, оборудованные места для отдыха и обогрева персонала, защитные промышленные конструкции от атмосферных осадков, осуществлять плановое чередование труда и отдыха. В летний же период выполнения работ осуществляются с проветриванием и кондиционированием производственных помещений, обеспечить персонал питьевой водой.

Таблица 5 - Метеорологические условия приостановки работ

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-40
не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.3. Экологическая безопасность

Согласно статистике ведения буровых работ, необходимо уделить особое внимание аварийным ситуациям, которые оказывают наибольшее негативное влияние на экологическую обстановку на ОПО. Поэтому на ранней стадии проектирования скважины или группы скважин необходимо, заранее рассчитывать и оценивать все риски возникновения данных ситуаций и последующий ущерб природным ресурсам, также необходимо принимать меры по предупреждению и ликвидации возможных аварий на ОПО.

5.3.1 Защита атмосферы

На протяжении выполнения всех необходимых комплексов работ, связанных со строительством скважины, непосредственно участвуют машины и механизмы, которые оказывают негативное влияние на окружающую среду. Основными источниками выбросов являются двигатели внутреннего сгорания (ДВС) специальной техники, а также силовых установок БУ.

Несмотря на все вышеперечисленное, основное и наиболее пагубное воздействие на окружающую среду происходит во время аварийных ситуаций при строительстве скважины, а именно: при несоблюдении правил ПБНГП выброс углеводорода на поверхность, а также выброс на поверхность бурового раствора из скважины. Еще до начала вскрытия продуктивного пласта скважины, устье скважины оборудуют ПВО, которое исключает выброс на скважине. Также во время цикла строительства скважины, поддерживают гидростатическое давление столба жидкости с рассчитанной плотностью бурового раствора, относительно ожидаемого пластового давления, согласно правилам ПБНГП.

На территории ОПО регулярно производится контроль и измерение загрязнения атмосферного воздуха, с записью ежесуточных показаний.

Таблица 6 – Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2019 г.		ПДВ	
	г/с	т/год	г/с	т/год
Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,0007120	0,002062	0,0007120	0,002062
диНатрий карбонат	0,0000001	0,000008	0,0000001	0,000008
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	5,2702947	12,748897	5,2702947	12,748897
Азот (II) оксид (Азота оксид)	4,5373702	10,971262	4,5373702	10,971262
Углерод (Сажа)	0,9741292	2,230151	0,9741292	2,230151
Сера диоксид-Ангидрид сернистый	1,8478658	4,178052	1,8478658	4,178052
Дигидросульфид (Серо-водород)	0,0001901	0,000142	0,0001901	0,000142
Углерод оксид	11,3476870	25,923429	11,3476870	25,923429
Метан	0,6261631	0,036454	0,6261631	0,036454
Бенз/а/пирен(3, 4-Бензпирен)	0,0000191	0,000047	0,0000191	0,000047
Ацетальдегид	0,0006600	0,057410	0,0006600	0,057410
Формальдегид	0,1913742	0,522241	0,1913742	0,522241
Керосин	4,8385052	11,244201	4,8385052	11,244201
Углеводороды предельные C12-C19	0,0370761	0,026619	0,0370761	0,026619
Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	0,0249122	0,054976	0,0249122	0,054976

При проектировании по уменьшению выбросов необходимо учитывать данные мероприятия: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, за работой спецтехники и агрегатов, за использованием высококачественного сырья.

5.3.2 Защита гидросферы

Наибольшее загрязнение поверхностных вод обеспечивается БУ за счет сброса сточных вод и химических веществ, в близлежащие к территории водные объекты. Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86, сбрасывать сточные воды на рельеф запрещен, также запрещено сбрасывать сточные воды в близлежащие водоемы. Самыми основными источниками загрязнения близлежащей водной территории являются: продукты испытания скважины, склады горюче-смазочных материалов (ГСМ) и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения целостности обвалования территории ОПО, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

Основными мероприятиями по рациональному использованию и защите водной среды это: размещение площадки за пределами водоохранных зон водных объектов; устройство обвалования всей кустовой площадки по периметру; сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание; конструкция и обвязка оборудования, исключая утечки жидкости через сальниковые узлы; использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов по всем интервалам строительства скважины; ведение мониторинга поверхностных и подземных вод.

5.3.3 Защита литосферы

При следующих этапах производства на ОПО оказывается наибольшее влияние на прилегающую литосферу:

1. Подготовка кустовой площадки к эксплуатации: выделяется земельный участок под площадку, производится вырубка деревьев, снимается плодородный слой почвы.

2. При непосредственном строительстве скважины могут возникнуть

следующие непредвиденные ситуации: непредвиденные утечки буровых растворов, выбросы флюидов, пожары в результате аварий, засорение производственными отходами и мусором, не исправности автотранспорта, таяние многолетнемерзлых пород. Все производственные, бытовые отходы собираются в технологические емкости и отвозятся к месту утилизации.

Таблица 7 – Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве согласно ГН 2.1.7.2041-06

Наименование вещества	в- Величина (мг/кг почвы)	ПДК	Наименование вещества	в- Величина (мг/кг почвы)	ПДК
Бенз(а)пирен	0,02		Серная кислота	160,0	
Бензин	0,1		Стирол	0,1	
Бензол	0,3		Формальдегид	7,0	
Марганец	1500,0		Фурфурол	3,0	
Ванадий	150,0		Хлористый калий	560,0	
Ванадий + марганец	100 + 1000		Хром	0,05	
Малолетучие эфиры группы 2,4-д	0,15		Никель	4,0	
Нитраты	130,0		Свинец	6,0	
Ртуть	2,1		Цинк	23,0	
Свинец + ртуть	20,0 + 1,0		Хром	6,0	
Сера элементарная	160,0		Марганец - чернозем (рН = 4,8)	140,0	

Метод минимизации загрязнения: хранение запасов бурового раствора в емкостях БУ, ГСМ и нефтепродуктов в емкостях, на оборудованной территории, все химические реагенты перевозятся в герметичных емкостях, все система циркуляции бурового раствора должна быть замкнута, с применением без амбарного бурения.

После завершения всего цикла строительства скважины и освоения следует: очистить всю территорию ОПО от металлолома и строительного мусора, спланировать площадку ОПО и покрыть плодородным слоем почвы, убраным до начала строительства.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация на территории ОПО – это обстановка на буровой площадке, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, которая может повлечь или повлекла за собой смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери. При строительстве скважины или группы скважин, есть вероятность возникновения множества различных чрезвычайных ситуаций: открытое фонтанирование, грифоны, пожары, падение БУ, атака диких животных и др. Но все же самым опасным на ОПО является газоводонефтепроявление (ГНВП) с переходом в открытый фонтан.

Основные причины ГНВП: неправильно рассчитанная плотность бурового раствора глушения скважин, вследствие ошибки при составлении плана работ или несоблюдения необходимых параметров бурового раствора персоналом ИТР бригады бурения, ИТР капитального ремонта и освоения скважин; отсутствие долива скважины при спуско-подъемных операциях (СПО) инструмента и компоновке нижней части бурильной колонны (КНБК); поглощение бурового раствора, находящегося в скважине; глушение скважины перед началом работ, не правильно рассчитанным объемом бурового раствора и не соблюдением плотности бурового раствора согласно ПБНГП; снижение плотности бурового раствора в скважине при длительных остановках БУ за счет поступления углеводорода из пласта; длительные простои скважины без промывки ствола скважины; наличие в разрезе скважины газовых, нефтяных и водяных пластов с большим количеством газа, значительно увеличивающих опасность возникновения ГНВП.

Методы по предупреждению ГНВП: правильный выбор конструкции скважины; контроль и поверка ПВО, регулярные контрольные опрессовки ПВО; вывешивание плакатов, предупреждающих о вскрытие продуктивного пласта; выполнение проектных параметров бурового раствора; контроль качества цементирования; тренировки и инструктажи с персоналом.

Заключение

В процессе исследования проводились: аналитический обзор основных сведений о газонефтеводопроявлениях (условия, причины, факторы возникновения); выполнен статистический анализ аварий на опасном производственном объекте; выявлены причины перехода газонефтеводопроявлений в открытый фонтан; представлен состав противовыбросового комплекса; выполнена классификация противовыбросового оборудования; сравнение накопленного отечественного и зарубежного опыта производства противовыбросового оборудования; анализ схем противовыбросового оборудования; установлен объем финансовых затрат на использование отечественного противовыбросового оборудования в сравнении с зарубежными; проведена оценка опасных производственных факторов при проведении работ на буровой установке.

В результате исследования: выявлены перспективы применения отечественных и зарубежных противовыбросовых комплексов, а также основные направления их модернизации.

Область применения: герметизация устья нефтяных и газовых скважин при их строительстве и ремонте.

Экономическая эффективность/значимость работы. Применение современных противовыбросовых комплексов для герметизации устья нефтяных и газовых скважин позволит снизить капитальные и эксплуатационные затраты.

Благодаря оптимальной комплектации и меньшей массе превенторов облегчается транспортировка, монтаж, техническое обслуживание и ремонт данного противовыбросового оборудования, снижается время на проведение этих работ и финансовые затраты.

Список литературных источников

1. Годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2020 году / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. – Москва, 2021. URL: [untitled \(gosnadzor.ru\)](https://www.gosnadzor.ru) (дата обращения: 15.01.2022)
2. Годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2019 году / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. – Москва, 2020. URL: [https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/Годовой отчет о деятельности Ростехнадзора в 2019 году.pdf](https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/Годовой%20отчет%20о%20деятельности%20Ростехнадзора%20в%202019%20году.pdf) (дата обращения: 15.01.2022)
3. Годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2018 году / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. – Москва, 2019. URL: [untitled \(gosnadzor.ru\)](https://www.gosnadzor.ru) (дата обращения: 15.01.2022)
4. Статистика и причины аварий на объектах нефтегазодобычи / Т.Г. Короткова, К.С. Боженова. – Кубанский государственный технологический университет, Научные труды КубГТУ, № 1, 2019 г. – с. 115-127. URL: [4D6963726F736F667420576F7264202D2031335FCAEEF0EEF2EAE2E05FC1EE6E5EDEEE2E02E646F63](https://www.kubstu.ru) (kubstu.ru) (дата обращения: 20.01.2022)
5. Аварийность в нефтяной и газовой промышленности / Управление по надзору за общепромышленными опасными объектами. Отдел по надзору за объектами нефтегазодобычи и магистрального трубопроводного транспорта. – Информационный бюллетень Госгортехнадзора России - №5(20) – 2005. URL: [Bull_20_2-16.pdf \(safety.ru\)](https://www.safety.ru) (дата обращения: 20.01.2022).
6. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору / Приказ от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
7. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое

8. Осложнения, аварии и фонтаноопасность при строительстве, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин: учеб. Пособие / Кустышев А.В., Чабаев Л.У., Ваганов Ю.В., Двойников М.И., Кустышев И.А., Сингуров А.А. / Под ред. А.В. Кустышева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 178 с.
9. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Academia, 2010. – 33 с.
10. Автоматизация долива жидкости в скважину при спускоподъемных операциях и геофизических исследованиях / Шамгунова А.А. – Альметьевский государственный нефтяной институт, 2014 г., с. 597-598.
11. Определение времени движения газовой пачки от забоя до устья скважины при газопроявлении / Габбасова А. – Издательство: Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (Kraków, Polska), 2016, с. 435-439.
12. Контроль скважин при ГНВП. Практические задания по управлению скважиной [Текст] / В. А. Долгушин, А. А. Земляной, А. В. Кустышев, Д. С. Леонтьев ; М-во образования и науки Российской Федерации, Федеральное гос. бюджетное образовательное учреждение высш. образования "Тюменский гос. нефтегазовый ун-т". - Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. - 115 с.
13. Вахромеев, А. Г. Фонтаноопасность нефтяных и газовых залежей как проявление режимов фонтанирования / А. Г. Вахромеев, К. А. Чернокалов, Е. Е. Милосердов // Современные научно-практические решения и подходы : Третья Международная научно-практическая конференция, Москва, 15 июля 2016 года / Ответственный редактор Д.Р. Хисматуллин. – Москва: Инфинити, 2016. – С. 84-88.
14. Васильев, С. И. Горно-геологические и технико-технологические факторы, обуславливающие фонтаноопасность при строительстве, эксплуатации и ремонте скважин / С. И. Васильев, Е. Е. Милосердов, Н. Д. Булчаев // Горная промышленность. – 2015. – № 3(121). – С. 85.
15. Фонтаноопасность при бурении, эксплуатации и ремонте скважин / Л. У. Чабаев [и др.]. - Краснодар : Просвещение-Юг, 2009. - 267 с.

16. Проблемы эксплуатации нефтяных и газовых скважин / Васильев С.И., Милосердов Е.Е., Булчаев Н.Д., - Журнал: горная промышленность, Номер: 3 (121) Год: 2015, 86 с.
17. Пашина, Л. А. Применение компьютерных технологий при оценке фонтаноопасности в процессе бурения нефтяных и газовых скважин / Л. А. Пашина, О. Я. Юн // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 1. – С. 26-29
18. Чудновский Дмитрий Маркович, Долгушин Владимир Алексеевич, Попова Жанна Сергеевна Геолого-физические характеристики продуктивных пластов и их роль в возникновении газонефтеводопроявлений // Известия вузов. Нефть и газ. 2015. №2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/geologo-fizicheskie-harakteristiki-produktivnyh-plastov-i-ih-rol-v-vozniknovenii-gazoneftevodoprovyavleniy> (дата обращения: 01.02.2022).
19. Гусева, Т. А. Оценка влияния технологических параметров противовыбросового оборудования на уровень риска отказа, приводящего к фонтану / Т. А. Гусева, В. Я. Кершенбаум // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 5. – С. 6-9.
20. Петрушин, В. И. Перспективное отечественное противовыбросовое оборудование / В. И. Петрушин, А. Н. Сорокин // Безопасность труда в промышленности. – 2005. – № 12. – С. 14-19
21. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: Учебник для вузов.- М.: Недра, 1988. - 501 с.
22. Гульянц Г.М. Противовыбросовое оборудование скважин, стойкое к сероводороду. Справочное пособие.- М.: Недра, 1991. - 216 с.
23. Биргер И.А. и др. Расчет на прочность деталей машин: Справочник/И.А. Биргер, Б.Ф. Шорр, Г.Б. Иосилевич. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Машиностроение, 1993. - 311 с.
24. Справочник по сопротивлению материалов/ Писаренко Г.С., Яковлев А.П., Матвеев В.В.; Отв. ред. Писаренко Г.С.- 2-е изд., перераб. И доп.- Киев: Наук. думка, 1988.- 671 с.

25. Раабен А.А. и др. Монтаж бурового и эксплуатационного оборудования.- М.: Недра, 1975. - 289 с.
26. Чекмарев А.А., Осипов В.К. Справочник по машиностроительному черчению.- 2-е изд., перераб.- М.: Высш. Шк.; Изд. Центр «Академия», 2000.- 403 с.
27. Булатов А.И., Прселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.
28. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ.
29. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
30. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N1).
31. СП 3.13130.2009. Свод правил. Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности (утв. Приказом МЧС РФ от 25.03.2009 № 173).
32. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
33. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
34. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
35. ГОСТ 22.0.05-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Технологические чрезвычайные ситуации. Термины и определения
36. ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения

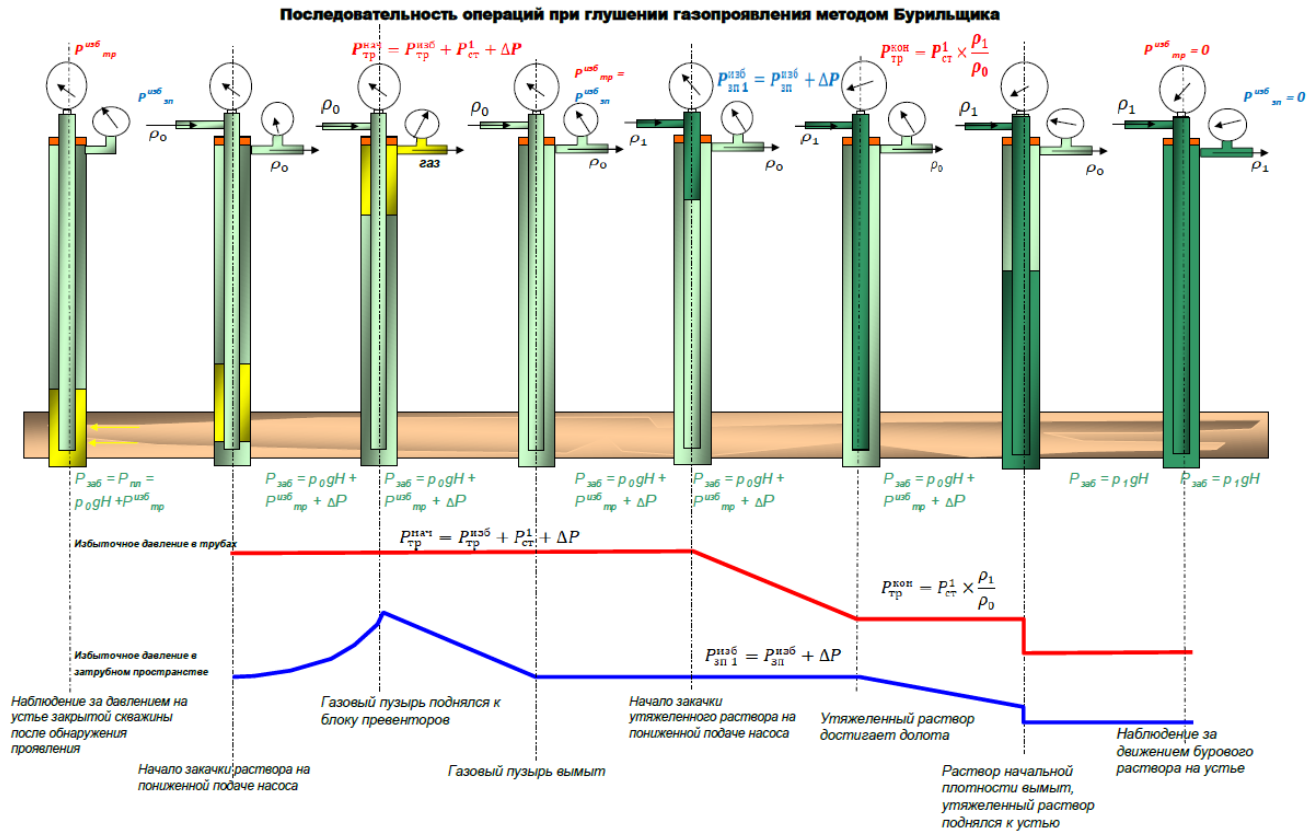
37. ГОСТ 25.503-97. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Метод испытания на сжатие

38. ISO 50001:2011 Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению.

Приложение 1 – Распределение аварий, произошедших на ОПО в 2000-2020 гг.



Приложение 2 – Последовательность операций при глушении газопроявления методом бурильщика



Приложение 3 – Принципиальная схема ликвидации ГНВП методом бурильщика

Стадия	Этап	Элемент скважины, на котором поддерживается постоянное давление	Действия команды по ликвидации ГНВП	Индикатор успешного выполнения этапа	
Поступление пластового флюида	0 – стабилизация давлений в трубах и затрубном пространстве	–	герметизация устья скважины, ожидание стабилизации давлений в трубах и затрубном пространстве, проведение расчетов, заполнение карты глушения	в течение 5–10 минут давления в трубах и затрубном пространстве стабилизировались	
Вымыв флюида	I – подъем газовой пачки к устью	Бурильные трубы	восстановление циркуляции бурового раствора, постепенное открытие дросселя	избыточное давление в затрубном пространстве увеличивается	избыточное давление в трубах постоянно и равно $P_{нач}$
	II – удаление пачки газа из скважины		постепенное закрытие дросселя	избыточное давление в затрубном пространстве уменьшается	
	III – период циркуляции жидкости до начала замены ее на жидкость глушения		герметизация устья скважины, подготовка жидкости глушения	после вымыва флюида при герметизации устья скважины давления в трубах и затрубном пространстве равны начальному избыточному давлению в бурильных трубах $P_{тр}^{изб}$	
Глушение скважины	IV – заполнение бурильных труб жидкостью глушения	Затрубное пространство	восстановление циркуляции	избыточное давление в трубах уменьшается	избыточное давление в затрубном пространстве постоянно и равно $P_{зп 2}^{изб}$
	V – заполнение затрубного пространства жидкостью глушения	Бурильные трубы	постепенное открытие дросселя	избыточное давление в затрубном пространстве уменьшается	избыточное давление в трубах постоянно и равно $P_{кон}$
			герметизация устья скважины	после замены бурового раствора на жидкость глушения при герметизации устья скважины давления в трубах и затрубном пространстве равны 0	

Приложение 4 – Схема обвязки устья скважины ПВО при проведении ИПТ в открытом стволе

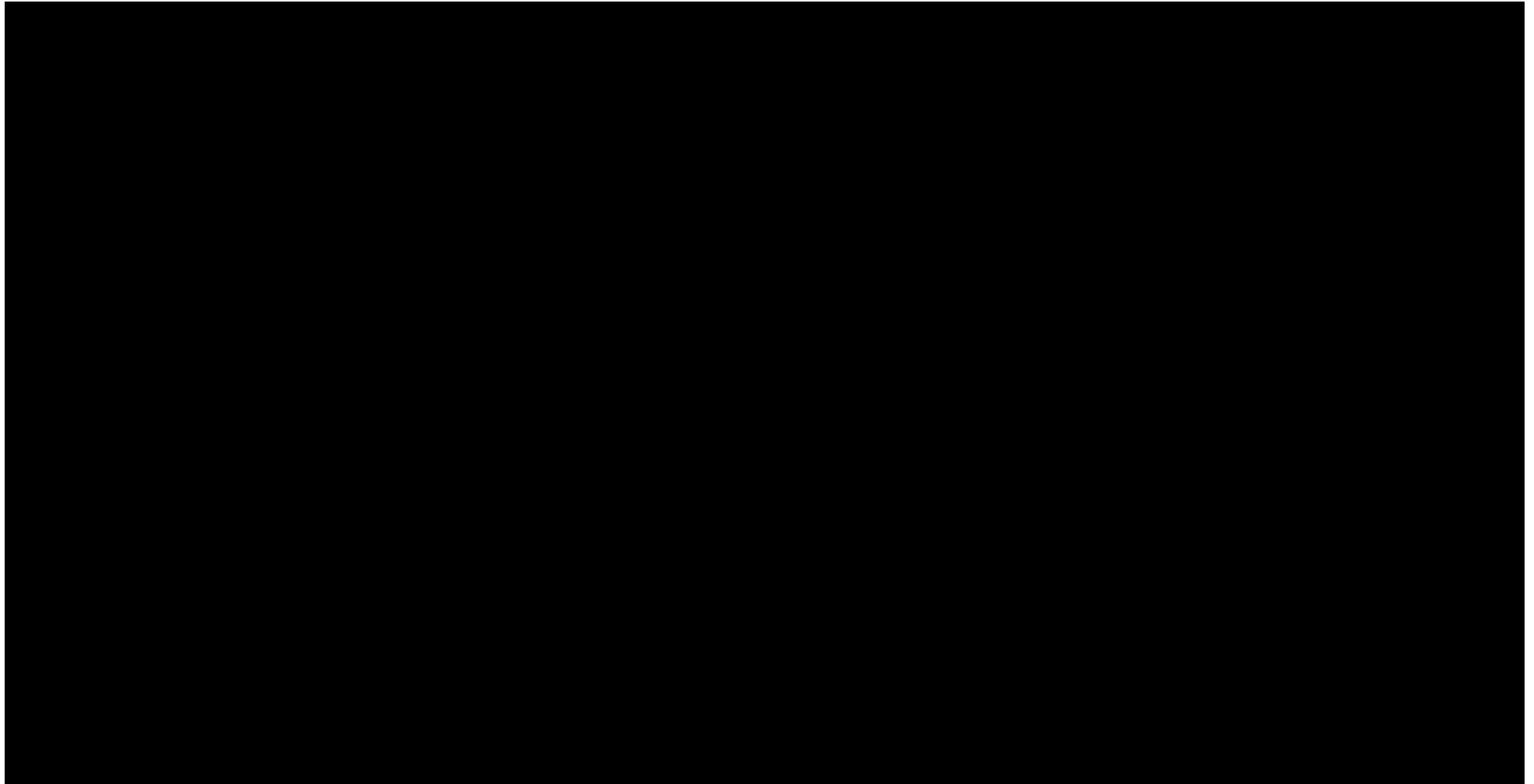


Рисунок 53 – Превентор 350-35

Приложение 5 – Фактическая схема установки и обвязки ПВО

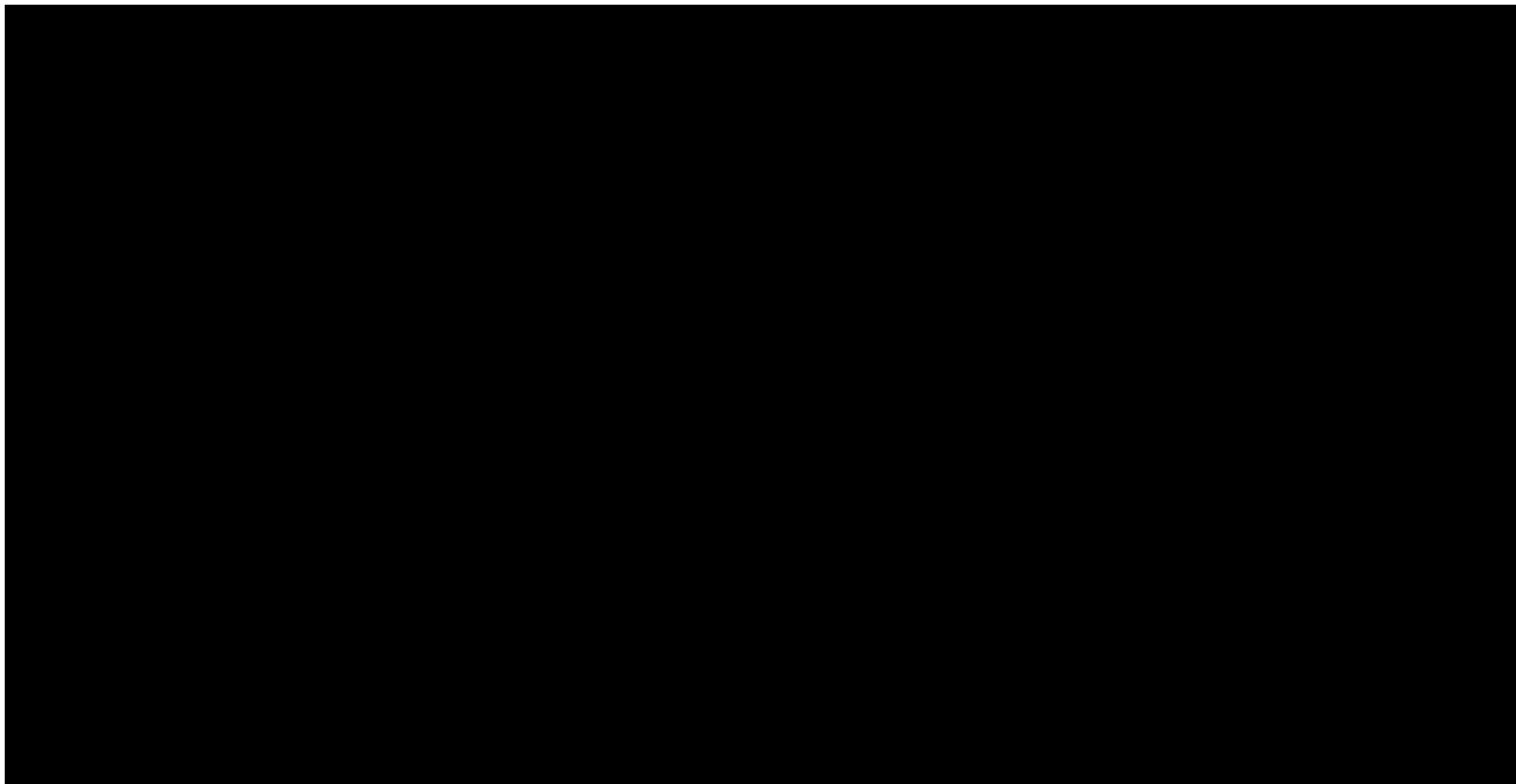


Рисунок 54 – Фактическая схема установки и обвязки ПВО устья скважины при КС методом резки боковых стволов и проводки горизонтальных участков в продуктивном пласте

Приложение 6 – Схема монтажа ПВО для бурения скважин

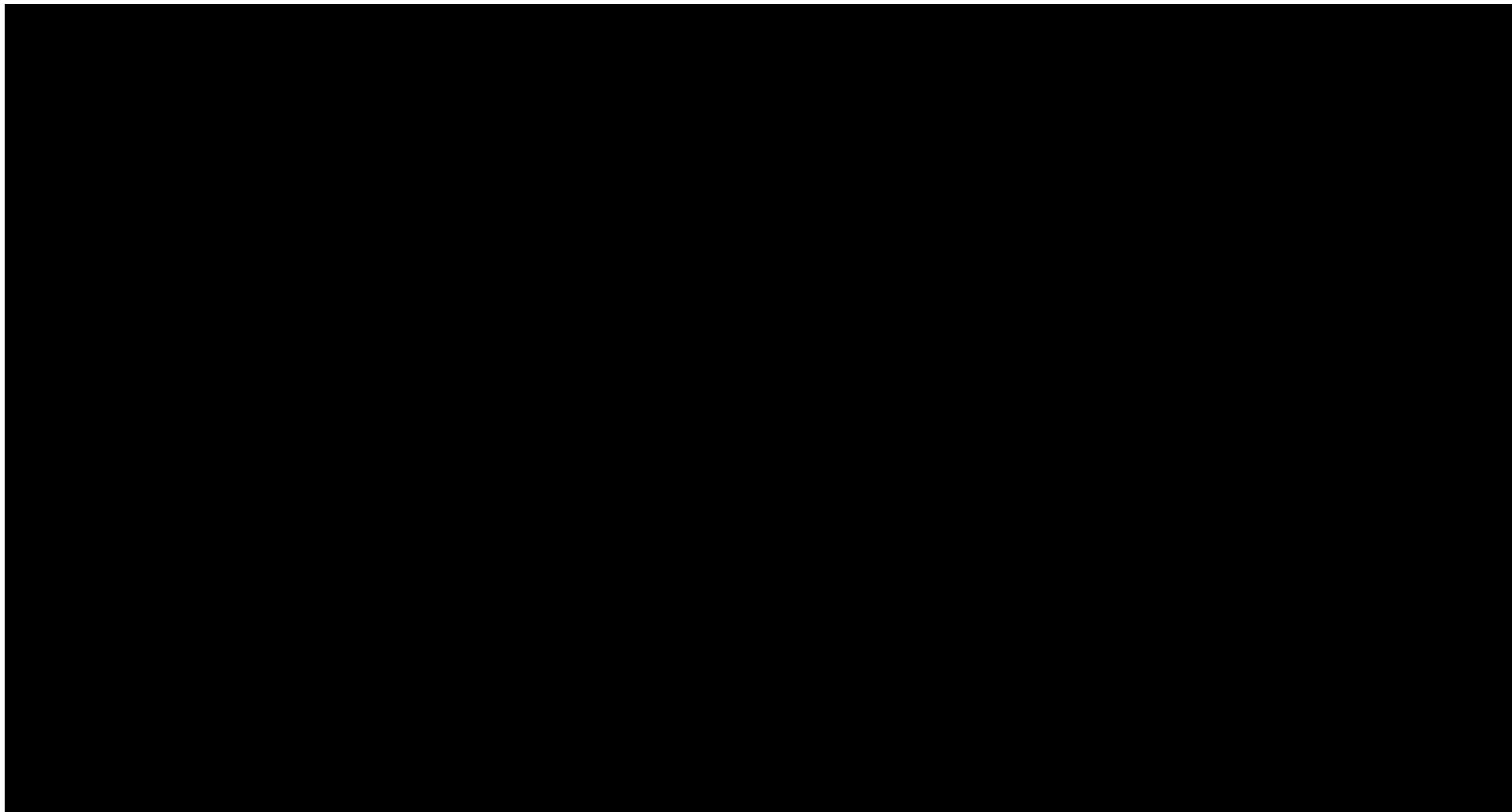


Рисунок 55 – Схема монтажа ПВО для бурения скважин

Приложение 7 – Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при бурении

Приложение 8 - Composition and application of blowout pre-vention equip- ment

(справочное)

Composition and application of blowout preven- tion equipment

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Савенко Артем Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая сте- пень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев А.В.			

Консультант-лингвист ОИЯ ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОИЯ	Матвеевко И.А.	д.ф.н., профессор		

1 Prevention of oil gas water shows

The killing of wells with gas, oil and water inflow is carried out by washing out the reservoir fluids that have entered the well and filling the well with a well-killing fluid, the density of this fluid ensures the necessary overbalance of the seam pressure over the terrastatic pressure.

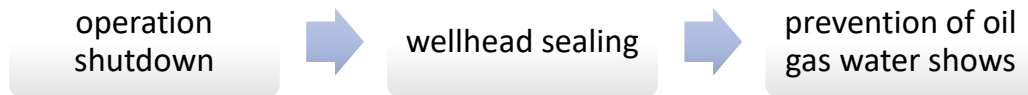


Figure 1 – General order of work in case of detection of oil gas water shows:

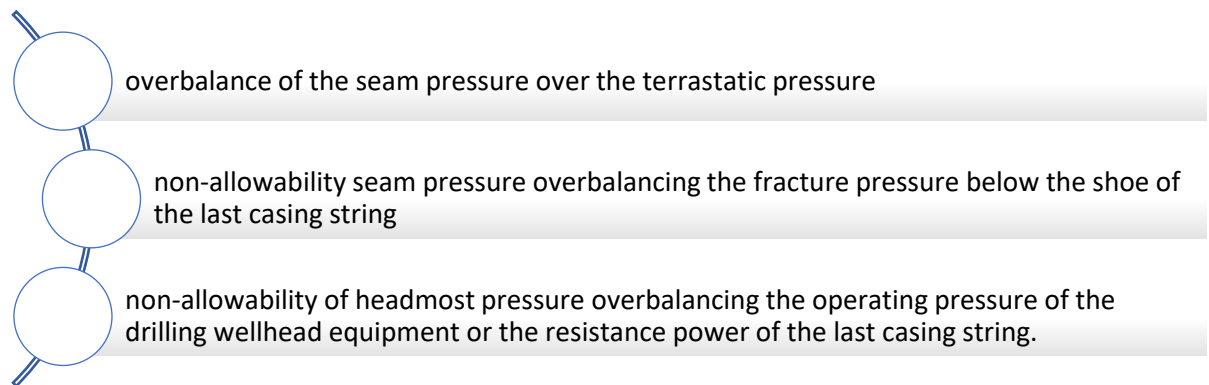


Figure 2 – The main terms for the prevention of oil gas water shows are:

1.1 Prevention of oil gas water shows by standard methods

The prevention of oil gas water shows by standard methods implies the method of balanced the terrastatic pressure: the seam pressure is maintained slightly higher than the terrastatic pressure throughout the entire process. In this case, the flow of fluid will stop until complete well killing operation.

1) Two-stage method (The driller's method)

During the prevention of oil gas water shows by this method, the fluid is first washed out of the well with a mud of the old density, then a weighted drilling mud of the required density is pumped into the well. At the same time, the seam pressure is maintained slightly higher than the terrastatic pressure throughout the entire killing process, and therefore there will be no fluid flow from the formation.

The driller's method is the easiest to use and allows the fluid to be flushed out immediately. However, this requires at least two complete circulation cycles to show response, which results in a higher headmost pressure than other methods.

2) Two-stage lengthy method

The well is flushed with backpressure to clean the mud from formation fluids, and then gradually increase the density of the circulating mud without stopping the circulation.

3) Waiting and weighting up method

After a backflow is detected, the well is closed and a solution of the required density and volume is prepared, and then the killing is carried out.

The method makes it possible to kill the well in one circulation cycle, it is simple in terms of the calculation technique, but it takes time to weight the mud, which can lead to drill-pipes sticking.

4) Continuous method

The work begins immediately with this option, washing out the formation fluid with a simultaneous increase in the density of the mud at the highest possible rate. In this case, the density of mud should be increased to the value required for killing, in the circulation process.

The continuous method allows you to start by washing out immediately after shutting in the well, but requires adjusting the pressure in the drill pipes (at increased mud density) to maintain a constant bottom hole pressure.

1.2 Breakdown of oil gas water shows by unstandart method

The use of this method is resorted when using the previous methods, pressures arise that exceed the allowable headmost pressure.

1) Stepwise killing method

In this case, resort to the operation of reducing the pressure on the restriction, starting a new cycle of killing. The circulation does not stop. Similar operations to reduce the pressure on the restriction are repeated until the headmost pressure is

within acceptable limits. It is applied when, after shutting-in of well or in the process of killing it, it is found that the pressure in the annular space is close to or above the allowable limits (strength of BOP, production string or breakdown pressure).

2) Substitution method

It is used when the gas pack reaches the mouth in the absence of drill pipes in the well. In this scenario, by rotation pumping the mud into the well and drain the gas, complete replacement and filling of the wellbore with drilling fluid is achieved or limited to reducing the pressure to values at which pipes can be safely lowered into the well under pressure.

3) The method of killing the well in the "forehead absorption"

The process of killing a well in the "forehead" provides for the continuous injection of mud or well-killing fluid into the pipes and the inner annulus for absorption into the formation without the release of the formation fluid to the surface. The injection of fluid into the well can be carried out both in the presence of drill pipes in the well, and without them.

The purpose of this method is to push the formation fluid back into the productive or weakest open formation without allowing frac job, and reduce the pressure at the mouth to atmospheric or safe value.

2 Design analysis of blowout preventers

At present, the oil industry is experiencing a great boom. In recent years, new models of drilling machines and complexes have been created, which have had a significant impact on the productivity of drilling operations and the acceleration of the growth rate of oil and gas production. The success of drilling is inextricably linked with the latest scientific developments in the field of calculations and design of drilling machines, improving their technical level and reliability. To consolidate the successes achieved, it is necessary to constantly expand the volume of exploration and production drilling by further increasing the productivity of drilling machines, mechanizing heavy manual labor, optimizing and automating drilling operations. In this regard, it is necessary to carry out work on the re-equipment of drilling

enterprises with high-performance automated units. This will ensure the necessary increase in the volume of drilling operations.

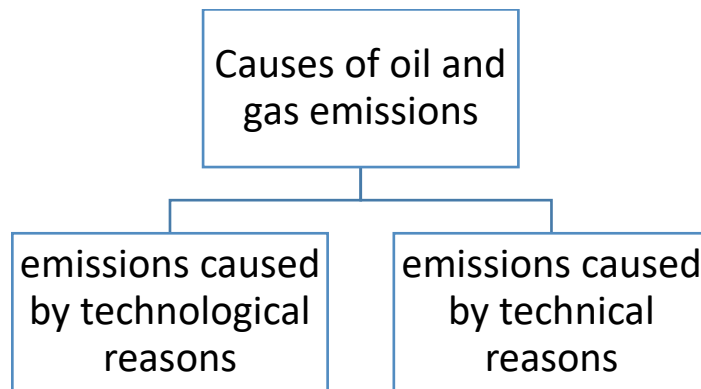


Figure 3 - Causes of oil and gas emissions

The first reason is:

1. incorrect assessment of reservoir pressure, in connection with which an incorrect choice of drilling fluid parameters (specific gravity, viscosity, static shear stress) is made;
2. lifting the drilling tool from the well with a stuffing box on the bit or locks with tightening and reciprocation, which is accompanied by a piston effect, the direct consequence of which is a decrease in back pressure on the formation, hence causing inflow from the formation;
3. lifting the drilling tool from the well at high speeds in the pay zone or formations close to this zone, especially when drilling wells with small bit sizes (in these cases, there is also a piston effect); drilling in highly absorbing formations.

Blowout prevention equipment is a complex designed to control a developing well in order to prevent open fountains and protect the environment from pollution. The main task of the complex is to preserve the drilling fluid in the well and carry out operations to replace it (well killing).

The complex of blowout prevention equipment provides the following works:

1. well sealing, including closing-opening of slips without pressure and under pressure;
2. tripping of the drill pipe string with a sealed wellhead, including pulling locks, reciprocating pipes, hanging strings on rams and holding strings in the well with rams during blowout; circulation of the drilling fluid with the creation of an adjustable back pressure on the bottomhole;
3. operational control of hydraulic components of the equipment.

With increasing drilling depth, the operating pressure of preventers also in-

creases significantly. New designs of BOP equipment are constantly being developed and prepared for production to meet the increased demands of drilling. On the basis of accumulated experience, research and development work, as well as the latest achievements in oil engineering and related fields of science and technology, blowout preventer equipment is continuously improved: its durability and reliability are increased, weight is reduced, metal consumption and labor costs for its manufacture are reduced, operation and repair. This led to a wide range of models and modifications of preventers and the layout of preventer installations used in domestic and foreign practice in drilling exploration and production wells.

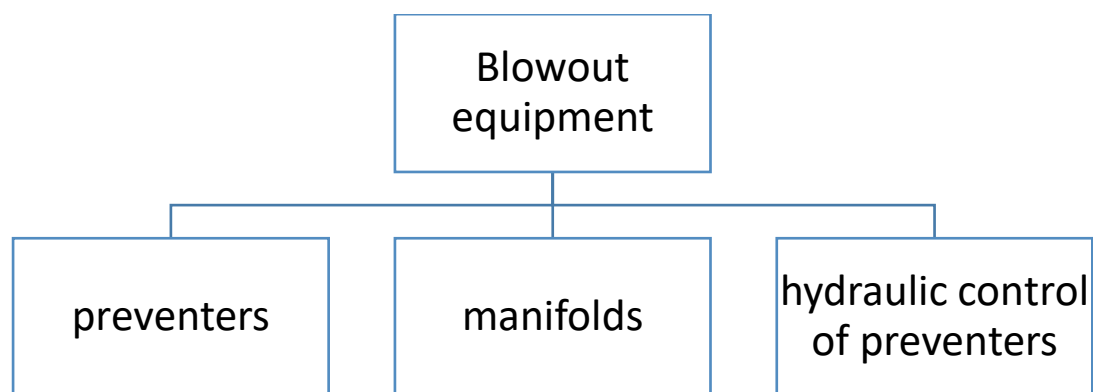


Figure 4 - The composition of the blowout preventer

Blowout prevention equipment is used to ensure safe working conditions for personnel, prevent open fountains and protect the environment from pollution in temperate and cold macroclimatic regions.

The scope of blowout prevention equipment is the construction and overhaul of oil and gas wells.

The main tasks of the complex are to preserve the drilling fluid in the well and carry out operations to replace it (well killing) with another one with the required parameters.

The complex of blowout prevention equipment provides the following works:

- well sealing, including closing and opening of slips (seal) without pressure and under pressure;
- descent and retrieval of a drill pipe string at a sealed wellhead, including pulling through tool joints, reciprocating pipes, hanging a pipe string on rams and holding it in the well with rams during blowout;

- circulation of the drilling fluid with the creation of controlled back pressure on the bottomhole and its degassing;
- Operational control of hydraulic components of the equipment.

Table 1 - Composition of blowout prevention equipment

Blowout preventer	
Sealing system	Control system
preventers with devices for hydraulic, pneumatic or mechanical action on the sealing element.	gate valves or valves with hydraulic or mechanical control, fittings, impact chambers, as well as branches with devices for connecting to various units.

The blowout preventer manifold consists of throttling and killing lines, which are connected to the stem part of the blowout preventer and represent a system of pipelines and fittings (manually and hydraulically operated valves, manually and hydraulically controlled adjustable throttles, pressure gauges).

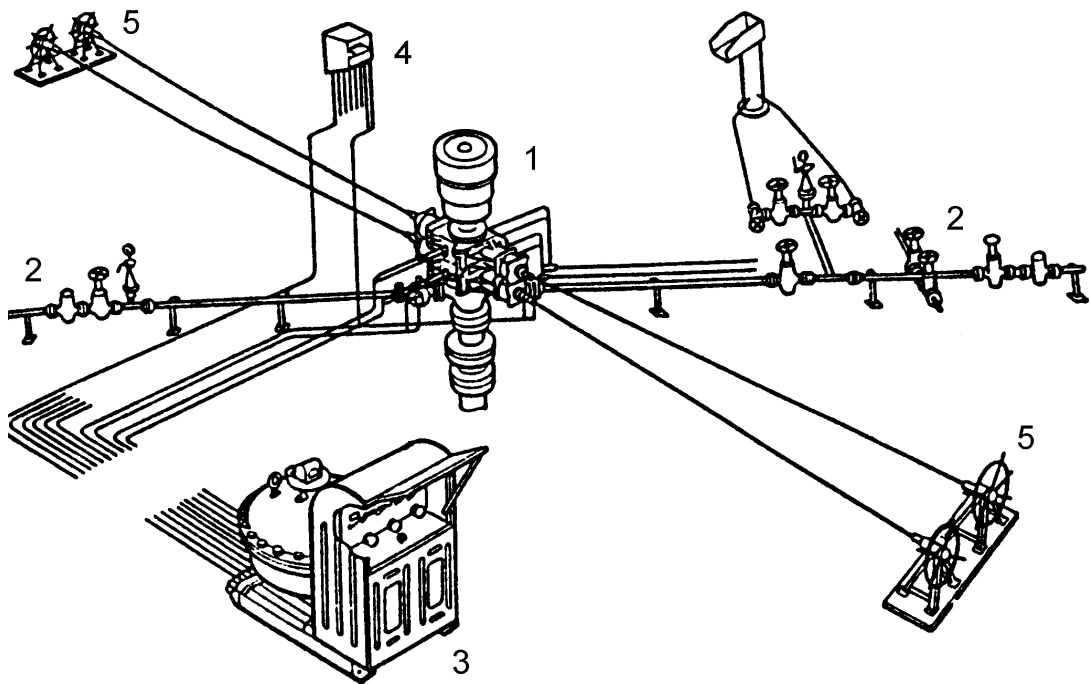


Figure 5 - Schematic diagram of blowout preventer equipment :

1- installation of preventers; 2- manifold ; 3- main control panel; 4- auxiliary control panel; 5- manual drive

The killing line is connected to the drilling pumps and serves to pump the weighted mud into the well through the annulus. If necessary, the killing line can be

used to drain the gassed flushing solution into the degassing chamber of the rig circulation system. The throttling line is used to drain the flushing solution and withdraw fluids from the well with back pressure on the formation, as well as to pump fluid into the well using cementing units.

BOP manifolds are designed for working pressure: 21, 35, 70 MPa.

Manifolds are divided into two types according to the design of gate valves :

- MP - with wedge gate valves;
- MPP - with direct-flow valves.

The manifold code is supplemented by numbers indicating the diameter of their through hole and working pressure. In modern manifolds , the orifice diameter is assumed to be 80 mm for all BOP designs.

Manifold valves are manually and hydraulically remote operated. The main gate valves are hydraulically controlled by means of a double-acting hydraulic cylinder, the piston of which is connected to the gate valve.

Throttles (fittings) have manual or hydraulic remote control and serve to create back pressure on the formation in order to smoothly control the flow rate of the fluid coming from the well. The operation of the throttle is regulated by the axial movement of the conical tip, as a result of which the flow area of the throttle changes.

High-quality seamless pipes are used in the killing and throttling lines. Manifold flange connections are sealed with metal O-rings. The basic part for mounting the stem section and the manifold of the blowout preventer is the wellhead (upper) cross of the string head. If the diameters of the cross and the preventer do not match , a transfer coil or transfer flange is installed between them. Manifold lines must be straight and clear of roads, power lines, and other structures. Turning of the manifold line is allowed in exceptional cases and only with the use of forged steel elbows.

The main element of the blowout preventer is the blowout preventer. Due to the many requirements of this type of equipment, there are various designs of BOPs.

Ram preventer – the most common type is designed to seal the wellhead in the presence and absence of pipes in the well.

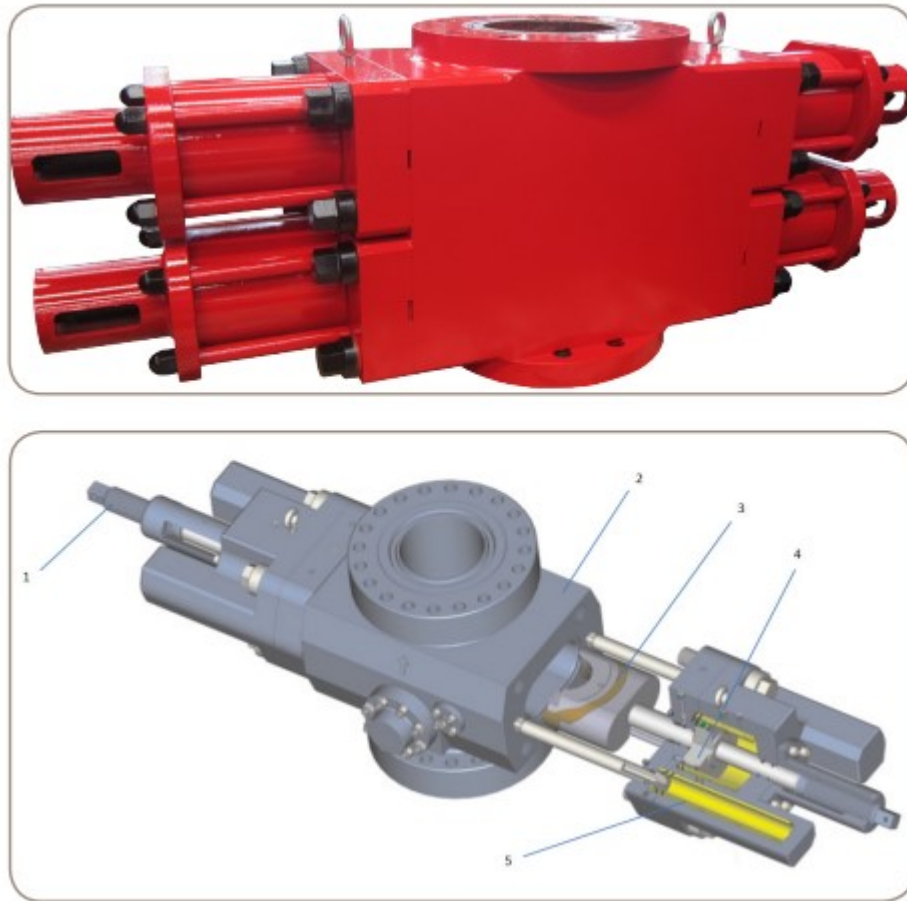


Figure 6 – Ram preventer

1-manual die lock; 2-body; 3-die; 4-working hydraulic cylinder;
5-cylinder for changing dies.

Universal preventers have wider capabilities. They seal the wellhead in the presence and absence of a suspended pipe string in it and at the same time allow, while maintaining the tightness of the wellhead, to turn the drill string and pull the pipes along with couplings and drill locks. The universal preventer is able to seal the wellhead regardless of the diameter and geometric shape of the sealing element.

Rotary preventers are designed to seal the annular gap between the wellhead and the drill string and provide the ability to rotate, raise and lower the drill string when the wellhead is sealed. As part of blowout prevention equipment, a rotating blowout preventer is used in rotary drilling with bottomhole cleaning of cuttings with gas, air or aerated flushing solution, as well as in backwashing a well and opening formations with high reservoir pressure.

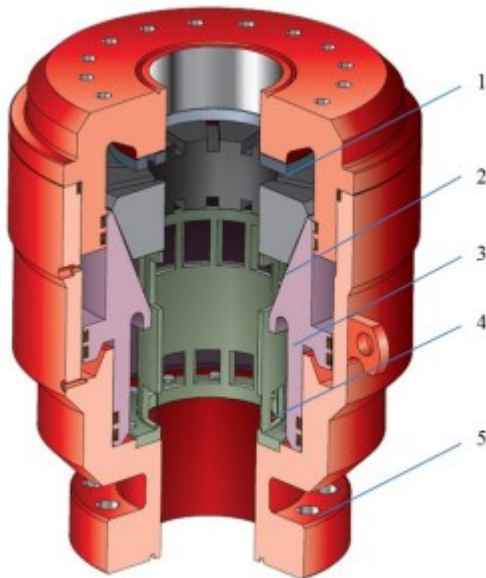


Figure 7 - Universal preventer:
1-cover; 2-annular conical seal; 3-piston, 4-safety sleeve; 5-building.

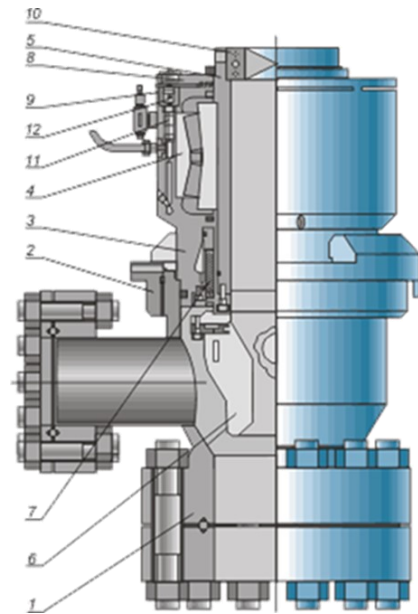


Figure 8 - Rotating blowout preventer:
1 - body; 2 - bayonet nut, 3 - housing, 4 - roller bearing, 5 - barrel, 6 - sealing element, 7 - chevron seal, 8 - cover, 9 - flange, 10 - liner, 11 - pump, 12 - drive.

3 Conclusion

BOP equipment is a necessary element of a modern drilling rig. Therefore, it is quite natural that ensuring safe and trouble-free drilling operations and, as a result, the growth rate of drilling volume is possible with further improvement of preventer installations.

Currently, the intensification of the drilling process and an increase in the depth of drilling wells, i.e. an increase in the expected reservoir pressure, has led to a significant increase in the requirements for blowout prevention equipment. The wrong choice of preventer plant and its composition can lead to irreparable consequences associated with open flowing of oil and gas, which will require long and complex emergency work and huge capital investments.

Приложение 9 – Расчет сметной стоимости строительства поисково-оценочной скважины

Таблица А.1 – Сметная стоимость подготовительных работ

№ п/п	Шифр расценки и коды ресурсов (обоснование коэффициента)	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество единиц	Цена на ед. изм., руб.	Пункт коэф. пересчета	Всего в базисных ценах, руб.	Коэф. пересчета	Всего в текущих (прогнозных) ценах, руб.	Справочно, зарплата труда рабочих (ЗТР), всего, чел.-час; Стоим.ед. с нач., руб.
1	ТЕР01-02-100-01	Трелевка древесины на расстоянии до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см	100 хлыстов	10000	848,03					
		Заработная плата		100	126,98		12698	25,04	317957,9	
		Эксплуатация машин			721,05		72105	10,55	760707,8	
		Накладные расходы (НР) 80% от ФОТ (Фонда оплаты труда)								
		Сметная прибыль 45% от ФОТ								
		в т.ч. ЗПМ						25,04		
		ЗТР		16,28						1628
		МР								14093,41907
		НР от ФОТ	%	80			10158,4	68=80*0.85	216211,386	
		СП от ФОТ	%	45			5714,1	36=45*0.8	114464,851	
		Всего по позиции					100675,5		1409341,9	
2	ТЕР01-02-101-02	Разделка древесины мягких пород, полученной от валки леса, диаметр стволов: до 16 см	100 деревьев	10000	121,15					

	Заработная плата		100	112,29			11229	25,04	281174,2	
	Эксплуатация машин			8,86			886	10,55	9347,3	
	Накладные расходы (НР) 80% от ФОТ (Фонда оплаты труда)									
	Сметная прибыль 45% от ФОТ									
	в т.ч. ЗПМ							25,04		
	ЗТР		13,4							1340
	МР									5829,425864
	НР от ФОТ	%	80				8983,2	$68=80*0.85$	191198,429	
	СП от ФОТ	%	45				5053,05	$36=45*0.8$	101222,698	
	Всего по позиции						26151,25		582942,6	

Таблица А.2 – Сметный расчет строительства и разборки вышки и предвышечных сооружений, монтажа и демон-
тажа бурового оборудования (первичный монтаж) для проведения работ по реконструкции скважины

№ п/ п	Ши фр рас- ценк и по сбор нику ЕРЕ Р и др. обос но- вы- ваю- щие ис- точ- ник и	к.р.	к.р.3	Дру- гие коэф- фи- ци- енты	Наимено- вание ра- бот или за- трат	Ед. из- ме- ре- ния	Ко- ли- че- ство	Стоимость, руб.															
								единицы											С учетом транспортировки				Всего
								стро- и- тель- ства	в т.ч. ос- нов- ная за- ра- бот- ная плат	раз бор ки	в т.ч. ос- нов- ная за- ра- бот- ная плат	тран- порти- ровки грузов при строи- тель- стве (мон- таже)	тран- порти- ровки грузов при строи- тель- стве (де- мон- таже)	стро- и- тель- ства (мон- тажа)	в т.ч. осн . зар пл. ра- бо- чих	раз- борк и (де- мон- тажа)	в т.ч. ос- нов ная зар пл. ра- бо- чих	Воз- врат ма- те- риа- лов	С учетом транспорти- ровки груза				
																			стро- и- тель- ства (мон- тажа)	в т.ч. осн . зар пл. ра- бо- чих	раз- борк и (де- мон- тажа)	в т.ч. ос- нов ная зар пл. ра- бо- чих	стро- и- тель- ства (мон- тажа)
1	49-402	0,02	0,14	0,97	ФУНДА- МЕНТЫ ПОД ОС- НОВНОЕ И ДОПОЛ- НИТЕЛЬ- НОЕ ОБО- РУДОВАНИЕ	МЗ	8	180,7	7,68	3,6	1,08	13,95	169,8	7,2	3,61	1,0	84,8	1359	58	29	9	679	
				0,94				175,2	7,22														
2	49-405	0	0	0,97	ИЗ БРУСА РАЗМЕ- РОМ 200*200М	МЗ	7,6	45,13	5,46	0,0	0,00	14,82	42,42	5,1	0,00	0,0	0	323	39	0	0	0	

6	49-911	0,12	1	0,97	МОНТАЖ ОСНОВАН ИЯ ВЫШЕЧНО-АГРЕГАТНОГО БЛОКА	ос-нов	1	3027,87	80,51	363,34	80,51	2903,56		2846,20	75,68	363,34	80,51	714,87	2847	76	364	81	715
				0,94				2937,03	75,68														
7	49-917	0,06	0,15	0,97	МОНТАЖ ВЫШЕЧНО-АГРЕГАТНОГО БЛОКА	блок	1	4853,42	670,94	291,21	100,64	6867,22	1592,42	4562,21	630,68	291,21	100,64	1869,54	4563	631	292	101	1870
				0,94				4707,82	630,68														
8	49-920	0,06	0,37	0,97	УКРЫТИЕ ВЫШЕЧНО-АГРЕГАТНОГО БЛОКА	к-т	1	12435,14	202,36	0,00	0,00	1812,71		11689,03	196,29	0,00	0,00	5167,62	11690	197	0	0	5168
				0,94				11689,03	196,29														
9	49-921	0,17	0,38	0,97	ЭЛЕКТРО-МОНТАЖ ВЫШЕЧНО-АГРЕГАТНОГО БЛОКА	к-т	1	2723,26	275,62	462,95	104,74	49,30		2559,86	259,08	462,95	104,74	548,89	2560	260	463	105	549
				0,94				2641,56	259,08														
10	49-955	0,04	0,3	0,97	НАСОС-НЫЙ БЛОК	блок	1	5081,72	187,14	203,27	56,14	1858,57	396,66	4776,82	175,91	203,27	56,14	1820,25	4777	176	204	57	1821
				0,94				4929,27	175,91														
11	49-960	0,04	0,3	0,97	УКРЫТИЕ НАСОСНОГО БЛОКА	блок	1	4478,70	118,22	179,15	35,47	115,82		4209,98	111,13	179,15	35,47	2367,91	4210	112	180	36	2368

29	49-751	0,16	0,25	0,97	СИТО ВИБРА- ЦИОН- НОЕ СВ-2	ШТ	1	34,30	3,59	5,49	0,90	58,86	13,91	32,24	3,37	5,49	0,90	5,27	33	4	6	1	6
				0,94				33,27	3,37														
30	49-828	0,27	0,48	0,97	МОНТАЖ ЕМКО- СТЕЙ ДЛЯ ПРИГО- ТОВЛЕН- ИЯ И ХРАНЕ- НИЯ ЖИДКИХ ХИМРЕА- ГЕНТОВ	ЕМ К	2	5,47	0,74	1,48	0,36	66,81	16,03	5,14	0,70	1,48	0,36		11	2	3	1	0
				0,94				5,31	0,70														
31	49-843	0,06	0,4	0,97	ОБВЯЗКА ЕМКО- СТЕЙ ХИМРЕА- ГЕНТОВ ТРУБО- ПРОВО- ДАМИ	ЕМ К	2	140,29	4,62	8,42	1,85	4,93		131,87	4,34	8,42	1,85	51,3	264	9	17	4	103
				0,94				136,08	4,34														
32	49-756	0,05	0,25	0,97	МОНТАЖ ДЕГАЗА- ТОРА ДВС-2К	К-Т	1	181,84	12,57	9,09	3,14	156,42	32,84	170,93	11,82	9,09	3,14	73,65	171	12	10	4	74
				0,94				176,38	11,82														
33	49-756	0,05	0,25	0,97	СЕПАРА- ТОР МА- НИ- ФОЛЬДА ПВО	К-Т	1	136,37	9,43	6,82	2,36	54,90	11,53	128,19	8,86	6,82	2,36	55,24	129	9	7	3	56
				0,94				132,28	8,86														

34	49-848	0,17	0,4	0,97	СБОРКА И УСТА- НОВКА СИ- СТЕМЫ ОБО- ГРЕВА	ШТ	7	57,53	7,60	9,78	3,04	3,10		54,08	7,14	9,78	3,04	9,92	379	51	69	22	70
				0,94				55,80	7,14														
					МЕТАЛ- ЛИЧЕ- СКИЕ ЕМ- КОСТИ																		
35	49-829	0,27	0,48	0,97	РАСХОД- НАЯ ДЛЯ ВОДЫ, 25МЗ	ЕМ К	1	32,90	4,77	8,88	2,29	100,34	24,08	30,93	4,48	8,88	2,29		31	5	9	3	0
				0,94				31,91	4,48														
36	49-829	0,27	0,48	0,97	ДЕГАЗА- ЦИОН- НАЯ, 25МЗ	ЕМ К	1	32,90	4,77	8,88	2,29	100,34	24,08	30,93	4,48	8,88	2,29		31	5	9	3	0
				0,94				31,91	4,48														
37	49-892	0,03	0,44	0,97	ЭЛЕКТРО- МОНТАЖ СИ- СТЕМЫ ВОДО- СНАБЖЕ- НИЯ	БЛО К	1	356,00	16,45	10,68	7,24	9,40		334,64	15,46	10,68	7,24	168,28	335	16	11	8	169
				0,94				345,32	15,46														
38					ОБВЯЗКА ЕМКО- СТЕЙ ТРУБО- ПРОВО- ДАМИ																		
	49-846	0,06	0,4	0,97	ДЛЯ ЗА- ПАСА ВОДЫ, 60МЗ	ЕМ К	3	254,18	9,84	15,25	3,94	5,73		238,93	9,25	15,25	3,94	81,14	717	28	46	12	244

Таблица А.3 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
Бурение под направление	393,7 PDC	0	50	3000	0,02	50	0,02	0,83	0,1	0,93
Промывка (ЕНВ)										0,03
Наращивание (ЕНВ)										0,34
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,01
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)		15,96								0,30
Крепление (ЕНВ)										12,98
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										16,35
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,82
Смена вахт (ЕНВ)										0,22
Итого:										17,39
Бурение под кондуктор	295,3 PDC	50	915	3000	0,02	865	0,29	14,42	2,06	16,48
Промывка (ЕНВ)										0,24
Наращивание (ЕНВ)										13,66
Промывка при наращивании										2,77
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,79
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,53
Крепление (ЕНВ)										81,34
ГИС (ЕНВ)										11,28

Шаблонировка после ГИС в открытом стволе											2,76
Промывка при шаблонировке											0,24
Смена обтираторов (ЕНВ)											0,33
Итого:											131,85
Ремонтные работы (ЕНВ)											6,59
Смена вахт (ЕНВ)											1,76
Итого:											140,20
Бурение под эксплуатационную колонну	220,7 PDC	915	2222	3000	0,03	1307	0,44	37,34	6,8		44,14
Привязочный каротаж											2,11
Отбор керна	220,7/100 PDC	2222	2232	400	0,2	10	0,030	2	6,28		8,28
Отбор керна	220,7/100 PDC	2294	2304	400	0,2	10	0,030	2	6,65		8,65
Отбор керна	220,7/100 PDC	2464	2474	400	0,2	10	0,030	2	7,41		9,41
Отбор керна	220,7/100 PDC	2514	2524	400	0,2	10	0,030	2	7,41		9,41
Бурение под эксплуатационную колонну	220,7 PDC	2524	2589	3000	0,03	65	0,022	1,86	8,66		10,52
Отбор керна	220,7/100 PDC	2589	2607	400	0,2	18	0,050	3,6	8,04		11,64
Промывка (регламент/ЕНВ)											20,97
Нарращивание (ЕНВ)											29,15
Промывка при наращивании											5,83
ПЗР к СПО (ЕНВ)											7,37
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)											2,13
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)											10,77
Крепление (ЕНВ)											86,77
ГИС (ЕНВ)											49,82
Шаблонировка после ГИС в открытом стволе											12,52
Промывка при шаблонировке											1,33
Смена обтираторов (ЕНВ)											3,00

Выброс инструмента (ЕНВ)										10,69
Смена каната, сборка, разборка (регламент/ЕНВ)										10,37
Итого:										354,88
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,12
Итого:										383,00
Ремонтные работы (ЕНВ)										33,47
Смена вахт (ЕНВ)										6,39
Итого:										503,41
Итого по колоннам:										661,00
Проектная продолжительность бурения и крепления скважины										727,10
Продолжительность пребывания турбобура на забое, %										12,14%

Таблица А.4 – Сметный расчет бурения скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб.	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	5	6	7	8	9	10
Затрат зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	69,8	3,4	437,7	3,6	466,9
Социальные отчисления, 30%				21,0		131,3		140,1
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	6,3	3,4	39,3	3,6	41,9
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	4,1	3,4	25,6	3,6	27,3
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, эксплуатационное бурение)	сут	252,86	0,5	136,8	3,4	857,0	3,6	914,2
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	775,0	3,4	4856,7	3,6	5180,9
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,5	226,8	3,4	1421,4	3,6	1516,3
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	75,1	3,4	470,7	3,6	502,1
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,5	54,5	3,4	341,8	3,6	364,6
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,8	3,4	30,2	3,6	32,2
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,5	54,3	3,4	340,3	3,6	363,0
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	91,6	3,4	573,8	3,6	612,1
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	10,0	3,4	62,4	3,6	66,5
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	18,3	3,4	115,0	3,6	122,6

Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6,0	49,3	21,0	172,4	16,0	131,4
Башмак колонный БК-339	шт	85,5	1,0	85,5				
Башмак колонный БК-245	шт	65			1,0	65,0		
Башмак колонный БК-168	шт	45,5					1,0	45,5
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,4			15,0	381,0		
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,7					63,0	1178,1
ЦОКД-339	шт	125,6	1,0	125,6				
ЦКОД-245	шт	113,1			1,0	113,1		
ЦКОД-168	шт	105					1,0	105,0
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,5	1,0	80,5				
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15			1,0	59,2		
Продавочная пробка ПППЦ-126-168	шт	30,12					1,0	30,1
Головка цементирующая ГЦУ-339	шт	3960	1,0	3960,0				
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	3320			1,0	3320,0		
Головка цементирующая ГЦУ-168	шт	2880					1,0	2880,0
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				5849,2		13813,6		14720,8
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 339х9,5	м	37,21	50,0	1860,5				
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53			1040,0	29671,2		
Обсадные трубы 168х8,9	м	23,67					2950,0	69826,5
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,8	74,9	25,9	694,4		
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100		29,95					14,1	422,3
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100		32					26,5	848,0
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0
Затворение цемента, тампонажный цех, т		6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3

Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,2	41,8	34,8	652,8	80,4	1508,3
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,8	7,5	281,4	14,0	525,3
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	268	6351,6					
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб				2575,9		32691,9		75487,4
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб				110755,3				
Всего по сметному расчету, руб				151490,5				

Таблица А.5 – Сметный расчет крепления скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
<i>1</i>		<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
Затраты зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6						
Социальные отчисления, 30%				175,6						
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	25,4	2,5	338,9	17,4	2399,0
Социальные отчисления, 30%						8,6		115,2		815,7
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4						
Социальные отчисления, 30%				15,8						
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	2,6	1,2	17,1	5,0	71,4
Социальные отчисления, 30%						0,9		5,8	0,0	24,3
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	46,4	1,2	300,9	5,0	1254,2
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	263,2	1,2	1705,3	5,0	7107,7
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4,0	615,0						
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			1,2	267,3	5,0	1114,0
Прокат ВЗД	сут	19,46	4,0	77,8						
Прокат ВЗД	сут	92,66					1,2	110,3	5,0	459,6
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95								

Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,1	18,7	5,0	44,1
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54			0,3	2,0	2,1	15,8	5,0	37,4
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	2,1	313,9	5,0	741,4
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4,0	182,2						
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93			0,3	29,1	2,1	226,7	5,0	535,3
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	6,2	1,2	40,4	8,2	277,8
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	18,4	1,2	119,5	8,2	822,3
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	2,1	11,6	5,0	27,4
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	31,1	1,2	201,5	8,2	1386,5
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4			17,0	1281,8	22,0	1658,8	-	-
Сода каустическая	т	875,2			0,2	175,0	0,2	175,0	0,3	262,6
Сода кальцинированная	т	183,3			0,2	33,7	0,1	18,3	0,1	18,3
Ингибитор набухания глин	т	215,6							20,0	4312,0
ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ	т	983			0,5	491,5	0,5	491,5	0,5	491,5
Смазочная и противосальниковая добавка	т	1054,1							5,0	5270,5
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,6	2,3	4,0	1,4	3,2	1,1	6,0	2,1
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68					11,2	186,8	10,6	176,8
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08			17,9	359,1	22,8	457,8	20,9	419,7
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				9647,3		2820,8		6798,3		28071,6
Затраты зависящие от объема работ										
Долото 393,7	шт.	2686,4			0,0	53,7				
Долото 295,3	шт	4852,7					0,3	1407,3		
Долото 215,9	шт	5234,4							0,5	2416,5
Бурголовка 215,9/100	шт	8845,6							0,2	1503,8

Калибратор 295,3	шт	6971,2								
Калибратор 215,9	шт.	458,9					0,4	183,6		
Транспортировка труб	шт.	442,6							0,8	354,1
Транспортировка долот	т	4,91			18,4	90,3	24,8	121,8	48,6	238,6
Перевозка вахт автотранспортом	т	6,61			1,0	6,6	1,0	6,6	1,0	6,6
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	сут.	1268	1268							
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб					0,0	150,682		1719,22		4519,62
Итого по колоннам, руб					9647,3405	2971,53		8517,48		32591,2
Всего по сметному расчету, руб			101065,6							

Таблица А.6 – Сметный расчет испытания скважины

№	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др. Обосновывающие источники	Затраты	Испытание в обсадной колонне			
			Ед. изм.	Единицы Основная зарплата	Кол-во	Всего Основная зарплата
1	2	3	4	5	6	7
Затраты, зависящие от времени						
1	49-2011	Сдельная оплата труда бригады по испытанию с УПА 60/80, круглосуточно глубина скважины до 4000 м	сут	76,1	9,8	745,7
				76,1		745,7
2	49-2718	Оплата труда оператора при работе с УПА 60/80	сут	22,4	9,8	219,2
				22,4		219,2
3	49-2057 K1=0,105	Материалы и запчасти в эксл. Бурении 49-2058 бурении, ВЗД	сут	19,5	9,8	191,1
4	РАСЧЕТ	Амортизация бур. оборудования при испытании объекта	сут	225,5	9,8	2210,3
5	РАСЧЕТ	Противовыбросовое оборудование ОП5-180/80 × 35 хл	сут	103,4	9,8	1013,6
6	49-2417	Износ инструмента при испытании с УПА 60/80	сут	10,0	9,8	97,6
7	49-2420	Износ ловильного инструмента при испытании с УПА 60/80	сут	2,7	9,8	26,5
8	49-2753	Содержание полевой лаборатории без стоимости пробега	сут	13,2	9,8	129,3
				5,1		50,3
9	49-2821	Эксплуатация агрегата УПА-60/80	сут	66,8	9,8	654,3
				29,2		286,1
10	49-4434	Эксплуатация бульдозера в эксплуат. Бурении (при 12 часовой работе в сутки)	час	4,2	9,8	41,0
Итого по затратам, зависящим от времени, без транспортировки вахт						5328,6
						1301,2
Корректировка зарплаты						
Основная зарплата рабочих						1301,2
Дополнительная зарплата рабочих 7,9%						102,8
Отчисления от ФОТ 35,2%						458,0
Итого зарплата с учетом корректировки						1862,1
Итого по затратам, зависящим от времени с учетом корректировки зарплаты						5889,4
Стоимость одних суток испытания						543,7
Стоимость одних суток испытания с учетом корректировки зарплаты						601,0
Затраты, зависящие от объема работ						
11	РАСЧЕТ	CaCl2	т	96,0	8,2	784,2
12	РАСЧЕТ	Нефть	т	28,0	80,3	2245,5
13	49-2740	Работа ЦА-320М, тампонажный цех	Агр/час	21,1	27,0	570,5

				11,2		302,9
14	49-2740 К=0,6	Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	Агр/час	12,7	52,1	660,5
				6,7		350,7
15	49-2750	Пробег ЦА-320М на буровую и обратно (150 КМ)	км	58,5	2,0	117,0
Итого по затратам, зависящим от объема работ						4377,8
						653,7
Корректировка зарплаты						
Основная зарплата рабочих						653,7
Дополнительная зарплата рабочих 7,9%						51,6
Отчисления от ФОТ 35,2%						230,1
Итого зарплата с учетом корректировки						935,4
Итого по затратам, зависящим от объема работ с учетом корректировки зарплаты						4659,5
Итого по сметному расчету без транспортировки вахт						9706,4
						1954,9
Итого по сметному расчету без транспортировки вахт с учетом корректировки зарплаты						10548,9
						2797,5