

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное Государственное Автономное
 Образовательное Учреждение Высшего Образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП/ОПОП: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение школы (НОЦ): отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Проблемы проектирования и строительства скважин в сложных геокриологических условиях

УДК: 622.24-047.74:551.345

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Барилюк Кирилл Валерьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП/ОПОП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование технологических процессов, объектов в нефтегазовой отрасли с использованием компьютерных технологий
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин
ПК(У)-2	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию бурового оборудования
ПК(У)-3	Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы
ПК(У)-4	Способен проводить анализ и обобщение научно-технической информации в области строительства скважин
ПК(У)-5	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области строительства скважин



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное Государственное Автономное
Образовательное Учреждение Высшего Образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
ООП/ОПОП: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
Отделение школы (НОЦ): отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП/ОПОП

(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ13	Барилюк Кирилл Валерьевич

Тема работы:

Проблемы проектирования и строительства скважин в сложных геокриологических условиях	
Утверждена приказом директора	

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(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 функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Проблемы проектирования и строительства скважин в сложных геокриологических условиях</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников 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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор на литературные источники 2. Бурение скважин в геокриологических условиях – особенности и проблемы 3. Проблемы, возникшие при проектировании и строительстве скважин в зоне ММП 4. Способы, направленные на ограничение воздействия тепла на многолетнемёрзлую породу при строительстве скважин 5. Мероприятия, направленные на сохранение устойчивости скважины и обеспечения минимальных деформаций грунтового основания приустьевой зоны на стадии ввода и эксплуатации скважины

	6. Мероприятия, направленные на сохранение устойчивости скважины и обеспечения минимальных деформаций грунтового основания приустьевой зоны на стадии ввода и эксплуатации скважины 7. Финансовый менеджмент 8. Социальная ответственность 9. Выводы по работе
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Схема термоизолирующего направления, схема системы охлаждения бурового раствора, схема устройства для охлаждения скважины газом, схема строения турбулизатора-активатора, схема эстакадной кустовой площадки

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Шарф И.В. профессор ОНД, д.э.н
Социальная ответственность	Сечин А.А. доцент, к.т.н.

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

Well drilling in permafrost regions: dynamics of the thawed zone

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		
старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович	-		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Барилюк Кирилл Валерьевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное Государственное Автономное
 Образовательное Учреждение Высшего Образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: Магистратура
 ООП/ОПОП: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение школы (НОЦ): отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ13	Барилюк Кирилл Валерьевич

Тема работы:

Проблемы проектирования и строительства скважин в сложных геокриологических условиях

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Теоретическая часть и анализ технологических решений	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	
	Социальная ответственность	
	Английская часть ВКР	

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович	-		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Барилюк Кирилл Валерьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 104 с., 18 рис., 14 табл., 34 источника, 3 приложения.

Ключевые слова: многолетнемерзлые породы; вечная мерзлота; растепление грунта; льдистость; обратное промерзание; термостабилизация грунтов; криолитозона.

Объектом исследования является воздействие на многолетнемерзлые породы (растепление) в результате бурения.

Цель работы – исследование проблем, возникающих при проектировании и строительстве скважин в геокриологических условиях, и причин, вызывающих их, анализ всех способов решения этой проблемы и их достоинств и недостатков.

В процессе исследования проводился анализ различных технологических решений проблем проектирования и строительства скважин в многолетнемерзлых породах.

В результате исследования были разработаны рекомендации по применению методов решения проблем, возникающих при проектировании и строительстве скважин в геокриологических условиях.

Область применения: скважины, эксплуатируемые в условиях Крайнего Севера.

Экономическая эффективность/значимость работы: разработанные рекомендации позволят применять новые методы решения проблем при проектировании и строительстве скважин, которые сократят затраты на обустройство кустовой площадки скважины.

Содержание

РЕФЕРАТ	6
Содержание	7
Введение	9
Определения, обозначения и сокращения	11
Обзор литературы	12
1. Бурение скважин в геокриологических условиях – особенности и проблемы	14
1.1. Многолетнемёрзлые породы: понятие и их структура.....	14
1.2. Льдистость.....	21
2. Проблемы, возникшие при проектировании и строительстве скважин в зоне ММП.....	22
2.1. Растепление горных пород	22
2.1.1. Осыпи и обвалы стенок скважины.....	22
2.1.2. Приустьевые воронки	23
2.1.3. Кавернообразование	24
2.1.4. Газонефтеводопроявления	25
2.2. Обратное промерзание скважины	27
3. Способы, направленные на ограничение воздействия тепла на многолетнемёрзлую породу при строительстве скважин	28
3.1. Расчёт колоны обсадных труб на обратное промерзание в интервале залегания многолетнемёрзлых пород	28
3.2. Расчёт ореола растепления многолетнемёрзлых пород.....	30
3.3. Конструкция накопителя отходов бурения	33
3.4. Термокейс	34
3.5. Охлаждение бурового раствора	38
3.6. Специальные очистные агенты и их применение	40
3.6.1. Бурение скважин с продувкой сжатым воздухом	40
3.6.2. Газожидкостные дисперсные системы.....	40
3.6.2. Буровые промывочные жидкости	43

3.7. Турбулизатор-активатор	45
3.8. Использование специальных тампонажных растворов	48
3.8.1. Тампонажный раствор с добавлением полых микросфер	48
3.8.2. Тампонажный цемент с добавлением сульфоалюминатного клинкера.....	51
3.9. Незамерзающая буферная жидкость.....	52
4. Мероприятия, направленные на сохранение устойчивости скважины и обеспечения минимальных деформаций грунтового основания приустьевой зоны на стадии ввода и эксплуатации скважины	53
4.1. Основание для куста скважин в зоне многолетнемерзлых пород.....	53
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	56
5.1. Расчёт сметной стоимости подготовительных работ	58
5.2. Расчёт сметной стоимости монтажных-демонтажных работ	59
5.3. Расчёт продолжительности строительства скважины.....	59
5.4. Расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.....	62
5.5. Расчёт стоимости освоения скважины	64
5.6. Сводный сметный счёт.....	65
6. Социальная ответственность	68
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	69
6.2. Производственная безопасность	71
6.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов	72
6.2.2. Расчёт воздухообмена при испарении растворителей и лаков	75
6.3. Экологическая безопасность	78
6.3.1. Мероприятия по защите селитебной зоны.....	78
6.3.2. Мероприятия по защите атмосферы	78
6.3.3. Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	79
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
Заключение	82
Список использованной литературы.....	84
Приложение А	88
Приложение Б.....	91

Введение

В последнее время идёт разработка месторождений нефти и газа на Крайнем Севере. Основной проблемой в таких суровых условиях является растепление многолетнемёрзлых пород при строительстве и последующей эксплуатации скважин, которая приводит к множеству осложнений и аварий. Различные процессы, происходящие на поверхности и внутри самой скважины, оказывают негативное тепловое воздействие на геокриологическую зону, после чего лёд, который является цементом для такой породы, начинает таять. Из-за начинающегося растепления грунт теряет свою прочность, что приводит к печальным последствиям вплоть до полной потери скважины. Решения, направленные на устранения таких аварий и осложнений, очень экономически затратны. При возникновении выброса флюида начинают появляться взрывы и экологические проблемы.

Увеличение расстояния между скважинами обычно решает проблему растепления криологической зоны, но это затратный процесс, так как увеличивается количество расходного материала, направленного на отсыпку кустовой площадки. Поэтому необходима разработка технологических решений, направленных на предупреждение процесса растепления многолетнемёрзлых пород.

Цель данной работы – исследовать процесс растепление мёрзлых грунтов и причин, которые вызывают это самое растепление; анализ способов решения таких проблем, рассмотрение их достоинств и недостатков.

Можно выделить следующие **задачи**:

- Определить свойства криологической зоны и особенности проектирования и строительства скважин в таких условиях,

- Определить проблемы, которые возникают при проектировании и строительстве скважин в условиях Крайнего Севера,
- Перечислить способы решения проблемы растепления мёрзлой толщи пород.

Методы исследования: изучение и дальнейший анализ способов, предотвращающих растепление зоны ММП.

Объектом исследования является воздействие на многолетнемерзлые породы (растепление) в результате бурения.

Предметом исследования являются иностранные и отечественные технологические решения, которые направлены на решения проблем при проектировании и строительстве скважин в сложных геокриологических условиях.

Определения, обозначения и сокращения

ММП – многолетнемёрзлые породы

ГНВП – газонефтеводопроявления

БР – буровой раствор

ППМС – полые полимерные микросферы

ПАМС – полые алюмосиликатные микросферы

ПСМС – полые стеклянные микросферы

ПАВ – поверхностно-активные вещества

КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза

ПАА – полиакриламид

СФМ – фенолформальдегидная смола

АВПД – аномально высокое пластовое давление

СПО – спуско-подъёмные операции

Обзор литературы

При изменении температурного баланса в системе скважина-порода, начинается процесс растепления зоны ММП, который влечёт за собой осложнения и аварии в процессе строительства и эксплуатации скважин в условиях Крайнего Севера. Аналогичная проблема растепления грунта присутствует при возведении наземных сооружений на месторождении. В работе [1] автор разобрал понятие **Мёрзлые породы**, дал описание их структуре, свойствам и составу.

Одним из главных свойств многолетнемёрзлых пород является льдистость, которая определяется соотношением веса льда к весу сухой породы. В работе [2] автор описывает влияние льда в породе на строительство скважины.

В работе [3] автор перечислил осложнения и аварии, которые могут возникнуть при строительстве и эксплуатации скважин, а также описал проблемы, возникающие при проектировании скважин в геокриологических условиях, которые стоит учесть во избежание возникновения осложнений при дальнейших действиях буровой бригады.

Существенной проблемой в условиях Крайнего Севера является некачественное цементирование, так как в тампонажном растворе при отрицательной температуре облегающие добавки разрушаются, что неизбежно ведёт к увеличению плотности. Для решения проблемы автор в работе [9] предложил использовать полые микросферы для улучшения качества цементирования скважины.

Отрицательная температура грунта также влияет и на буровые растворы, которые имеют способность замерзать температуре ниже 0°C. Для решения такого рода проблемы автор в работе [7] предлагает добавлять специальные добавки в растворы, чтобы предотвращать преждевременное

замерзание раствора. Помимо этого были предложены и другие виды очистки скважина от шлама.

1. Бурение скважин в геокриологических условиях – особенности и проблемы

1.1. Многолетнемёрзлые породы: понятие и их структура

Мёрзлые породы (грунты, почвы) – породы, которые имеют температуру ниже или равную 0°C (градусов по шкале Цельсия). Вода в таких породах находится в твёрдом состоянии (лёд). Сам по себе лёд в таких грунтах находится в виде:

- отдельных кристаллов,
- либо в скоплении кристаллов (гнезда),
- в виде прослоек различной толщины и направления (горизонтальные, наклонные, вертикальные),
- крупных залежей льда, которые могут иметь форму жилы или пропластка.

Встречаются случаи, когда в многолетнемёрзлых породах содержание воды настолько мало, что имея отрицательную температуру, в них практически отсутствует как таковой лёд. Не редки случаи, когда грунты могут быть насыщены солёными водами или рассолами. Такие породы имеют свойство не замерзать при отрицательной температуре. Исходя из этого, имеет место разделение многолетнемёрзлых пород на [1]:

- мёрзлые, которые содержат в своём составе лёд,
- морозные, имеющие в своём составе воду с растворённой в ней солью.

В свою очередь морозные породы можно разделить на сухоморозные (которые не содержат в себе воды и льда) и мокроморозные (содержащие в себе солёную воду).

Горные породы могут находиться в замерзшем состоянии в разных по продолжительности временных интервалах:

- кратковременномёрзлые породы (имеют отрицательную температуру в пределах от нескольких часов до нескольких суток),
- сезонномёрзлые породы (держат отрицательную температуру с начала зимы до наступления лета),
- многолетнемёрзлые породы (скованы льдов в течение многих годов, веков или тысячелетий).

Первый тип грунтов (кратковременномёрзлый) распространён в широтах с умеренным климатом и появляется в основном в результате ночных заморозков. Сезонномёрзлые породы характерны для территорий, находящихся чуть севернее умеренного климата. Третий тип пород можно встретить в пределах Полярного круга или на территории высокогорья. Между вторым и третьим типом грунтов существует также и переходный тип породы. Если в наиболее холодные годы сезонномёрзлые грунты не смогут оттаять полностью за лето и сохранятся до следующего наступления заморозков, то этот мёрзлый слой называется **перелеток**. Перелеток может существовать несколько лет (в пределах от 1 до 5), после чего, если его состояние никак не изменяется, переходит в разряд многолетней мерзлоты.

Все типы мёрзлых пород имеют разные глубины промерзания:

- кратковременномёрзлые породы имеют глубину промерзания не более пары сантиметров,
- сезонное промерзание распространяется вглубь породы на десятки сантиметров вплоть до одного метра,
- десятки и сотни метров промерзания характерны для многолетнемёрзлых горных пород (в некоторых случаях глубина промерзания достигает нескольких километров).

Мёрзлые породы могут состоять из рыхлых осадков разного по возрасту (четвертичного и дочетвертичного) и по происхождению (морского, озёрного, аллювиального и так далее).

Существуют такие понятия, как кровля и подошва пласта. **Кровлей** называется верхняя граница, с которой начинается мёрзлая порода. Нижней границей, где порода изменяет свою температуру с минусовой (отрицательной) на плюсовую (положительную), называется подошвой. В ней многолетнемёрзлые породы переходят в талые.

Вертикальное расстояние от верхней границы (кровли) до нижней (подошвы) имеет название **мощность** мёрзлых пород. Единицей измерения мощности является метры (м). Следует различать мёрзлую породу, содержащую в своём составе лёд, и пояс многолетних низких температур земной коры независимо от агрегатного состояния воды в породах. Мёрзлые породы всегда находятся в поясе отрицательных температур, а их мощность либо совпадает с ним, если они содержат в себе пресные водоносные горизонты, либо меньше её, если мёрзлая зона располагает в себе соленые воды. В последнем случае мощность пояса отрицательных температур может превышать мощность мёрзлой зоны на десятки и сотни метров.

Как правило, верхний слой многолетнемёрзлой породы у поверхности земли каждый год оттаивает летом, а затем снова замерзает с наступлением зимы. По-другому это явление имеет название **сезонноталый слой (слой сезонного оттаивания)**. Если такой слой при зимнем промерзании соединяется с многолетней мерзлотой, то последнюю можно назвать **сливающейся**. В противном случае, если же они не соединяются и между нижней границей сезонно замёрзшего слоя грунта и верхней границей многолетнемерзлых пород в течение зимы сохраняются талые породы, то мерзлая зона называется **несливающейся**. В таком случае верхний замерзший слой имеет название **сезонномёрзлый слой (по-другому слой сезонного промерзания)**. Слой сезонного оттаивания и промерзания называют еще и **деятельным** слоем. Мощностью такого слоя будет наибольшая за многолетний промежуток времени мощность оттаивания и промерзания.

Основными характеристиками многолетнемёрзлых и сезонномёрзлых горных пород являются:

- температура (от -20°C до 0°C),
- мощность (от нескольких десятков до тысяч метров),
- характер льда, который находится в породе (количество и форма распределения).

Распространение мёрзлых пород по площади имеет некоторые особенности, которые непосредственно зависят от той зоны, в которой эти грунты располагаются. В условиях Крайнего Севера, при отрицательных температурах воздуха, многолетнемёрзлые породы имеют сплошное (оно же **непрерывное**) распространение. Под крупными водоёмами или в местах, где происходит сильная циркуляция подземных вод, которые содержат большой запас тепла, горные породы находятся в растаявшем состоянии. Эти участки имеют название **талики**. Талики разделяют на:

- сквозные (распространяются на всю мощность многолетнемёрзлой породы),
- несквозные (распространяющиеся на определенную глубину).

Если развитие сквозных таликов происходит по площади менее 10% распространения ММП, то они считаются сплошным. При продвижении в южном направлении количество таликов возрастает, распространение зоны многолетнемёрзлых пород становится прерывистым (в этом случае, сквозные талики занимают от 5 до 50% площади). Дальше к югу общая площадь таликов становится преобладающей, а распространение мёрзлых грунтов приобретает массивно-островной (мёрзлые породы от 10 до 50%) и островной (мёрзлые породы менее 10%) характеры.

ММП также можно рассматривать как сложную многокомпонентную систему. В их составе можно выделить:

- твердая составляющая, которая состоит из скелета грунтов (минеральный или органогенный) и непосредственно льда;
- составляющая в виде жидкости;
- газообразная составляющая.

В многолетнемёрзлых породах лёд образуется при взаимодействии воды и минеральной части породы. Чем порода более дисперсна, тем более интенсивно в ней происходят взаимодействия воды и минерального скелета, а значит сложнее процессы её промерзания и растепления и, как следствие, большее изменение физических свойств.

Доля воды в многолетнемёрзлых породах находится в молекулярном взаимодействии со свободными активными поверхностями минерального скелета. Чем ближе молекулы воды расположены к минеральным частицам, тем сильнее взаимодействие между ними. Воду, которая находится в породе, можно разделить на:

- **свободную** (нет взаимодействия с грунтом),
- **связанную** (испытывает влияние активной поверхности частиц грунта и образует водную пленку вокруг минеральных частиц).

Связанную воду также разделяют на:

- **прочносвязанную** (имеет несколько молекулярных слоев, которые обволакивают минеральные частицы),
- **рыхлосвязанную** (более удаленные от частицы слои водной пленки).

Взаимодействие воды с активной поверхностью частиц грунта уменьшают температуру её замерзания. То есть, чем прочнее связь воды, тем температура замерзания ниже. Так, свободная вода замерзает в интервале температур от 0°C до $-0,2^{\circ}\text{C}$. При достижении $t = -2^{\circ}\text{C}$ свободная вода и удаленные слои рыхлосвязанной воды полностью замерзают. Связанная вода замерзает при температуре ниже 0°C . Основная часть связанной воды

начинает замерзать в пределах температур от -2°C до -5°C . В пределах температуры от -5°C до -12°C есть вероятность замерзания части прочносвязанной воды. Но, температура замерзания части прочносвязанной воды может дойти до -80°C , а плёнка воды, образующаяся вокруг частицы породы, замерзает при температуре -178°C . Именно поэтому в мёрзлых грунтах присутствует некоторое количество незамёрзшей воды. Чем выше температура породы, тем больше становится количество этой незамёрзшей воды.

Поэтому помимо того, что ММП является многокомпонентной системой, но и многофазной. Существуют 4 фазовых состояния воды, находящейся в мёрзлой породе:

- вода в виде газа (газообразное состояние),
- вода, меняющая фазовое состояние (обычно представлена рыхлосвязанной водой, при изменении отрицательной температуры породы переходит из твёрдого состояния в жидкое и обратно),
- вода, которая не изменяет своё агрегатное состояние при изменении температуры грунта (представлена прочносвязанной водой, также имеет название **незамёрзшая вода**),
- лёд.

Из этого следует, что фазовый состав ММП зависит от температуры грунта.

Также на состав влияет и давление породы. Увеличение давления в грунте на 1 кг/см^2 понижает температуру замерзания жидкости на $0,007^{\circ}\text{C}$. С увеличением давления идёт увеличение количества незамёрзшей воды, содержащейся в грунтах. В многолетнемёрзлых породах с изменением температуры идёт изменение и давления: увеличение объёма льда по сравнению с водой приводит к увеличению давления. И наоборот, таяние льда и уменьшение его объёма приводит к снижению давления.

Не маловажное для фазового состава ММП имеют и свойства породы – его дисперсность, минералогический состав, химический состав и т.п.

Удельной поверхностью породы является суммарная поверхность частиц в 1г или 1 см³ грунта. Чем больше удельная поверхность пород, тем активнее взаимодействие минеральной части грунта с водой. Удельная поверхность не слишком велика у крупнозернистых грунтов (песков). С увеличением дисперсности породы удельная поверхность возрастает (наибольшая величина удельной поверхности у глин и коллоидных систем).

Именно поэтому в песках практически нет связанной воды, свободная же вода при низкой температуре находится в затвердевшем состоянии (лёд). Поэтому мёрзлые пески имеют большую прочность. Глинистые грунты содержат в себе большое количество связанной воды, при одинаковой температуре с песками в них сохраняется огромное количество незамерзшей фазы воды. Глины остаются пластичными и недостаточно прочны.

1.2. Льдистость

Также весомое значение имеет и льдистость породы. **Льдистость** – отношение веса льда к весу сухой породы. Как правило, чем больше глубина, тем меньше льдистость грунта. **Избыточная льдистость** – содержание льда в объёме, который превышает пористость породы. Если объём льда не превышает объёма пор в грунте или стремится к 0, то частицы породы имеют плотное расположение друг к другу, значит, минеральный скелет обеспечивает непосредственно несущую способность. Растепление такой породы не приводит к осложнениям при бурении скважины. В другом случае, если объём льда больше объёма пор в грунте, то при растеплении такой породы часть порового пространства становится свободным ото льда, что в свою очередь приведёт к обрушению породы, так как часть несущей способности в ММП брал на себя лёд [2].

2. Проблемы, возникшие при проектировании и строительстве скважин в зоне ММП

В процессе бурения зоны многолетнемёрзлых горных пород могут возникнуть следующие осложнения [3]:

- растепление горных пород;
- обратное промерзание скважины.

2.1. Растепление горных пород

При бурении скважина является источником тепла. Оно передаётся с течением бурового раствора или флюида (нефть, газ или газоконденсат), так как эти вещества напрямую взаимодействуют со стенками скважины, которые в свою очередь находятся в зоне многолетнемёрзлых пород. Итогом растепления мёрзлых грунтов, которые находятся в зоне ММП, являются такие осложнения и аварии как:

- осыпи и обвалы стенок скважины (может возникнуть мех прихват колонны),
- образование приустьевых воронок,
- кавернообразование,
- частичная или полная потеря циркуляции БР,
- проседание пород вокруг устья и под фундаментом сооружений, перекося фонтанной арматуры, потеря продольной устойчивости скважины,
- замерзание промывочной жидкости,
- возникновение ГНВП (грифонов) и выхода газогидратов (контакт оборудования с ними, и как следствие – коррозия),
- низкое качество цементирования стенок скважины (также и потеря продольной устойчивости крепи).

2.1.1. Осыпи и обвалы стенок скважины

Осыпи – это медленно протекающий процесс, в котором происходит нарушение ствола скважины из-за взаимодействия с буровым раствором

(происходит набухание некоторых пород), перепада давления или механического взаимодействия с долотом.

Обвалы – это те же самые осыпи, только большее количество материала горной породы и за меньшее количество времени вываливается, разрушатся.

2.1.2. Приустьевые воронки

При эксплуатации скважин тепловое воздействие на зону многолетнемёрзлых пород становится крайне интенсивным. Лёд, который тает, превращаясь в воду, занимает меньше объёма, в результате зона растепления и кавернообразования превращается в приустьевую воронку. Порода теряет несущую способность, что может стать причиной возникновения оползней. Возможно, обрушение мёрзлых грунтов при достижении воронкой определенной критической длины крепи (цементного камня) скважины, образование приустевых кратеров и проседание устья скважин, что приведёт к укорочению колонны, обрыву устьевого обвязки, открытым фонтанам и выбросам в окружающую среду, как итог скважина будет полностью потеряна.

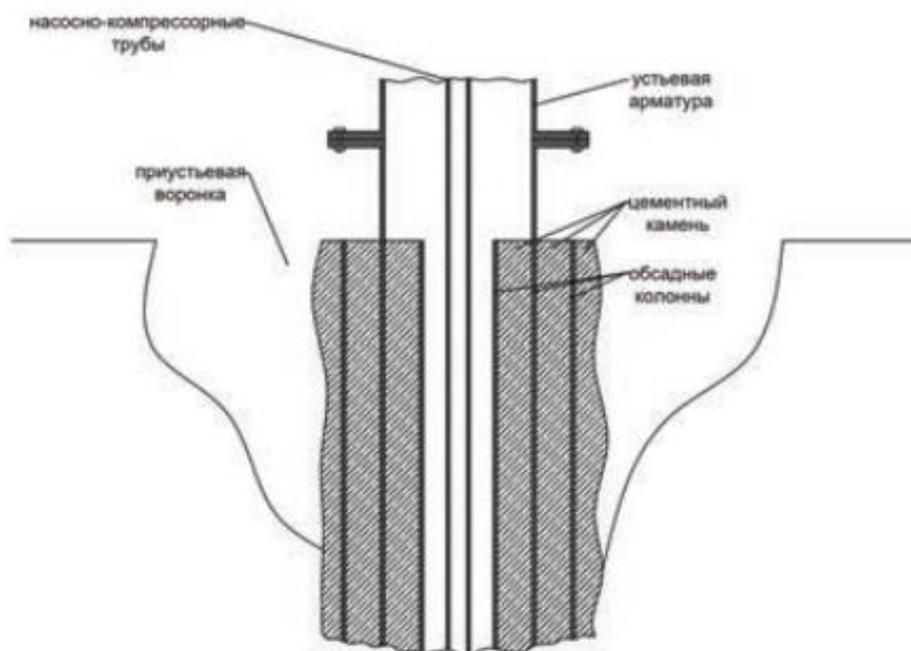


Рис.1 – Приустьевая воронка

2.1.3. Кавернообразование

При оттаивании зоны ММП возможны значительные деформации околоствольного пространства и, как следствие, большие дополнительные нагрузки на колонну скважины. На месте шпиров возникают полости, в результате чего порода теряет свою несущую способность. Шпир – участок породы, который отличается составом от остальной массы грунта. Так как её усадка превышает деформацию перекрывающего песчаного пласта в вертикальном направлении, то на границе между пластов образуется щелевая каверна, которая приводит к потере устойчивости оттаявшего массива горных пород. При растеплении пластового льда, который находится в породе, вокруг скважины образуются чётко выраженная каверна, в результате чего происходит потеря продольной устойчивости массива горных пород и, как следствие, идёт возникновение значительных осевых нагрузок на крепь.

Образование каверн вокруг скважин возможно не только в зоне многолетнемёрзлых пород. Каверны могут появляться при эксплуатации скважин в несцементированных пластах. Добыча флюидов в таких скважинах нередко прерывается повреждением колонн: сломом с отводом части колонны в сторону, простым смятием или смятием, осложненным трещиной вдоль трубы. Повреждение колонн обычно предупреждают ограничением выноса песка (допускают рост каверны за пределы "критического" радиуса, при котором теряется устойчивость вышележащих пород). Интенсивность кавернообразования определяется природой сил сцепления между отдельными частицами пород. Если частицы породы скреплены льдом, то при растеплении происходят интенсивные осыпи и кавернообразования. При скреплении породы минеральным цементом кавернообразования и осыпей может не иметься. Интенсивность кавернообразования в процессе бурения зависит от количества бурового раствора, который подаётся в скважину, его температуры и времени воздействия.

2.1.4. Газонефтеводопроявления

Газонефтеводопроявления (ГНВП) - поступление пластового флюида (газ, нефть, вода, или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ при ее строительстве, освоении и ремонте. Поступление флюида из продуктивного пласта в скважину или через её устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования. Возникновение ГНВП в скважине оказывает большое влияние на характеристики добычи флюида из пласта за счёт изменения свойств промывочной жидкости, напора выходящего флюида. Это очень серьёзная проблема при строительстве скважин, которая требует немедленного устранения.

Грифон - внезапный прорыв на поверхность флюида (чаще всего газа), движущегося под давлением по затрубному пространству скважины. Грифон возникает вследствие нарушения природного гидродинамического равновесия в результате нагнетания теплого бурового раствора или флюида под давлением, приближённого к горному давлению, при эксплуатации месторождений нефти и газа.

Грифон сопровождается образованием кратеров, диаметр которых может достигать несколько десятков метров. Иногда вокруг скважины возникает несколько грифонов. Важным условием для появления грифона на поверхности является наличие каналов (тектонические трещины, породы с высокой проницаемостью, плохой контакт цементного камня и породы), сообщающих высоконапорный пласт или ствол скважины с земной поверхностью.

Если в геологическом разрезе присутствуют пропластки с газогидратами, то они могут стать потенциальными источниками выброса на поверхность газа (метана). **Природные газогидраты** – это перспективные нетрадиционные газовые ресурсы, накапливающие на Земле гигантское

количество углеводородов. Интенсивный поток теплого газа вызывает постепенное растепление околоскважинной зоны ММП и разложение пластовых газогидратов. Расположенные рядом породы начинают насыщаться газом, который перемещается по проницаемым пластам и трещинам, образуя в последствие заколонные перетоки в приустьевой зоне. Также от выхода газогидратов страдает и состояние оборудование. При контакте оборудования с газогидратами начинается процесс образование коррозии (рис. 2), что негативно сказывается на состоянии и сроке службы оборудования.



Рис. 2 – Коррозия устьевого оборудования

2.2. Обратное промерзание скважины

В скважинах, пробуренных в зоне многолетнемералых пород (ММП), при остановках происходит обратное промерзание ранее оттаявших мёрзлых грунтов. При остановке работ в скважине замерзание жидкости начинается от устья скважины, что в свою очередь приводит к промерзанию заколонного пространства и образованию замкнутых полостей, которые ограничены ледяными перемычками. Обратное промерзание пород в случае простоя скважины при строительстве или прекращении эксплуатации приводит к:

- появлению негерметичности и смятия обсадных колонн (уменьшению уровня эксплуатационной надёжности и безопасности нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин, уменьшению количества добываемого флюида и значительным дополнительным финансовым затратам),
- примерзанию при спуско-подъёмных операциях (СПО) обсадных колонн к стенке пробуренной скважины,
- недоспуску колонны до заданной проектом глубины,
- недоподъёму цемента в скважине при цементировании.

3. Способы, направленные на ограничение воздействия тепла на многолетнемёрзлую породу при строительстве скважин

3.1. Расчёт колоны обсадных труб на обратное промерзание в интервале залегания многолетнемёрзлых пород

В затрубном пространстве замерзание воды происходит:

- в седиментационных дефектах цементного камня,
- в оставшемся не вытесненном глинистом растворе,
- в глинистой корке в зазоре между колонной и цементным камнем.

Чтобы обеспечить целостность и герметичность обсадную колонну, которая расположена в многолетнемёрзлых породах, на весь планируемый период добычи флюида, предлагается метод определения прочностных характеристик обсадных колонн. В основе этого метода лежит способ управляемой разгрузки давлений обратного промерзания на внешнюю сторону крепи скважины при замерзании влаги в межколонном замкнутом и заколонном пространствах.

Исходя из РД 00158758-207-99, основной принцип управляемой разгрузки избыточного давления обратного промерзания можно записать в следующем виде [2]:

$$P_{см/нк} > P_{тек/пр.к.} + P_{р\ mn} \quad (1)$$

где $P_{см/нк}$ – допустимое наружное давление смятия последующей колонны, МПа;

$P_{р\ mn}$ – давление разрыва мерзлой породы, МПа;

$P_{тек/пр.к.}$ – давление, при котором напряжение в теле обсадной трубы предыдущей колонны достигает предела текучести (в МПа), определяемое по формуле:

$$P_{см/нк} > P_{тек/нр.к.} + P_{р\ мп} \quad (2)$$

где $K = 0,875$ – коэффициент, учитывающий отклонение толщины стенки обсадной трубы;

$G_{тек}$ – напряжение предела текучести стали, МПа;

D – наружный диаметр обсадной трубы, мм;

n – толщина стенки обсадной трубы, мм.

Выбор прочностных характеристик обсадных труб предыдущей и последующей колонны осуществляется с учетом условия:

$$P_{см/нк} > P_{тек/нр.к.} \quad (3)$$

где $P_{тек/нр.к.}$ – давление, при котором напряжение в обсадных трубах последующей колонны достигает предела текучести, МПа.

$$P_{тек/н} = K \cdot \frac{2 \cdot n \cdot G_{тек}}{D} \quad (4)$$

Если условия неравенства будут выполнены, то прочностные характеристики спроектированных колонн соответствуют необходимым минимальным требованиям и колонну не сомнёт.

Необходимо отметить, что необходимо перекрыть кондуктором всю зону многолетнемёрзлых пород на 50 м ниже для того, чтобы не буровой раствор, выходя из более тёплого интервала, не взаимодействовал с зоной ММП, растепляя его. Перед спуском кондуктора желательно спустить направление глубиной 20 – 30 метров с обвязкой желобной системы для предотвращения размыва устья скважины при бурении кондуктора.

3.2. Расчёт ореола растепления многолетнемёрзлых пород

Скважины, которые бурятся в условиях Крайнего Севера, испытывают на себе механическое воздействие, обусловленное растеплением многолетнемёрзлых грунтов вокруг скважины из-за движения по ней бурового раствора, флюида или воздуха с положительной температурой. Растепление часто становится одной из причин деформации конструкций, поэтому его обязательно надо учитывать при проектировании скважины. Величина теплового воздействия зависит от размеров ореола растепления вечной мерзлоты, которая формируется вокруг скважины за период её эксплуатации.

Радиус растепления вокруг скважины на глубину определяется по формуле [2]:

$$r_T = \eta a r_{\text{СКВ}}, \text{ м} \quad (5)$$

где $r_{\text{СКВ}}$ – внешний радиус скважины, м,

ηa – безразмерный параметр, определяемый по номограмме (рис. 3), в зависимости от безразмерных величин b , M , Na , которые вычисляются по формулам:

$$b = \lambda_T / r_{\text{СКВ}} \alpha u, \quad (6)$$

$$M = \lambda_M (t_{\text{н.з}} - t_0) / \lambda_T (t_c - t_{\text{н.з}}), \quad (7)$$

$$Na = \lambda_T (t_c - t_{\text{н.з}}) \cdot \tau / r_{\text{СКВ}}^2 qpc \cdot M (W_c - W_H), \quad (8)$$

где αu – коэффициент теплообмена жидкости с внутренней поверхностью скважины (равен $116 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°C}$),

$t_{н.з}$ – температура начала оттаивания породы, °С,

t_0 – температура породы на глубине, °С,

t_c – температура жидкости в скважине, °С,

τ – продолжительность оттаивания, ч,

Q – удельная теплота фазовых переходов воды (равна 93 Вт·ч/кг)

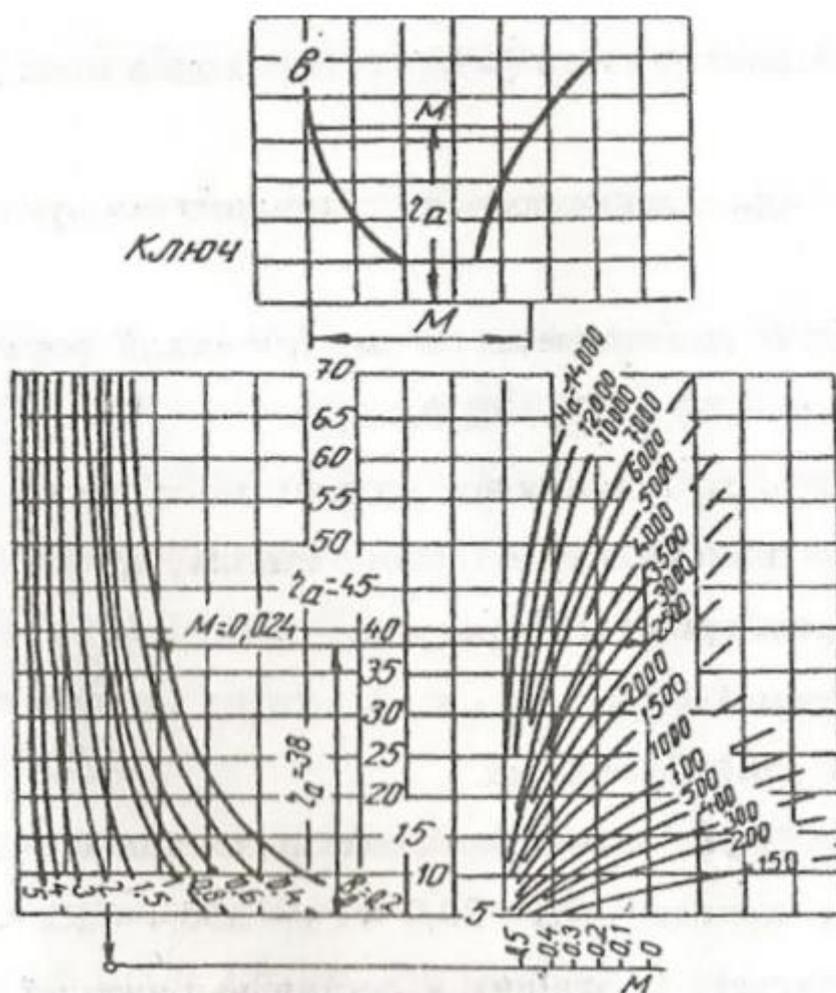


Рис. 3 – Номограмма для расчёта радиуса оттаивания многолетнемёрзлых пород

В настоящее время для расчёта ореола оттаивания вокруг скважины производят в специальных программных комплексах. Один из таких комплексов имеет название Frost 3D Universal. Чтобы создать в программе

модель теплового влияния скважины на многолетнемёрзлую породу, необходимо собрать данные [12]:

- метеорологии (показатели изменения температуры воздуха, глубины лежащего снега, скорости ветра на поверхности),
- геологическое строение породы и их свойства (плотность и влажность породы, теплопроводность, льдистость и т.д.),
- температура добываемого флюида, а также скорость прокачки флюида,
- строение скважины и технические решения, принятые в проекте для строительства скважины (тампонажный раствор, обсадные трубы и т.д.).

После введения данных программный комплекс создаёт трёхмерную модель влияния тепла на зону ММП, выводятся графики содержания льда в породе, зависящие от температуры, графики изменения коэффициента теплообмена и прочее.

3.3. Конструкция накопителя отходов бурения

На кустовой площадке необходимо произвести сооружение двух накопителей для отходов бурения. Конструкция накопителя подбирается исходя из рельефа местности и гидрогеологических условий. Для сохранения грунта в месте, где происходит установка накопителей, по дну идёт укладка теплоизолированного слоя из пенополистирольных плит для предотвращения растепления верхнего слоя грунта [4].

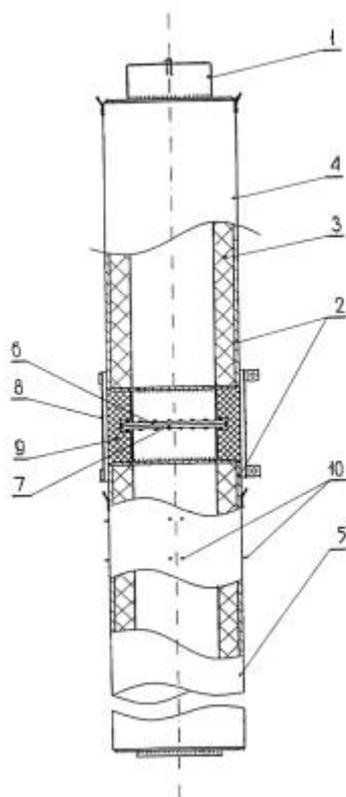
3.4. Термокейс

Большинство новых месторождений нефти и газа разрабатывается в условиях Крайнего Севера. Освоение месторождений в таких условиях приводит к растеплению многолетнемёрзлых пород, в которых пробурена скважина. Если устья скважин расположены слишком близко друг к другу, то при эксплуатации происходит растепление зоны ММП, что приводит к просадкам породы и их обвалам, которые могут привести к некоторым осложнениям и даже авариям в процессе бурения и эксплуатации скважин.

Чтобы избежать таких проблем, скважины бурят с большим расстоянием между устьями, что приводит к дополнительным затратам на отсыпку грунта (расстояние между скважинами на кусте может составлять до 40м). Толщина отсыпки обычно равна 1-2 метра. Если учитывать, что основная доля осваиваемых месторождений разрабатывается в труднодоступных регионах, с учётом транспортировки песок значительно становится дорогим.

Но теперь на месторождениях начали использовать термоизолирующее направление (термокейсы) для теплоизоляции скважин, которые можно использовать в качестве направляющих устройств и предотвращают растепление многолетнемёрзлых пород, что позволяет уменьшить расстояние между скважинами и следовательно, уменьшить затраты на отсыпку куста [5].

Колонна (рис. 4) производится из стальных труб диаметрами разных диаметров по технологии «труба в трубе». Между трубами разного диаметра расположен специальный теплоизолирующий материал под названием пенополиуретан (ППУ).



1, 2 – стальные трубы; 3, 9 – пенополиуретан; 4 – верхняя часть; 5 – нижняя часть; 6, 7 – фланцы; 8 – обечайка; 9 – термоизолирующая прокладка; 10 - крепежи

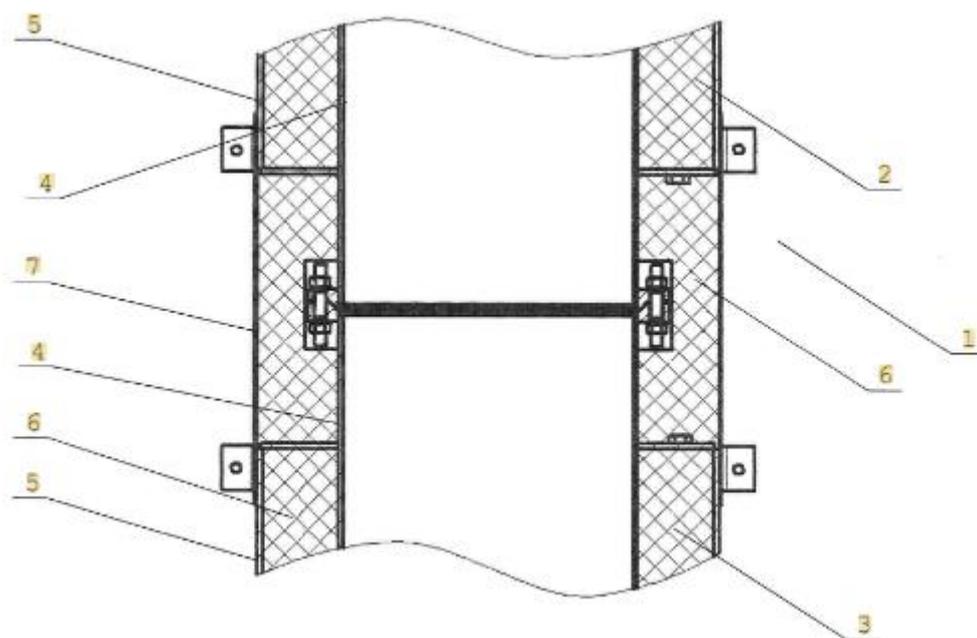
Рис. 4 – Термоизолирующее направление (термокейс)

Термоизолирующее направление включает в себя две трубы разного диаметра: внутренняя (1) и наружная (2), скрепленных друг с другом металлическим кольцом. Между ними располагается пенополиуретан (3), являющийся теплоизоляционным материалом. Конструкция является разборной и включает в себя верхнюю (4) и нижнюю (5) секции. Внутренняя часть имеет большую длину по сравнению с наружной трубой. Крепительные фланцы (6 и 7) располагаются как раз на внутренних трубах (1) верхней (4) и нижней (5) частей. Между фланцами монтируют специальную прокладку (9). На соединении фланцев (6 и 7) установлена специальная обечайка (8) из стали. Чтобы конструкция имела лучшее крепление частей, необходима установка специальных временных крепежей (10), которые снимаются после монтажа термокейса непосредственно в скважине. Для более лучшей сборки

стыки деталей могут обварить, если того потребует заказчик. После установки конструкции в скважину заливают тампонажный раствор.

Несмотря на довольно простоту конструкции термокейса, сборка довольно таки трудоёмкая. Также необходимо постоянно проводить центрирования труб, чтобы сохранить герметичность конструкции при эксплуатации скважины. Также необходимо проводить дополнительную изоляцию фланцевого соединения термоизолирующего направления. Эти недостатки были решены созданием термоизолирующего корпуса (рис. 5).

Он отличается соединительными элементами частей термоизолирующего корпуса, подлежащим соединению друг с другом. Данный корпус содержит центрирующие направляющие для соединительных элементов, что позволяет привести оси частей корпуса в требуемое положение при их совмещении для соединения.



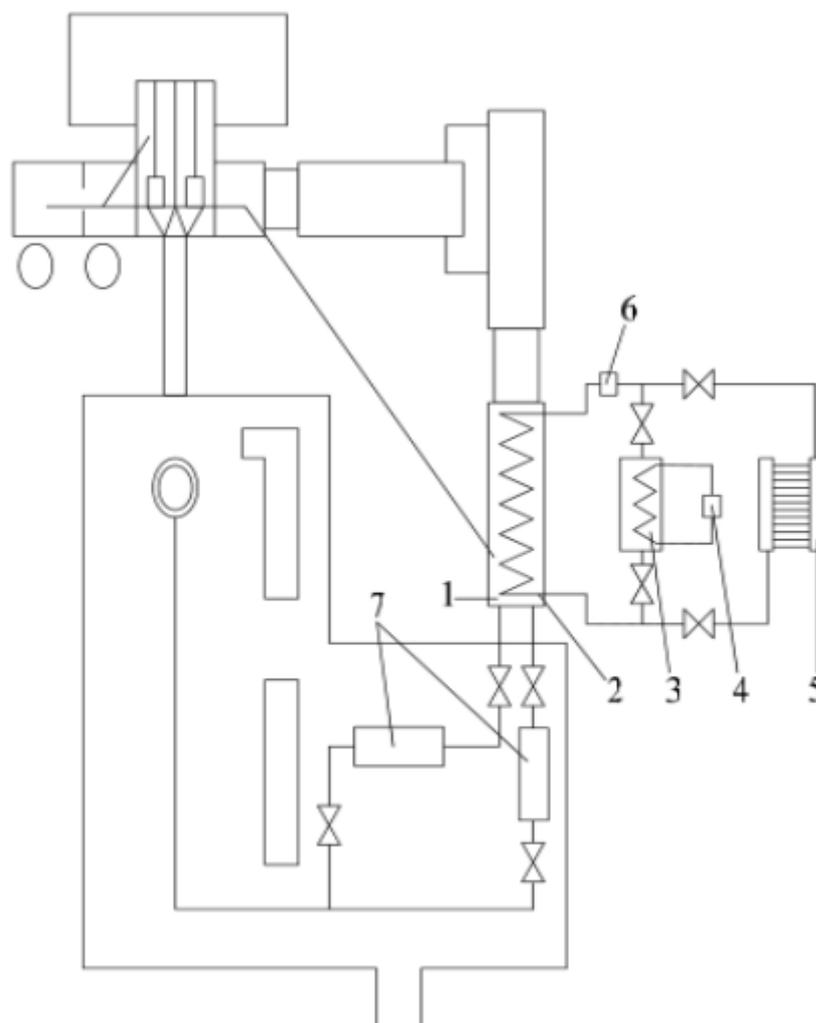
1 - термоизолирующий корпус; 2 - верхняя часть корпуса; 3 - нижняя часть корпуса; 4 - внутренние трубы; 5 - наружные трубы; 6 - термоизолирующая прокладка; 7 - обечайка

Рис. 5 – Термоизолирующий корпус колонны

Термоизолированный корпус состоит из верхней (2) и нижней (3) частей, которые скреплены друг с другом. Каждая из частей корпуса схожа между собой по строению, они обе состоят из внутренней (4) и внешней (5) трубы разного диаметра, причём внутренняя труба (4) всегда чуть больше по длине в сравнении с внешней трубой (5). Благодаря этой небольшой разнице в длине и происходит сцепление верхней и нижней частей термоизолирующего корпуса. Между трубами укладывается прокладка (6), которая является термоизолирующим материалом для корпуса. Верхняя и нижняя части крепятся друг к другу с помощью металлической обечайки (7).

3.5. Охлаждение бурового раствора

Для предупреждения растепления многолетнемёрзлых пород при строительстве скважин используют низкотемпературные режимы промывки. Для этого на буровой используют специальные системы, которые оснащены холодильными агрегатами (рис. 6) [6].



1 – приемная емкость; 2 – теплообменник; 3 – узел подготовки хладоносителя; 4 – холодильный агрегат; 5 – атмосферный теплообменник; 6 – насос; 7 – буровой насос

Рис. 6 – Система охлаждения бурового раствора

В приёмную емкость 1 устанавливается теплообменник 2, соединенный с узлом подготовки хладоносителя 3. Узел подготовки хладоносителя, холодильный агрегат 4 и атмосферный теплообменник 5 монтируются на передвижной платформе, которая устанавливается на площадке буровой с

учетом рельефа местности. Подготовленная промывочная жидкость прокачивается через теплообменник при помощи насоса 6. Охлажденный буровой раствор из приемной емкости подается по теплоизолированной циркуляционной системе буровыми насосами 7 в скважину. Пополнение бурового раствора по мере углубления осуществляется из резервных ёмкостей.

3.6. Специальные очистные агенты и их применение

3.6.1. Бурение скважин с продувкой сжатым воздухом

Продувка скважины в процессе бурения в геокриологических условиях решает множество проблем, которые связаны с замерзанием промывочной жидкости. Буровой раствор при контакте с многолетнемёрзлой породой, имеющей отрицательную температуру, начинает кристаллизоваться, превращаясь в лёд. Такая проблема сходит на нет при продувке скважины, так как воздух или газ не замерзает при пониженной температуре [7].

Воздух переносит в 60 и более раз меньше тепла по сравнению с буровым раствором, несмотря на одну и ту же начальную температуру. Поэтому проблема осложнений, возникающих при растеплении зоны ММП и потере продольной устойчивости скважины, становится меньше. Расход воздуха за единицу времени также меньше по сравнению с жидкостью.

Однако на выходе из компрессора сжатый воздух имеет температуру, равную 70–80°C. Это говорит о том, что нагнетание воздуха не является полной защитой от возникновения растепления мёрзлых грунтов.

Также могут возникнуть проблемы с образованием конденсата при продувке и дальнейшем его застывании. Это влечёт за собой слипание частиц шлама между собой и дальнейшему образованию сальников. Не исключены образования прихвата в области распространения ММП. Ещё конденсат намерзает на соединениях, далее уменьшаются проходные сечения в промывочных каналах долота.

3.6.2. Газожидкостные дисперсные системы

В качестве средств для вывода шлама из скважины могут служить газожидкостные дисперсные системы, такие как [7]:

- аэрированные жидкости,
- туманы,
- пены.

Газожидкостные смеси снижают гидростатическое давление столба раствора и хорошо выводят выбуренную горную породу (шлам) из скважины на поверхность. Они включают в свой состав разные добавки, которые создают более подходящие условия, чтобы охладить долото и улучшить показатели его работы, что является несравненным плюсом по сравнению с продувкой скважины. Такими добавками являются ПАВ (поверхностно-активные в-ва), КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза), специальные смазки, а также глинопорошок и другие реагенты.

Пена – это смесь, которая состоит из жидкой или иногда твёрдой дисперсионной среды и газовой дисперсной фазы. В такой смеси газ может занимать 90 процентов объёма очистного агента. Концентрация газа является основной отличительной особенностью между аэрированным раствором и пеной. В пене количество газа намного превышает показатели концентрации в растворах, которые подверглись аэрации.

Получить аэрированный раствор можно введением в обычную промывочную жидкость газа либо воздуха. Существуют несколько способов аэрации бурового раствора: компрессорный способ, бескомпрессорный и комбинированный. При компрессорном способе сжатый воздух из компрессора через аэратор подается в нагнетательную линию с циркулирующим раствором, где затем происходит процесс аэрации промывочной жидкости. При бескомпрессорном способе аэрация происходит перед поступлением очистного агента в нагнетательную линию (предварительная аэрация). Предварительная аэрация происходит в:

- специальных перемешивающих устройствах с добавлением пенообразователя и структурообразователя, где после добавления реагентов раствор перемешивается в течение 10 мин и аэрируется за счёт захвата лопастями мешалки воздуха;
- при помощи бурового насоса, где раствор после приготовления сбрасывают в тот же отстойник для приготовления.

Пена может производиться в пеногенераторах либо при закачивании раствора в нагнетательный шланг или колонну бурильных труб. Начинается процесс турбулизации потока воздуха в растворе и при одновременной добавке пенообразователя происходит появление пены.

Пену не стоит воспринимать как универсальный очистной агент для промывки скважины при бурении. Если порода плохо сцементирована или содержит в себе большое количество воды (обводнённая порода), то использование пены для бурения таких интервалов нецелесообразно. Также не стоит заниматься промывкой скважины пеной при наличии пластов с зонами аномально высоких давлений, так как ей не хватит гидростатического давления, чтобы противостоять давлению пласта. Введение поверхностно-активного вещества (ПАВ) в жидкость обеспечивает:

- стабилизацию дисперсной системы,
- улучшение выноса раствором бурового шлама с забоя скважины на поверхность в результате высоких смачивающих и флотирующих свойств ПАВ,
- предотвращение агрегирования частиц разбуренной породы,
- снижение коррозирующего действия воздуха в дисперсных системах и т.д.

Для закачки пены в скважину при процессе бурения её не надо прогонять через установки для охлаждения промывочной жидкости, чтобы перед использованием предварительно охладить. Разрушения керна и стенок скважины в результате растепления зоны ММП также не наблюдается из-за очень малого запаса тепла в пене. Пена обладает низкой начальной температурой и малым расходом. Пена сохраняет свою ячеистую структуру при замерзании и затем легко разрушается при надобности, если циркуляция в скважине будет приостановлена. Буферная жидкость и цемент отлично вытесняют пену из затрубного пространства.

3.6.2. Буровые промывочные жидкости

Буровые растворы на основе воды бывают [7]:

- минерализованные глинистые,
- полимерные безглинистые.
- полимер-глинистые с малым количеством твёрдой фазы,
- полимер-глинистые.

Для придания промывочным жидкостям нужных свойств в них добавляют разные реагенты (пенообразователи или пеногасители, стабилизаторы, добавки для предотвращения коррозии и замерзания раствора, специальные смазки и т.д.).

При бурении зон ММП наиболее важным является сохранение теплового баланса между породой и скважиной, которое в основном обеспечивается с помощью применения растворов на углеводородной основе или очисткой забоя с использованием газообразных продуктов (аэрированные растворы, пена). Но такой подход не всегда оправдан, поэтому при промывке зоны многолетнемёрзлых пород чаще всего применяют глинистый раствор на водной основе с минерализацией примерно 10% NaCl, KCl и CaCl₂. Для снижения растепления мёрзлых грунтов необходимо обеспечить:

- повышенную вязкость и статическое напряжение сдвига (СНС) для предотвращения турбулизации приготовленного раствора;
- скорость восходящего потока в затрубном пространстве должна быть не больше 0,15 м/с;
- температуру циркулирующего раствора не должна превышать 3-6 °С;
- дополнительно необходимо вводить в раствор реагенты антифризы (полигликоли, оксали и т.д.).

Чтобы в процессе бурения зона ММП не подвергалась негативному воздействию тепла, можно произвести регулировку частоты вращения и

осевой нагрузки на забой скважины при одновременном изменении количества подаваемого бурового раствора. Для обеспечения стабилизации зоны многолетнемёрзлых грунтов необходимо подобрать нужные параметры бурения и физико-химический состав бурового раствора, а также охладить промывочную жидкость до нужной температуры для избегания растепления интервала ММП.

Необходимо принять во внимание, какие изменения происходят с промывочной жидкостью при температурном воздействии для более точной установки его реологических свойств. Вязкость раствора увеличивается при повышении гидростатического давления и глубины скважины. Этот момент необходимо также учитывать для оценки величины вязкости растворов, в составе которых присутствует глина.

3.7. Турбулизатор-активатор

Присутствие многолетнемёрзлых пород в геологическом разрезе, а также плохое качество цементирования скважин приводит к специфическим осложнениям:

- растепление зоны ММП,
- недоподъём тампонажного раствора до проектной глубины,
- образованию приустьевых воронок,
- смятие обсадных колонн при обратном промерзании скважины и

др.

Тампонаж обсадной колонны является необходимым процессом в строительстве скважины в условиях Крайнего Севера. Обычные технологии и материалы крепления скважин, которые применяют в щадящих климатических условиях для цементирования обсадных колонн, не всегда обеспечивают надежную и долговечную крепь скважины в затрубном пространстве в условиях Крайнего Севера.

Плотность контакта тампонажного камня на границах обсадной колонны, цемента и горной породы обеспечивает герметичность крепления скважины, если цемент создаст при своём расширении достаточное контактное давление в процессе своего твердения. При использовании расширяющихся тампонажей надо учитывать соотношение возникших внутренних напряжений и склонности цемента к пластическим деформациям.

Добавление оксидных расширяющих добавок (оксид кальция и магния) помогает тампонажному раствору увеличиться в объёме, что повысит герметичность контакта между обсадной, цементов и горными породами. Существует проблема образования пены в тампонажных растворах, что приводит к необходимости добавления в цементный раствор пеногасителя, который используется для подавления вспенивания раствора при бурении, что в свою очередь приводит к уменьшению эффективности расширения тампонажного раствора.

Для решения проблемы, связанной с плохим цементированием скважины в условиях Крайнего Севера и наличием в геологическом разрезе зоны многолетнемёрзлых пород, предлагается использовать подвижный турбулизатор-активатор (рис. 7) [8].

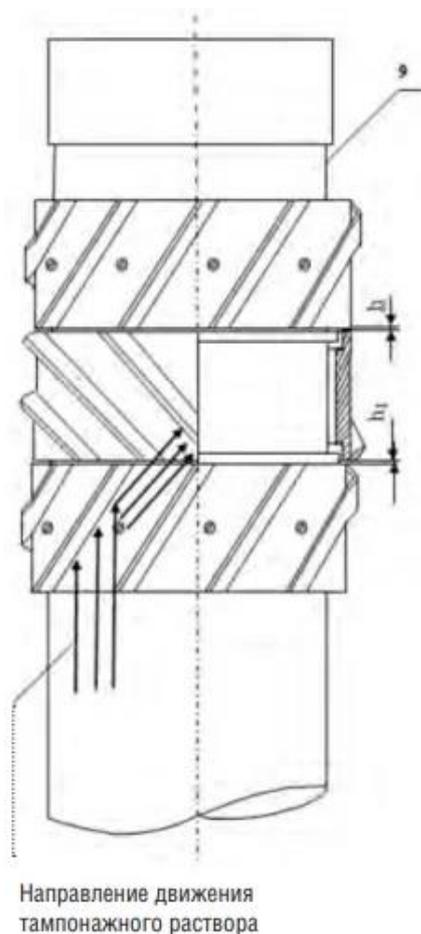


Рис. 7 – Турбулизатор-активатор

Устройство крепится на обсадной колонне и в своём составе имеет 3 секции:

- две некрутящиеся секции (рис. 8),
- крутящаяся секция (рис. 9).

Каждая секция имеет лопасти, которые наклонены под определённым углом. Лопасти (1 и 5) верхней и нижней секции турбулизатора направлены противоположно лопастям (3) подвижной средней секции.

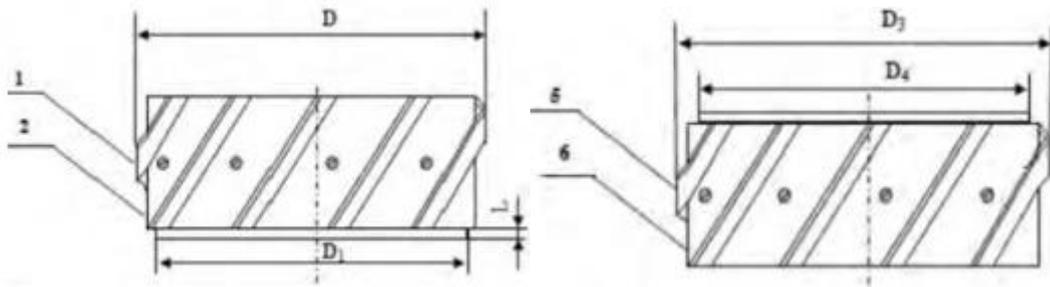


Рис.8 – Неподвижные верхняя и нижняя секции

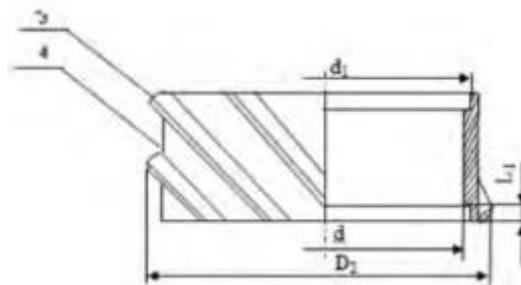


Рис. 9 – Подвижная средняя секция

При закачке тампонажный раствор взаимодействует с секциями (рис.8) турбулизатора. Попадая на подвижную секцию (рис. 9) устройства, закреплённого на обсадной трубе, секции начинают вращаться, так как поток поступает противоположно углу наклона лопастей, что приводит к вращению подвижной части турбулизатора. Это приводит к увеличению скорости течения цемента. Активатор в свою очередь обеспечивает однородность тампонажа путём увеличения турбулентности раствора. Дополнительное перемешивание цемента хорошо влияет на свойства схватывающегося тампонажного камня. Устройство устанавливают в интервалах, где увеличивается диаметр ствола скважины из-за присутствия низкой скорости восходящего потока раствора.

3.8. Использование специальных тампонажных растворов

3.8.1. Тампонажный раствор с добавлением полых микросфер

Для закрепления скважин в условиях Крайнего Севера часто используются цементные растворы, которые являются облегченными или сверхлегкими, которые состоят из портландцемента и разных (облегчающих) добавок. Но высокое давление и низкая температура многолетнемёрзлых пород негативно влияют на тампонажные растворы. При таком действии породы плотность цемента увеличивается, так как добавки не справляются с геологическими условиями, и происходит их разрушение. Свойства цементов, содержащих облегчающие добавки, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Свойства цементных растворов с облегчающими добавками в составе

Наполнитель	Средняя плотность раствора, кг/м ³	В/Т
Бентонитовый глинопорошок	1300 - 1600	1 - 1,8
Диатонит	1300 - 1600	0,8 - 1,8
Трепел, опока	1300 - 1600	0,8 - 1,8
Мел	1600 - 1660	0,6 - 0,7
Гидролизный лингин	1320 - 1400	0,95 - 2,2
Угольный порошок	1490 - 1550	0,6 - 0,7
Торф	1420 - 1600	0,64 - 1
Резиновая крошка	1200 - 1500	0,6 - 0,9
Шлак, глинопорошок	1500 - 1560	0,75 - 0,8
Вспученный перлитовый песок	1400 - 1600	0,6 - 1,1
Вспученный вермикулитовый песок	1500 - 1600	0,6 - 0,8
Фильтроперлит	1320 - 1600	1,2 - 1,8
Зола	1600 - 1650	0,7 - 0,8

Поэтому для производства грамотной крепи скважины в сложных геокриологических условиях начали добавлять в состав цемента специальные

полые микросферы. Их особенность заключается в том, что они имеют малую плотность и они практически несжимаемы [9].

Полые микросферы можно разделить на следующие группы:

- полимерные,
- алюмосиликатные (керамические, зольные),
- стеклянные,
- силикатные,
- углеродные.

Свойства добавляемых микросфер приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Свойства микросфер

Свойства	Значение		
	полые полимерные сферы (ППМС)	полые алюмосиликатные сферы (ПАМС)	полые стеклянные сферы (ПСМС)
Цвет	различный	светло-серый	белый
Форма частиц	сферическая		
Размер частицы, мкм	50 - 500	40 - 500	10 - 200
Насыпная плотность, г/см ³	0,1 - 0,45	0,3 - 0,45	0,12 - 0,4
Истинная плотность, г/см ³	0,16 - 0,42	0,34 - 0,5	0,16 - 0,7
Прочность при объёмном сжатии, МПа	до 4	до 5	10 - 20
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С)	0,05	0,06 - 0,2	0,06 - 0,067

Цемент с добавлением в него **полых полимерных микросфер (ППМС)** имеет плотность до 1190 кг/м³. Такой раствор для цементирования скважин содержит в себе большое количество вяжущего в-ва. Также стоит упомянуть и про отличную стойкость такого цемента к агрессивным средам. ППМС преимущественно имеют в своём составе фенолформальдегидную или мочевиноформальдегидную смолы. Недостатками таких смесей цемента и микросфер является плохая стабильность и неспособность сфер

выдерживать высокое давление. Стоит отметить, что количество добавляемых микросфер не должно превышать 20% от общего объёма тампонажного раствора.

Для цементного раствора с добавленными в него **полыми алюмосиликатными микросферами (ПАМС)** характерна малая плотность и теплопроводность. В таких тампонажных растворах, как правило, имеется большая водоотдача, но это устраняется путём дополнительного введения в состав карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и полиакриламида (ПАА). Сами по себе ПАМС стоят недорого, так как состоят из смеси золы от сгорания угля и воды.

Тампонажный раствор с добавлением **полых стеклянных микросфер (ПСМС)** стоек к образованию трещин и прочность цемента в 1,5 – 2,0 раза. Обычно ПСМС имеет в своём составе натрийборсиликатное стекло с добавлением специального порообразователя, в дальнейшем подвергая смесь нагреву при большой температуре. Благодаря добавлению таких сфер цемент становится более термоизолированным, а его величина поверхностного натяжения становится намного выше.

Чтобы повысить стойкость цементного камня к образованию трещин, необходимо придать обработке поверхность полых стеклянных микросфер (процесс аппретирования). Для этого вводят специальный кремнеорганический аппрет, изменяющий структуру цементного раствора с добавленными в него полыми микросферами. Это приведёт к:

- уменьшению водопотребности тампонажного раствора,
- также добавление обработанных микросфер укрепит контактную зону и увеличит водоудерживающую способность,
- увеличиваются сроки схватывания цемента, что приведёт к лучшей прокачиваемости цемента.

3.8.2. Тампонажный цемент с добавлением сульфоалюминатного клинкера

Воздействие многолетнемерзлых пород с отрицательной температурой, которая влияет на тампонажный цемент, вызывает энергетические отклонения его гидратации, чего не происходит при обычных условиях. Зоны ММП негативно сказываются на цементации, так как образования камня по сути не происходит при пониженной температуре среды.

Необходимо использовать специальные компоненты, чтобы приготовить подходящий тампонажный раствор с нужными свойствами для цементирования скважины в условиях вечной мерзлоты. Такие добавки должны иметь хорошую экзотермию в процессе гидратации, но при этом не вызвать ненужное растепление породы, которая граничит со скважиной. Этим компонентом является сульфоалюминатный клинкер [10]. Состав клинкера представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Химический состав сульфоалюминатного клинкера

ППП	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO ₂	MgO	SO ₃
0,55	10,9	22,9	4,22	54,54	1,67	3,22

Сульфоалюминатный цемент быстро загустевает при нормальных температурах, что негативно сказывается на процессе цементации скважины. Решением этой проблемы является введение в состав тампонажного раствора пластификаторов и противоморозных добавок.

3.9. Незамерзающая буферная жидкость

В качестве буферной жидкости при тампонировании скважины в условиях Крайнего Севера используют трёхфазную пену [11]. **Аэрированная буферная суспензия** представляет из себя твёрдую дисперсную смесь, которая имеет в своём составе газ, жидкость и твёрдую фазу. Такая буферная система состоит из портландцемента с добавлением пеногасителя (фенолформальдегидная смолы (СФМ), АФ9-12 неонол и другие), который смешали с технической водой и затем подвергли процессу аэрации.

Для получения средней плотности буферной трёхфазной системы необходимо тщательно подобрать степень аэрации. Правильно подобранная степень аэрации жидкости позволяет без каких либо затруднений прокачать цемент на высоту, которая была задана в проекте. Благодаря правильному соотношению газовой и жидкой фаз достигается требуемая скорость аэрации буферной жидкости. Процесс аэрации буфера выполняется компрессором высокого давления (иногда используются компрессоры эжекторно-аэрационной буровой установки). Перекачка пенообразователя осуществляется через гидроактиватор цементного раствора.

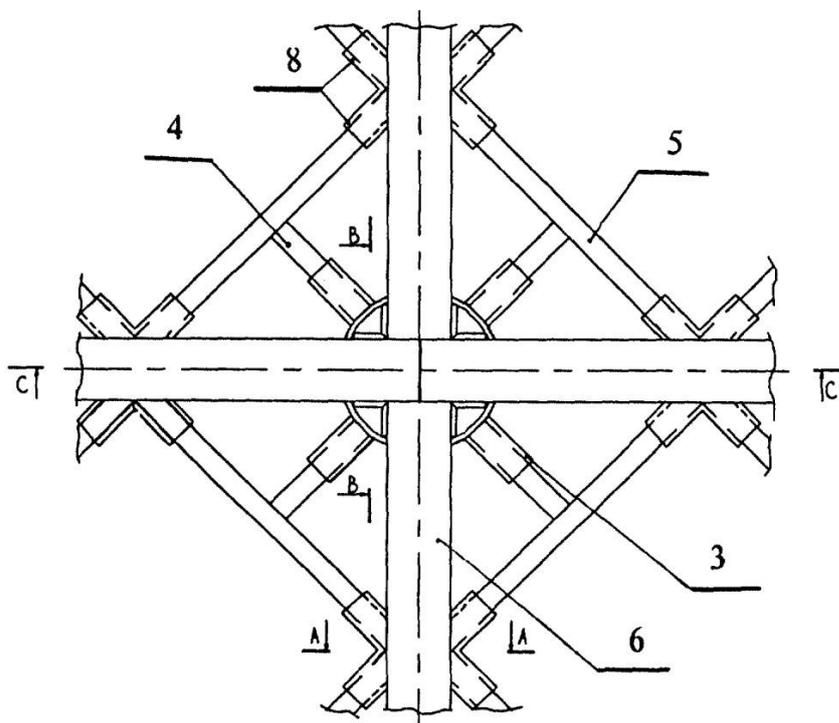
Трёхфазные буферные пены при цементировании скважин используются для проталкивания цементного раствора на заданную высоту при наличии в геологическом разрезе зон высокого пластового давления (АВПД) и мёрзлых грунтов (ММП) на устье скважины. Они имеют такие свойства, как:

- пониженная плотность, так как в составе таких буферных систем присутствует газ;
- высокая несущая способность, при этом буферная жидкость сохраняет индекс внутреннего давления в пределах 90% относительно гидростатического давления;
- повышенная адгезионная связь, чтобы получить тампонажный камень довольно крепким, и чтобы он имел малую проницаемость.

4. Мероприятия, направленные на сохранение устойчивости скважины и обеспечения минимальных деформаций грунтового основания приустьевой зоны на стадии ввода и эксплуатации скважины

4.1. Основание для куста скважин в зоне многолетнемерзлых пород

В условиях Крайнего Севера необходима установка специальной эстакадной площадки (рис. 10) после произведённого бурения добывающей скважины и последующей установки фонтанной арматуры [3].



1- свая, 2- крепежная труба; 3- втулка; 4- опорная труба; 5- раскос; 6- двутавровая балка; 7,13- крепежный уголок; 8- смежная втулка; 9- зажим; 10- металлическая балка; 11- деревянный брус; 12- скоба.

Рис. 10 – Несущее основание эстакады

Сперва идёт процесс монтажа нескольких свай (1), после чего на них укладывают двутавровые балки (6) (при укладке необходимо оставить определённый зазор между ними), которые будут располагаться перпендикулярно друг к другу. Балки (6) закрепляются на сваях при помощи крепежных уголков (7). Далее идёт монтаж специальной крепежной трубы (2) с расположенными на ней четырьмя втулками (3), которые находятся под

углом в 45° относительно крепёжной трубы (2). Во втулки (3) устанавливают опорные трубы (4), которые в последующем будут крепиться на раскосе (5). Концы раскоса (5) в дальнейшем будут вставляться во втулки (8).

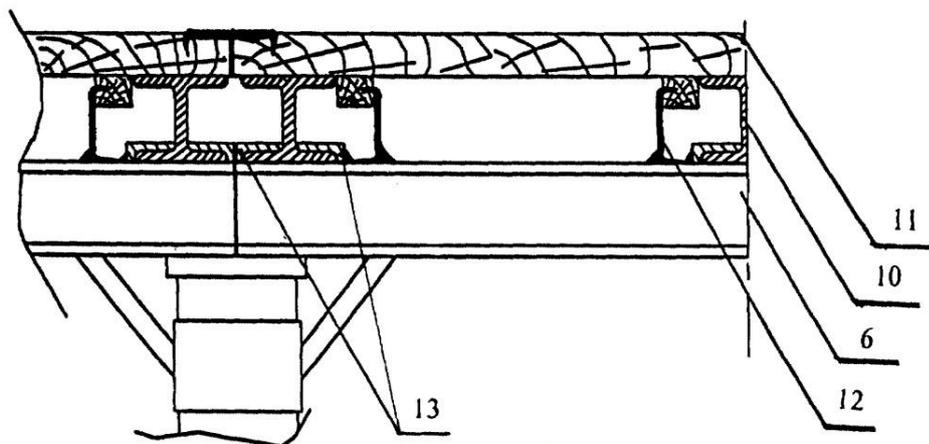


Рис. 11 – Элементы эстакадной площадки

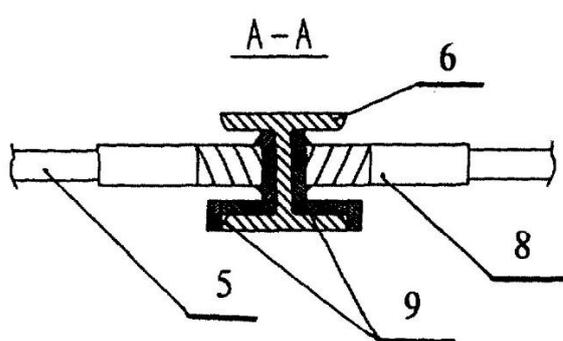


Рис. 12 – сечение А-А эстакады

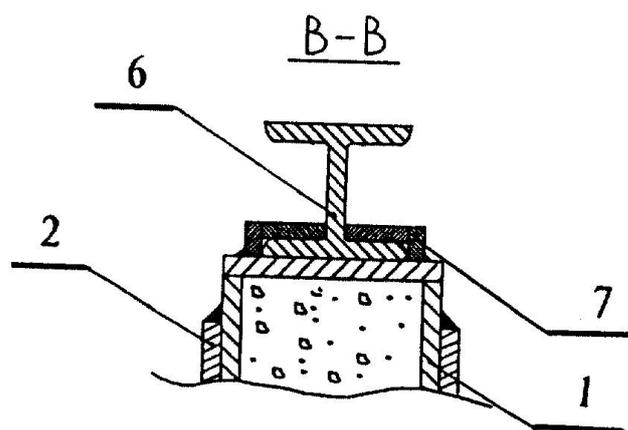


Рис. 13 – сечение В-В эстакады

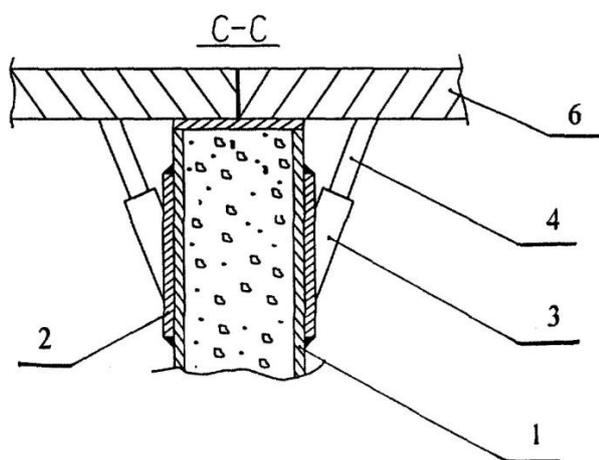


Рис. 14 – сечение С-С эстакады

Возведение эстакадной площадки для куста скважин в условиях Крайнего Севера можно комбинировать с установкой на направлении термокейса, что положительно скажется на уменьшении радиуса растепления породы и на уменьшении расстояния между эксплуатационными скважинами. Также использование такого термоизолированного направления сокращает металлоёмкость конструкции эстакады, так как идёт уменьшение расстояния между сваями конструкции, что ведёт за собой уменьшение размеров несущих балок.

В зимнее время года такая конструкция эстакадной площадки позволит грунту лучше промёрзнуть вокруг свай. В летнее же время можно обойтись использованием специальных сезонно-действующих охлаждающих установок.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ13	Барилюк Кирилл Валерьевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	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 эксплуатационной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении Абалакской свиты
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<ul style="list-style-type: none"> • ФЕР 01-02-099-06 • ФЕР 01-02-100-06 • СНиП IV-5-82 Сборник 49. • РД 39-0148052-537-87 • ВСН 39-86 • ГЭСН 04-01-005-06 • ГЭСН 04-02-002-12
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации №146 от 31.07.1998 в ред. от 18.03.2023

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование необходимости строительства эксплуатационной скважины на Абалакской свите
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет сметной стоимости этапов строительства эксплуатационной скважины
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет итоговой стоимости строительства эксплуатационной скважины

Перечень графического материала

Таблица
- сводный сметный расчет

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Барилюк Кирилл Валерьевич		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Цель этого раздела – расчёт сметной стоимости строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Абалакскую свиту, имеющая глубину 3904м по вертикали, которая расположена в Ямало-Ненецком автономном округе. Выбор скважины был сделан исходя из того, что возможно использовать средние значения основных параметров для скважин, находящихся на территории Западной Сибири. Расчёт сметной стоимости состоит из стоимости подготовительных и монтажных (а также демонтажных) работ, стоимости бурения и цементирования скважины, стоимости освоения скважины. Также будет производиться расчёт времени, затраченного на строительство скважины.

5.1. Расчёт сметной стоимости подготовительных работ

Подготовительные работы включают в себя: изучение геологических особенностей территории, составление проектной документации на бурение скважины, налаживание связи, водо- и электроснабжения, прокладка дороги, обеспечение необходимой бурильной техникой, начало строительства вышки, монтаж оборудования и других вспомогательных элементов. Их стоимость напрямую зависит от площади территории, на которой будет идти строительство скважины.

Данные о размере отводимого участка выбираются согласно СН-462-74 «Нормы отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин». На основании площади отводимого земельного участка под строительство скважины определяем стоимость подготовительных работ: валки и трелевки деревьев. Расценку для валки деревьев мягких пород с корнями, диаметром стволов до 32 см принимаем согласно ФЕР 01-02-099-06 [13], а для трелевки древесины – ФЕР 01-02-100-06 [14]. Количество деревьев определяем исходя из густоты леса и рассчитанной площади земельного участка. Коэффициент пересчета принимаем в соответствии с региональными индексами изменения

сметной стоимости строительства. Индекс изменения стоимости изыскательских работ для строительства (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 1991 года) – **61,09**. Результаты расчета представлены в разделе **Сводный сметный счёт** в таблице А.1 приложения А.

5.2. Расчёт сметной стоимости монтажных-демонтажных работ

После подготовительных работ по плану идут монтажные работы, включающие в себя сборку буровой установки и привышечных сооружений. Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ производился согласно СНиП IV-5-82 Сборник 49, РД 39-0148052-537-87 и ВСН 39-86 [15, 16, 17].

Строительство скважины производится в ЯНАО, что в соответствии с частью I разделом I СНиП IV-5-82 Сборник 49 (Приложения 1,2 разделы 1,2) относится к району 5б. Далее по части II разделу II СНиП IV-5-82 Сборник 49 определяем коэффициенты для расчета расценок на подготовительные (монтажные) работы при строительстве нефтяных и газовых скважин: 0,97 для прямых затрат и 0,94 – для основной заработной платы рабочих. По этим же разделам будут определяться коэффициенты к расценкам на строительство (монтаж) для расчета стоимости разборки (демонтажа) в соответствии с расценками.

Стоимость строительства и основную заработную плату рабочих определяем согласно СНиП IV-5-82 Сборник 49 согласно выбранному району для строительства скважины и соответствующим расценкам на монтажные (демонтажные) работы. Индекс изменения стоимости изыскательских работ для строительства (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 1991 года) – 61,09. Результаты расчетов приведены в разделе **Сводный сметный счёт** в таблице А.1 приложения А.

5.3. Расчёт продолжительности строительства скважины

Для расчета продолжительности строительства скважины произведём стандартный расчёт конструкции скважины:

- количество обсадных колонн,
- диаметры долот и обсадных колонн,
- глубины спуска обсадных колонн.

Также надо выбрать оборудование для строительства скважины (буровая установка, оснастка талевой системы, производительность насосов) и способ бурения под каждую колонну (роторный, с помощью забойного двигателя, комбинированный).

Исходя из результатов произведенного расчета, была выбрана трёхколонная конструкция скважины и были получены следующие данные по обсадным колоннам:

- Кондуктор: диаметр колонны – 323,9 мм, диаметр долота – 393,7 мм, глубина спуска – 531 м;
- Техническая колонна: диаметр колонны – 244,5 мм, диаметр долота – 295,3 мм, глубина спуска – 2160 м по вертикали (2166 м по стволу);
- Эксплуатационная колонна: диаметр колонны – 168,3 мм, диаметр долота – 215,9 мм, глубина спуска – 3665 м по вертикали (3691 м по стволу);
- Хвостовик: диаметр колонны – 114,3 мм, диаметр долота – 127 мм, глубина спуска – от 3415 до 3904 м по вертикали (от 3415 до 4652 м по стволу).

На основе выбора оборудования и полученным в результате расчета конструкции скважины данным, составляем сводную таблицу с исходными данными для расчета временных затрат на строительство скважины.

Таблица 4 – Данные для расчета продолжительности строительства скважины

Наименование показателей	Величины показателей
Буровая установка (тип)	БУ 5000
Проектная глубина, м	3904
Способ бурения: - под кондуктор	роторный

Наименование показателей	Величины показателей
- под техническую колонну - под эксплуатационную колонну - под хвостовик	комбинированный забойный двигатель забойный двигатель
Конструкция скважины - кондуктор - техническая колонна - эксплуатационная колонна - хвостовик	d 323,9 мм на глубину 531м d 244,5 мм на глубину 2160м d 168,3 мм на глубину 3665м d 114,3 мм на глубину от 3415 до 3904м
Оснастка талевой системы	5х6
Производительность насосов, л/с	Кондуктор – 68 Техническая колонна – 51 Эксплуатационная колонна – 40 Хвостовик - 16
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ)	203 – 24м 178 – 72м 146 – 8м
Бурильные трубы: диаметр, мм длина свечи, м	127 88,9 25
Забойный двигатель (тип) - в интервале 0-531 м - в интервале 531-2166 м - в интервале 2166-3691 м - в интервале 3691-4652 м	не требуется (используем ротор) Д-240 РС МВР-176Т PowerDrive vortex X 475

Продолжительность строительства скважины формируется из совокупности производственных процессов:

- подготовка к строительству;
- монтажные работы;

- подготовка к бурению;
- бурение и крепление скважины;
- испытание на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывается при составлении нормативной карты. Основными документами для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [18] и «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения» [19]. Индекс изменения стоимости изыскательских работ для строительства (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 1991 года) – **61,09**.

В таблице 5 представлены результаты расчета временных затрат на строительство скважины.

Таблица 5 – Нормативная продолжительность строительства скважины

Интервал бурения, м		Время на бурение, сут	Время на заканчивание	Время на прочие работы, сут	Время на ремонтные работы, сут	Время на прием и сдачу вахты, сут	Итого по скважине, сут
от	до						
0	531	0,89	0,88	21,92	74,76	0,67	44,50
531	2166	7,46	1,98				
2166	3691	0,55	2,68				
3691	4652	2,149625	0,97				

5.4. Расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины

Для расчёта стоимости бурения скважины необходимо вычислить стоимость следующих операций: бурение скважины, крепление скважины (то есть прокачка цемента или тампонажного раствора, а также откачка излишек, если таковые имеются), спуск и подъём обсадных труб и ряд других операций. На данном этапе производится расчет сметной стоимости бурения

и крепления скважины на основании государственных элементных сметных норм на строительные работы. Индекс изменения стоимости изыскательских работ для строительства (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 1991 года) – **61,09**. Результаты расчета стоимости бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Сметная стоимость бурения скважины

Шифр ресурса	Наименование элемента затрат	Ед. измер.	Расход	Стоимость руб./ед..	Итого, руб.
ОПЛАТА ТРУДА РАБОЧИХ					
1	Затраты труда рабочих-строителей	чел.-ч	499,69	174,34	87115,9546
2	Затраты труда машинистов	чел.-ч	385,91	151,11	58314,8601
МАШИНЫ И МЕХАНИЗМЫ					
21143	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства 16 т	маш.-ч	5,16	1730,5	8929,38
60337	Экскаваторы одноковшовые дизельные на пневмоколесном ходу при работе на других видах строительства 0,25 м ³	маш.-ч	3,23	996,25	3217,8875
70149	Бульдозеры при работе на других видах строительства 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	1,62	1296,28	2099,9736
100204	Установки и агрегаты буровые на базе автомобилей для роторного бурения скважин на воду глубина бурения до 600 м, грузоподъемность 32 т	маш.-ч	154,29	4592,84	708629,2836
110501	Глиномешалки, 4 м ³	маш.-ч	59,58	531,24	31651,2792
400001	Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	7,74	1946,1	15062,814
МАТЕРИАЛЫ					
103-0604	Трубы бурильные из стали группы Д с высаженными внутрь концами и муфты к ним наружный диаметр 89 мм, толщина стенки 7 мм	м	7,56	1524,544	11525,55264
103-9211	Трубы бурильные утяжеленные	м	0,18	0	0
109-9031	Долота трехшарошечные	шт.	4,55	0	0

Результаты расчета стоимости крепления скважины представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Сметная стоимость крепления скважины

Шифр ресурса	Наименование элемента затрат	Ед. измер.	Расход	Стоимость руб./ед.	Итого, руб.
ОПЛАТА ТРУДА РАБОЧИХ					
	Затраты труда рабочих-строителей	чел.-ч	15,29	9,62	147,0898
	Затраты труда машинистов	чел.-ч	7,67	13,86	106,3062
МАШИНЫ И МЕХАНИЗМЫ					
21143	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства 16 т	маш.-ч	0,16	115,4	18,464
40202	Агрегаты сварочные передвижные с номинальным сварочным током 250 - 400 А с дизельным двигателем	маш.-ч	1,18	14	16,52
100203	Установки и агрегаты буровые на базе автомобилей для роторного бурения скважин на воду глубина бурения до 600 м, грузоподъемность 32 т	маш.-ч	3,64	652,68	2375,755 2
400001	Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	0,23	65,71	15,1133
МАТЕРИАЛЫ					
101-0782	Поковки из квадратных заготовок, масса 1,8 кг	т	0,0003	5989	1,7967
101-1518	Электроды диаметром 4 мм Э50А	т	0,0012	11524	13,8288
103-9001	Трубы	м	0	0	0
109-9058	Башмаки колонные для обсадных труб	шт.	0	0	0
109-9180	Центраторы пружинные для обсадных труб	шт.	0	0	0

5.5. Расчёт стоимости освоения скважины

Освоение скважины является важной процедурой в процессе строительства скважины. От качества выполнения освоения скважины зависит эффективность работы скважины.

Сметная стоимость освоения скважины включает в себя стоимость выполнения операций по вторичному вскрытию пласта и вызову притока. Индекс изменения стоимости изыскательских работ для строительства (по

отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 1991 года) – **61,09**.
Сметная стоимость освоения скважины представлена в разделе **Сводный сметный счёт** в таблице А.1 приложения А.

5.6. Сводный сметный счёт

Смета на строительство скважины определяет предельную стоимость выполнения всех операций, которые в совокупности формируют процесс строительства и освоения скважины. Индекс изменения стоимости изыскательских работ для строительства (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 1991 года) – **61,09**.

Сводный сметный расчет строительства скважины, включающий подготовительные работы, строительство и разбор вышки, монтаж и демонтаж бурового оборудования, процесс бурения и заканчивания скважины, освоение скважины и ряд других работ и затрат представлен в таблице А.1 приложения А.

Таким образом, по результатам произведенного расчета, сметная стоимость строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 3904 м Абалакской свиты составляет **91962976,69** руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ13		ФИО (полностью) Бариллюк Кирилл Валерьевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело/Технология строительства нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Проблемы проектирования и строительства скважин в сложных геокриологических условиях	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение:</p> <ul style="list-style-type: none"> Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<ul style="list-style-type: none"> Объект исследования: буровая вышка на месторождении Область применения: строительство скважин Рабочая зона: полевые условия Размеры помещения (климатическая зона*): 10x10 метров Количество и наименование оборудования рабочей зоны: вертлюг 1шт., роторный стол 1шт., буровой насос 3шт., буровой ключ 1шт., противовыбросовое оборудование 1шт. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение скважины, спуско-подъёмные операции, промывка скважины, цементирование скважины
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <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. 	<ul style="list-style-type: none"> Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) <ul style="list-style-type: none"> – Статья 297; – Статья 264; – Статья 298; – Статья 299; – Статья 302 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности" СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> Повышенная загазованность и запылённость рабочей зоны; Плохая освещённость рабочего места; Повышенный шум и вибрация.

	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Механический травматизм; • Электрический травматизм; • Пожароопасность и взрывоопасность. <p>Средства коллективной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Средства нормализации воздушной среды; • Средства нормализации освещения; • Средства защиты от повышения уровня шума; • Средства защиты от повышения уровня вибрации; • Средства защиты от поражения электрическим током; • Средства защиты от температурных перепадов; • Средства защиты от падения с высоты. <p>Средства индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Средства защиты органов дыхания; • Спец одежда защитная; • Средства защиты головы; • Средства защиты глаз; • Средства защиты органов слуха; • Средства защиты от падения с высоты. <p>Будет произведён расчёт воздухообмена для очистки воздуха</p>
<p>3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Воздействие на селитебную зону: • Воздействие на литосферу: вырубка деревьев, уничтожение почвенного слоя, засорение почвы отходами бурения; • Воздействие на гидросферу: загрязнение поверхностных и пластовых вод • Воздействие на атмосферу: выбросы газов от дизельных приводов и ДВС, а также факелов
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u></p>	<p>Возможные ЧС: ГНВП, пожары и взрывы на БУ, лесные пожары</p> <p>Типичная ЧС: ГНВП</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО (полностью)	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО (полностью)	Подпись	Дата
2БМ13	Барилюк Кирилл Валерьевич		

6. Социальная ответственность

Значительная часть месторождений в зоне распространения многолетнемерзлых пород и, в частности, выше Северного полярного круга, в области слитного распространения современной и древней мерзлоты. Данная криолитозона, охватывающая огромную территорию севера европейской части РФ, Западную и Восточную Сибирь, Якутию, Чукотку и часть Дальнего Востока, характеризуется сплошным залеганием низкотемпературных многолетнемерзлых пород (ММП), как по площади, так и по разрезу. Толща ММП охватывает четвертичные и палеогеновые отложения. В таких условиях нередко возникают осложнения и аварии, несчастные случаи, которые могут быть связаны как с суровыми климатическими и геологическими условиями, так и с вредными и опасными производственными факторами. Строительством скважин в таких условиях занимаются такие компании, как: Газпром, Роснефть, Сургутнефтегаз и другие.

Рабочим местом буровой бригады служит буровая вышка. Размер рабочей площади составляет 10х10 метром. Оборудование, которое включает в себя буровая, состоит из: вертлюг 1шт., роторный стол 1шт., буровой насос 3шт., буровой ключ 1шт., противовыбросовое оборудование 1шт.

В ходе работ проводят непосредственно бурение скважины, спуско-подъёмные операции (СПО), промывка и цементирование скважины.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В связи с удаленным географическим расположением месторождений от близлежащих населенных пунктов, для персонала установлен режим работы вахтовым методом согласно ТК РФ гл.47 ст. 297.

Рабочая зона вокруг скважины попадает в списки опасных производственных объектов (далее ОПО) и согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, персонал подверженный опасному и вредному воздействию должен проходить обязательное медицинское обследование не реже 1 раза в год.

Согласно Статье 9 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) организация, эксплуатирующая ОПО, обязана обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями. А также по Статье 298 Трудового кодекса РФ, при выполнении работы на ОПО, персонал обязан получить соответствующую квалификацию и допуск к самостоятельной работе.

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.

Заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности, в соответствии с установленным законом РФ за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте. Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ.

Персоналу в связи с дальним расположением от места проживания, организация обязана организовывать доставку к месту выполнения работ,

либо компенсировать самостоятельное прибытие, согласовав в действующем договоре.

В свою очередь персонал ОПО обязан «соблюдать положение правовых актов. Знать правила ведения работ и порядок действия в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте» 19.07.2011 N 248-ФЗ. Проходить соответствующую подготовку и аттестацию[20].

Системы управление, расположение и компоновка пульта, органов управления индикаторов должны соответствовать анатомо-физиологическим особенностям человека. ГОСТ 22269-76 [21].

Рабочее место должно быть максимально защищено от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочей зоны.

6.2. Производственная безопасность

Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 8 согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [22].

Таблица 8 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте помощника бурильщика 5 разряда

Производственные факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
Повышенный уровень шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности"
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
Повышенная загазованность рабочей зоны	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Требования к загазованности воздуха устанавливаются СанПиП 2.04.05-91 Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности

6.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов

6.2.1.1. Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума [22]:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем).

6.2.1.2. Недостаточная освещённость рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"[23]. Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полаты верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700	20
Кронблок	Над кронблоком	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м	20

Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м	30
Продолжение таблицы 9		
Насосный блок/пусковые ящики	На высоте не менее 3 м	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	100

6.2.1.3. Электробезопасность

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение. Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие. Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 (таблица Б.1 приложение Б) при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц [24]. Предельно допустимые уровни напряжения и тока представлены в приложение А.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- Применение предупреждающей сигнализации;
- Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

6.2.1.4. Пожаровзрывобезопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- Назначение ответственных лиц за обеспечение пожарной безопасности установки. Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер, и номер телефона ближайшей пожарной части [25].

6.2.2. Расчёт воздухообмена при испарении растворителей и лаков

6.2.2.1. Определение воздухообмена при испарении растворителей и лаков

Потребный воздухообмен определяется по формуле:

$$L=1000G/x_в-x_n, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (9)$$

где:

- L , м³/ч – потребный воздухообмен;
- G , г/ч – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения;
- $x_в$, мг/м³ – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88;
- x_n , мг/м³ – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21.

Испарение растворителей и лаков обычно происходит при покраске различных изделий. Количество летучих растворителей, выделяющихся в воздухе помещений можно определить по следующей формуле:

$$G=aAmn/100, \text{ г/ч} \quad (9)$$

где:

- a , м²/ч – средняя производительность по покраске одного рабочего (при ручной покраске кистью – 12 м² /ч, пульверизатором – 50 м² /ч);
- A , г/м² – расход лакокрасочных материалов (180 г/м² для цветных аэролаков/распыление пульверизатором);

- $m, \%$ – процент летучих растворителей, содержащихся в лакокрасочных материалах (75% для цветных аэролаков/распыление пульверизатором);
- n – число рабочих, одновременно занятых на покраске.

Применяется также понятие кратности воздухообмена n , которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле:

$$n = L/V, \text{ ч}^{-1} \quad (9)$$

где:

- V – внутренний объем помещения, м^3 .

Согласно СП 2.2.3670-20, кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима.

Порядок расчёта:

Для покраски требуется 3 рабочих, которые пользуются пульверизатором.

$$G = \frac{50 \cdot 180 \cdot 75 \cdot 3}{100} = 20250 \text{ г/ч}$$

$$L = \frac{1000 \cdot 20250}{200 - 0,35} = 101427,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

6.2.2.2. Определение воздухообмена в жилых и общественных помещениях

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO_2). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по допустимой концентрации его. Содержание углекислоты в атмосфере населенных пунктов следует принимать:

- для сельских населенных пунктов – 650 мг/м^3 ,
- для малых городов (до 300 тыс. жителей) – 800 мг/м^3 ,
- для больших городов (свыше 300 тыс. жителей) – 1000 мг/м^3 .

ПДК CO_2 в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м^3 .

Порядок расчета:

В жилом помещении работники находятся в состоянии покоя (количество выделяемого одним человеком CO_2 35 г/ч)

$$L = \frac{1000 \cdot 35 \cdot 3}{1000 - 650} = 197,14 \text{ м}^3/\text{ч}$$

6.3. Экологическая безопасность

6.3.1. Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо:

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

6.3.2. Мероприятия по защите атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при ГНВП. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78. Установление значения ПДВ, как количества вредных веществ, которое не разрешается превышать при выбросе в атмосферу в единицу времени, производят на основе методов расчета ПДВ в атмосферу, утвержденных Госстроем СССР.

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их появления оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов.

6.3.3. Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 рекомендуется предпринимать следующие меры:

- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ;
- буровой раствор хранить в емкостях, исключающих его утечку;
- разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или на очистные сооружения.

Для повышения качества цементирования необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку турбулизаторы, выждать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, повреждение почвенного слоя, создание искусственных

неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор [26].

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНПП [27]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасностью для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [28].

Заключение

В ходе выполнения дипломной работы было проведено изучение структуры и типов многолетнемёрзлых пород, их свойства и способность влиять на процессы строительства и проектирования скважин. Также были выделены проблемы, которые возникают при проектировании и строительстве скважин в условиях Крайнего Севера, и дальнейшим последствиям при несоблюдении определённых действий. После были рассмотрены методы и технологические средства, направленные на решение проблем, связанных с растеплением и обратным промерзанием многолетнемёрзлых пород, а также рассмотрены расчёты, проводимые на этапе проектирования скважин в зоне вечной мерзлоты, и специальные программные системы для расчёта ореола растепления породы.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был проведён расчёт сметной стоимости строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Абалакскую свиту, имеющей глубину 3904м по вертикали, расположенной в ЯНАО. Расчёт сметной стоимости состоит из стоимости подготовительных и монтажных (а также демонтажных) работ, стоимости бурения и крепления скважины, стоимости освоения скважины. Также производился расчёт времени, затраченного на строительство скважины.

В разделе «Социальная ответственность» был проведён анализ вредных и опасных факторов, действию которых может быть подвержена буровая бригада. К вредным факторам можно отнести повышенный уровень шума и вибрации. К опасным производственным факторам относят вероятность поражения персонала электрическим током и возникновение пожара. Также был произведен расчёт воздухообмена при испарении растворителей и лаков и

воздухообмена в жилых и общественных местах. После было разобрано влияние на окружающую среду производства и предложены средства для экологической безопасности. Чрезвычайной ситуацией выбрано ГНВП.

Список использованной литературы

1. Маслов А.Д. Основы геокриологии: учебное пособие [Текст] / А.Д. Маслов, Г.Г. Осадчая, Н.В. Тумель, Н.А. Шполянская. – Ухта: Институт управления, информации и бизнеса, 2005. – 176 с.: ил.
2. Геокриология: учебное пособие [Текст] / А. К. Алванян, К. А. Алванян; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Пермь, 2020. - 139 с.
3. КОРОТКОВ С.А., канд. техн. наук, ШПИЛЬМАН А.В, ДЕНИСЕНКО К.С. / Проблемы бурения, крепления и эксплуатации скважин в сложных геокриологических условиях. Способы их решения. [Электрон. ресурс] – 2019 – URL: <http://sib-ngs.ru/journals/article/954>
4. Строительство кустовых площадок на Салмановском нефтегазоконденсатном месторождении на периоды бурения и испытания / В. В. Шевелев, И. С. Белослудцева, И. А. Потапова, И. А. Коновалов. [Электрон. ресурс] – 2018 – URL: https://www.nexi.go.jp/environment/info/pdf/19-005_PD_Sec_4.pdf
5. Бурение в вечной мерзлоте больше не проблема. [Электрон. ресурс] – 2014. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tekhnologii/658471-burenie-v-vechnoy-merzlotte-bolshe-ne-problema/>
6. Быков, И.Ю. Термозащита конструкций скважин в мерзлых породах [Текст]: учеб. пособие / И.Ю. Быков, Т.В. Бобылёва. – Ухта: УГТУ, 2007. – 131 с.: ил.
7. Анализ и обоснование выбора очистных агентов и технология их применения при бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород / А.А. Яковлев, М.В. Турицына, Е.В. Могильников. – Санкт-Петербург: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014. – 10 с.
8. Повышение качества цементирования скважин в многолетнемерзлых горных породах [Электрон. ресурс] – 2020. – URL:

<https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/542843-povyshenie-kachestva-tsementirovaniya-skvazhin-v-mnogoletnemerzlykh-gornyx-porodakh/>

9. ПРИМЕНЕНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ С ВКЛЮЧЕНИЕМ ПОЛЫХ МИКРОСФЕР ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН В КРИОЛИТОЗОНЕ / М.Ю. Мерзляков, А.А. Яковлев. - Санкт-Петербург: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2015. – 7 с.
10. СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ С ДОБАВКОЙ СУЛЬФОАЛЮМИНАТНОГО КЛИНКЕРА / Авлезова А.Э., Кривобородов Ю.Р. – Москва: Российский химико-технологический университет имени Д.И. Менделеева, 2018. – 2 с.
11. ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН / Мирзаев Э. С. Доцент – Узбекистан: Каршинский инженерно-экономический институт, 2022. – 8 с.
12. Прогноз оттаивания многолетнемёрзлых грунтов вокруг добывающей скважины [Электрон. ресурс] – 2014. - URL: <https://simmakers.ru/ottaivanie-grunta-vokrug-skvazhiny/>
13. ФЕР 01-02-099-06 Валки деревьев мягких пород с корнями, диаметром стволов до 32 см
14. ФЕР 01-02-100-06 Трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 79 кВт (108 л.с.), диаметр стволов свыше 30 см
15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I и II
16. РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ»
17. ВСН 39-86 "Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ"

18. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
19. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
20. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)
21. ГОСТ 22269-76 Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования
22. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
23. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
24. Техника безопасности в электроэнергетических установках: справочное пособие / под ред. П. А. Долина. — Москва: Энергоатомиздат, 1987. — 400 с.: ил. <http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5СТПУ%5Сbook%5С53732>
25. СП 12.13130.2009 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАТЕГОРИЙ ПОМЕЩЕНИЙ, ЗДАНИЙ И НАРУЖНЫХ УСТАНОВОК ПО ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ
26. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. – 284 с. <http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5СТПУ%5Сbook%5С25604>

27. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
28. РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности»
29. Dobinski W. (2011) Permafrost. *Earth-Science Reviews*. 108, 158–169, <http://dx.doi.org/10.1016/j.earscirev.2011.06.007>
30. Eppelbaum L. V., Kutasov I. M. (2019) Well drilling in permafrost regions: dynamics of the thawed zone. *Polar Research*. 38, 1-9.
31. Jaeger J.C. (1961) The effect of the drilling fluid on temperature measured in boreholes. *Journal of Geophysical Research*. 66, 563–569.
32. Ramey H.J.J. (1962) Wellbore heat transmission. *Journal of Petrology Technology*. 14(4), 427–435.
33. Taylor A.E. (1978) Temperatures and heat flow in a system of cylindrical symmetry including a phase boundary. *Geothermal Series 7*. Ottawa: Earth Physics Branch, Energy, Mines and Resources.
34. Wang X., Wang Z., Deng X., Sun B., Zhao Y. & Fu W. (2017) Coupled thermal model of wellbore and permafrost in Arctic regions. *Applied Thermal Engineering* 123, 291–299, <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.05.186>.

Приложение А

Таблица А.1 – Сводный сметный расчет

№ п/п	№ сметных расчетов и др. обосновывающие источники	Наименование работ или затрат	Сметная стоимость выполнения операции в ценах 1984г.	в том числе заработная плата рабочих
1	2	3	4	5
ГЛАВА 1				
		Подготовительные работы к проведению мероприятий по строительству скважины		
1	1.1.	Подготовка площадки (валка, трелевка древесины)	197933,298	43265,57
		ИТОГО по главе 1:	197933,298	43265,57
		ИТОГО по главе 1 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости (К1=1,445, К2=61,09) Кп=85,526:	16928443,24	3700331,14
ГЛАВА 2				
		Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования, монтаж и демонтаж установки для испытания скважины		
2	2.1.	Строительство и монтаж	21695	1603
3	2.1.	Разборка и демонтаж	1660	454
		ИТОГО по главе 2:	23355	2057
		ИТОГО по главе 2 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости (К1=1,445, К2=61,09)	1991153,88	175371,592
ГЛАВА 3				
4	3.1.	Работы по строительству скважины	23042927,03	4290209,03
5	3.2.	Работы по креплению скважины	720236,01	74751,82
		ИТОГО по главе 3:	23763163,04	4364960,85
		ИТОГО по главе 3 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости (К1=1,445, К2=61,09):	23763163,04	4364960,85
ГЛАВА 4				
		Освоение скважины на продуктивность		
6	4.1.	Освоение скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	7646,62	1542,94
		ИТОГО по главе 4:	7646,62	1542,94

Продолжение таблицы А.1

		ИТОГО по главе 4 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости (К1=1,445, К2=61,09):	651920,2347	131544,8926
ГЛАВА 5				
		Дополнительные затраты при строительстве скважины в зимнее время		
	пп.6.1., 6.2. (ВСН 39-86) приложение 2 зона к=1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время		
7		Зимнее удорожание при СМР от суммы $1,6\% \times 1,0 * 1,08$	292523,4993	63941,7221
		ИТОГО по главе 5:	292523,4993	63941,7221
		ИТОГО по главам 1-5	43627203,90	8436150,20
ГЛАВА 6				
		Накладные расходы		
8	Пояснительная записка	Накладные расходы на итог прямых затрат по главам 1-5 (20%)	8725440,78	1687230,04
		ИТОГО по главам 1-6	52352644,68	10123380,24
ГЛАВА 7				
9	Пояснительная записка	Плановые накопления (8%) на итог прямых затрат по главам 1-5 и главы 6	4188211,574	809870,4193
		ИТОГО по главам 1-7	56540856,25	10933250,66
ГЛАВА 8				
		Прочие работы и затраты		
10	Расчет-обоснование ООО "Геосервис"	Затраты на выплату премий, льготы и надбавки за работу в районах, приравненных к районам Крайнего Севера, полевое довольствие - 23,5%	13287101,22	2569313,905
11	П. 9.6. (ВСН 39-86) Пояснительная записка	Лабораторные работы (0,15%) по итогам глав 3 и 4 ССР	36622,62491	6744,75862
		ИТОГО по главе 8	13323723,84	2576058,664
		ИТОГО по главам 1-8	69864580,10	13509309,32
ГЛАВА 9				
		Авторский надзор		
12	п. 10 пр. 12 ВСН 39-86	Авторский надзор - 0,2%	139729,1602	
ГЛАВА 10				
		Проектные и изыскательные работы		
		Проектные работы, без НДС в ценах 1985 г.		
		ИТОГО по главам 1-10	70004309,26	13509309,32

Продолжение таблицы А.1

ГЛАВА 11				
13	ВСН 39-86	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты - 2%	1400086,185	270186,1865
		Всего с учетом резерва	71404395,44	13779495,51
	Мин. нефт. пром-ти.	Возврат материалов - всего	533017,5623	
		Прочие работы и затраты в текущих ценах		
	Коммерческое предложение от ООО "Геофизсервис"	Промыслово-геофизические работы	2924576	
	Локальный сметный расчет	Обустройство скважины	3072737	
		ИТОГО прочих работ и затрат в текущих ценах	5997313	
		ВСЕГО по сводному сметному расчету	77934726,00	13779495,51
		Кроме НДС 18%	14028250,68	
		Всего с НДС	91962976,69	13779495,51

Приложение Б

Таблица Б.1 – предельно допустимые уровни напряжения и тока

Род тока	Величина	Предельно допустимые уровни, не более, при продолжительности воздействия тока I_a , с											
		0,01 - 0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	Свыше 1,0
Переменный, 50 Гц	$U_a, В,$ I_a, mA	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	36 6
Переменный, 400 Гц	$U_a, В,$ I_a, mA	650	500	500	330	250	200	170	140	100	110	100	36 8
Постоянный	$U_a, В,$ I_a, mA	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40 15

Приложение В

Well drilling in permafrost regions: dynamics of the thawed zone

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Барилюк Кирилл Валерьевич		

Консультант отделения нефтегазового дела ИШПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		
Старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович	-		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	к.ф.н.		

Well drilling in permafrost regions: dynamics of the thawed zone

In the Far North, warm drill mud is used to drill holes. This mud causes the formations around the borehole to thaw. For perennally permafrost, ice is the cementitious material, so the strength of frozen rock is greatly reduced when the ice changes to liquid. If the thawing zone cannot stand out the load of the higher rocks, compaction (consolidation) occurs and subsequent subsidence can cause significant surface displacement. For long hole drilling or formation fluid production, the thaw radius must be evaluated to drill rig stability and hole integrity. It has been proven that the physical properties of rock change with thawing and freezing. When explaining geophysical logs, it is necessary to know the thaw radius and its dynamics during the period when the drilling process is in progress and further holes are stopped.

In the article [29] the author touches upon the phenomenon of transition of water from solid state to liquid and back, (another name for it is the Stefan problem) around a cylindrical source (in our case it is a drilled well). This problem occurs in many areas of activity: drilling production and injection wells for oil and gas in permafrost areas, laying underground pipelines, etc. When drilling in geocryological conditions (permafrost or Far North conditions), the natural temperature of formations in close proximity to the hole is disturbed (changed), and permafrost thaws at a certain distance from the hole axis.

In order to reproduce geothermal measurements and further determine the static formation temperature as well as the permafrost thickness, it is necessary to wait for a certain amount of time after the drilling process is completed. This is also called the temperature rebalancing time. A long recovery period of up to 5 years or more (depending on the thickness of the permafrost, the interval itself and the composition of the rocks) is required to determine the temperature and thickness of the permafrost with sufficient accuracy.

The time it takes to refreeze a borehole interval that has thawed during drilling process at the natural temperature of the formation. The rock located in the lower part of the permafrost zone freezes for a very long time. The transition boundary from rock thawing to freezing can be determined by resistometer and acoustic log.

In the paper [30], the authors proposed a method to estimate how long it takes for drilling process formations to freeze again. Successful studies using the method described by the authors require one to three temperature logs, their results are obtained after the permafrost has thawed out. Prior to that, the authors performed numerical simulations and found that the refreezing time can be expressed as a function of two parameters: radius of thawing and latent heat density (these parameters are considered dimensionless).

The authors of the article under consideration used the concept of corrected heating time to determine the value of formation thawing temperature. The data of the study presented in [33] were also used so that the results of the calculations done in this research could be verified.

Accurate prediction of the temperature field is of great importance for drilling holes in the Far North. The permafrost temperature must be evaluated to accurately determine the thawing radius. The borehole temperature has a major impact on drilling design, including the selection of drill mud, cement grout, and so on. At present, a pure thermal conductivity model is used, it does not account for heat-water effects during permafrost thawing. In the Far North regions, the formation consists of frozen rock (soil) at the top of the formation and unfrozen layer at the bottom of the formation. The traditional model is not able to simulate the temperature fields without taking into account the effect of thawing. Therefore, a new coupled thermal model between the borehole and permafrost must be developed for permafrost conditions.

In 2017, Wang et al. [34] reported that they developed a model for the borehole – an ice system. This research reviewed a new joint thermal model of the hole and permafrost, considering thermal-water effects in the Far North conditions. The new model considers latent melting heat, water migration and changes in thermal parameters. A series of numerical calculations using the new model and the old (traditional) model were performed to determine hole drilling parameters in the permafrost. The temperature and the percentage of water content were carefully analysed. Then a special well design in terms of stability of the drilled hole was proposed using numerical simulation. The authors used the results of Ramey's work [32] and a model for predicting the temperature of incompressible fluids to describe the heat transfer in the borehole – an ice system. The solutions of water migration problems for frozen ground were based on the equations given by Harlan in 1973.

The following well parameters were selected for modelling:

- borehole depth 3100 m,
- thickness of the permafrost zone 750 m.

The proposed coupled borehole thermal model in permafrost regions made it possible to estimate the volumes of the thawed permafrost zone (the thawing radius became known accordingly) and the radial temperature of the formations.

The use of low thermal conductivity cements for well support significantly reduces the volume of thawed zone in the rock. The most important finding of Wang et al. (2017) is the low water migration rate (only 5.06×10^{-5} m³/s). The heat transferred with water migration is very low in value compared to the heat caused by borehole drilling (thermal conduction).

The authors of the paper aimed at evaluating the dynamics of the unfrozen zone (thawing radius during drilling and well stop periods).

Drilling period of the hole

The drill mud moves down the drill string and exchanges thermal energy with the mud in the annulus (annular space). The drill mud in the annulus moves higher and, in turn, exchanges heat with the drill mud in the pipes and with the permafrost. The permafrost exchanges thermal energy with the hole, resulting in thawing of the rocks.

The results of the author's research have shown that the temperature (T_w) of the mud that circulates in the wellbore at a given depth can remain constant during the well drilling process and during fluid production. In a continuous drilling fluid circulation process, the wellbore temperature depends on both the depth of the well and other factors. The effective temperature (T_w) accounts for changes in heat transfer over the entire period of mud circulation at a given depth.

Due to low permeability of permafrost, water migration is usually neglected when studying Far North conditions. The static bottomhole temperature depends on the heat energy that has been transferred to (or from) the rock strata. The value of T_w can be estimated for each depth from the bottomhole temperature log.

Shut-in period

After the drilling process is stopped, the thawing radius and the radius of thermal influence will increase over a certain amount of time Δt_0 due to the heat accumulated in the thawed zone. Accordingly, the increase of thawing radius will be Δh_0 . The author of the work [31] proposed an empirical relationship to estimate Δt_0 . Hydrodynamic modelling showed that the maximum value of the thawing radius could be given as follows:

$$h_{max} = h(t_c + \Delta t_0) = \left(1 + 0.43 \frac{\Delta t_0}{t_c}\right) h(t_c) \quad (1)$$

where:

t_c - circulation time of drilling fluid at given depth.

As an example, the author has provided the results of one iteration of the hydrodynamic simulation, which are shown in Fig. 15. Input parameters are preheating time:

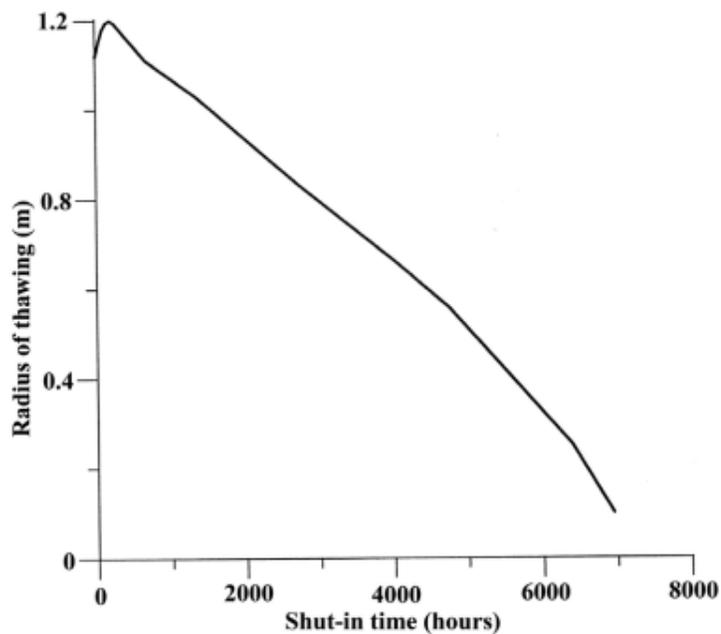


Fig. 15 - Dynamics of thawing zone change

Where:

- $t_c = 2200$ h,
- mud temperature $T_m = 8^\circ\text{C}$,
- formation temperature $T_f = -2^\circ\text{C}$,
- borehole radius $r_w = 0.1$ m,

- thermal conductivity and thermal diffusivity of the thawed formation $a_t = 0.003 \text{ m}^2/\text{h}$ and $l_t = 2 \text{ kcal}/(\text{h} \cdot \text{m} \cdot ^\circ\text{C})$
- thermal conductivity of permafrost $l_f = 2.6 \text{ kcal}/(\text{h} \cdot \text{m} \cdot ^\circ\text{C})$.

The calculation shows that $h(t_c) = 1.13 \text{ m}$, $\Delta t_0 = 114 \text{ h}$, hence:

$$h_{max} = 1.12 \left(1 + 0.43 \frac{113}{2200} \right) = 1.14 \text{ (m)}$$

The difference between h_c and h_{max} can be neglected. Reverse freezing of thawed zone starts when $t = t_0$ and ends at $t = t_{ep}$ (Fig. 16).

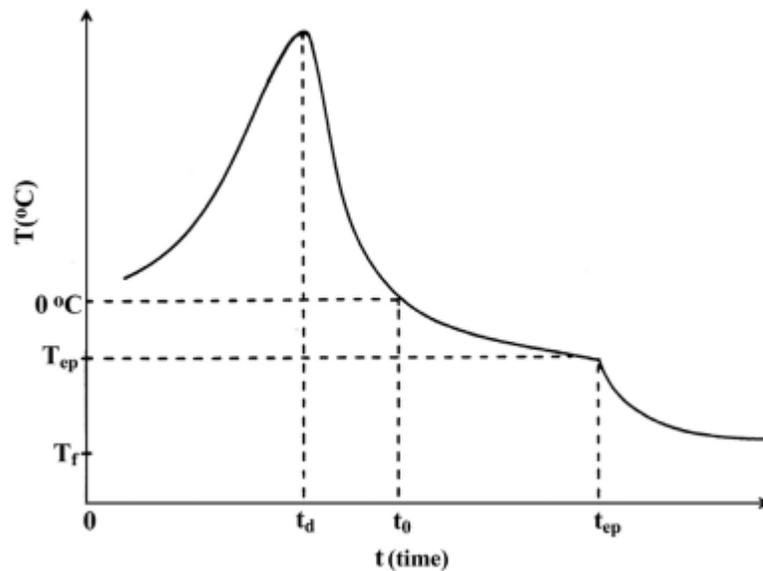


Fig. 16 - Pore rock temperature as a function of time for a given depth

At 0°C only part of the pore water in the formation transforms into a solid state (ice is formed). As the temperature decreases further, the phase transition of water continues, but the rate of the process decreases. The amount of unfrozen water is practically independent of the total moisture content of a given rock.

Total thawing period

The heat flux from the thawed zone, which tends to the interface between the thawed and frozen zone, was not considered in the calculations. The hydrodynamic modelling results showed that this is a correct assumption.

The electrical resistivity of frozen sediments is more affected by the transition from freezing to thawing than by seismic velocities. Therefore, the dynamics of the thawed zone (thaw radius) during re-freezing can be monitored by geophysical methods (electrical resistivity and seismic logging).

Method validation

Test case: Well Put River N-1, Alaska

The first temperature measurements were taken after 5 days of well downtime and the last measurements were taken after 3 years of downtime (Table 12).

Table 12 - Measured freezing temperatures at Well Put River N-1, Alaska

z (m)	Shut-in time (days)								
	5	22	34	48	66	91	117	163	1071
30.48	-0.4	-2.686	-4.793	-6.252	-7.04	-7.602	-7.97	-8.716	-9.167
45.72	-0.3	-2.093	-4.507	-6.012	-6.91	-7.511	-7.9	-8.428	-9.052
60.96	-0.25	-2.941	-4.911	-6.148	-6.95	-7.497	-7.86	-8.263	-8.957
91.44	-0.3	-1.633	-4.101	-5.646	-6.59	-7.227	-7.62	-7.965	-8.771
121.92	-0.21	-0.882	-2.565	-4.781	-6.06	-	-7.25	-7.624	-8.52
152.4	-0.03	-0.976	-1.852	-3.173	-4.76	-5.88	-6.51	-7.026	-8.124
182.88	0.02	-0.757	-1.217	-2.506	-	-	-6.14	-6.6	-7.619
213.36	0.2	-0.49	-0.805	-1.528	-	-5.049	-5.68	-6.111	-7.144
243.84	0.38	-0.433	-0.608	-0.950	-2.66	-	-	-5.521	-6.602
274.32	0.64	-0.418	-0.555	-0.823	-	-3.186	-	-4.822	-6.029
304.8	0.74	-0.379	-0.506	-0.682	-1.15	-	-3.61	-4.325	-5.462
335.28	0.91	-0.325	-0.451	-0.577	-	-1.72	-2.84	-3.705	-4.935
365.76	1.04	-0.0322	-0.452	-0.579	-0.8	-	-2.29	-3.258	-4.454
396.24	1.23	-0.354	-0.505	-0.644	-0.86	-1.248	-1.88	-2.67	-4.039
426.72	1.22	-0.28	-0.415	-0.517	-0.63	-	-1.13	-1.796	-3.453

It is illustrated that the re-freezing time of the well increases at a higher rate with increasing reservoir temperature, which is clearly illustrated in Figure 17.

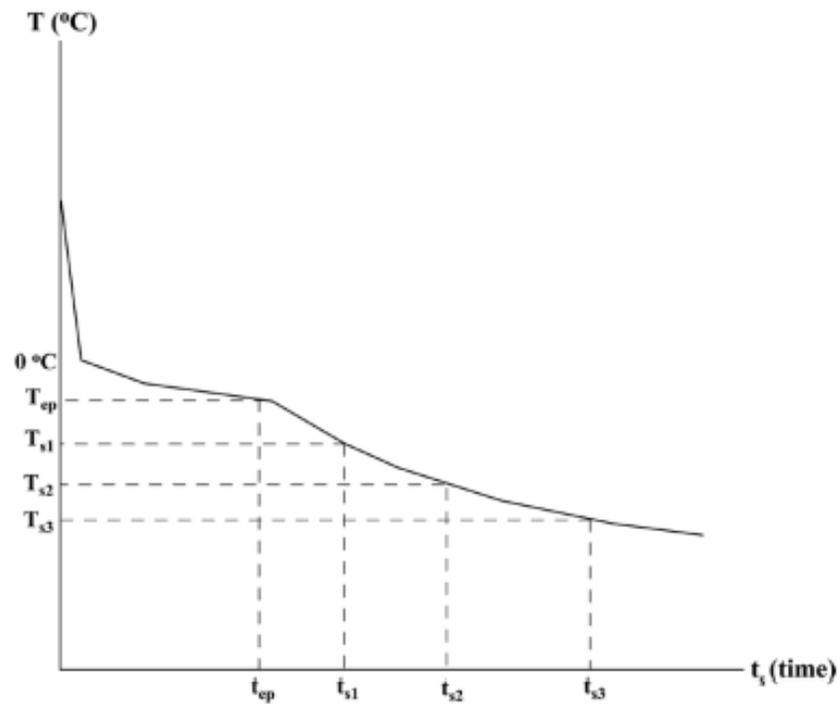


Fig. 17 - Dependence of backfreezing time as a function of reservoir temperature increase

The following parameters are introduced:

- borehole radius is 0.249,
- thermal conductivity of frozen and unfrozen layers is equal to $l_f = 4.45$ and $l_{un} = 3.9 \text{ Wm}^{-1} \text{ K}^{-1}$
- specific heat capacity $C_f = 961$ and $C_{un} = 1516 \text{ Jkg}^{-1} \text{ K}^{-1}$
- sandstone density is $r_f = 2654 \text{ kg/m}^3$,
- water/ice density is $r_w = 1000 \text{ kg/m}^3$,
- porosity is $f = 0.07$,
- the latent heat $L = 354382 \text{ J kg}^{-1}$ for water/ice.

It is assumed that the phase change occurs at 0°C. It is assumed that the mud temperature is 8°C.

Reservoir temperature estimation

In the following research [34], the authors proposed a new approach for predicting intact reservoir temperature from temperature logging data in deep wells. The main features of this method are:

- carrying out re-perforation of thawed formations (around the wellbore),
- temperature logs are conducted after re-freezing, and the point of reference in the thermal recovery of the well is shifted from when the well is completed to when the first temperature log is conducted.

The authors believe that after re-freezing, further cooling of the borehole can become a constant (per unit length) linear source of heat. Therefore, it can be argued that the modified Horner equation can be used to predict permafrost temperature and to estimate reservoir temperature.

The authors assume that the thermal disturbance starts at the point in time when the drilling tool reaches a given depth, and the end of the thermal disturbance is when the drilling operation is completed. The dependence of the change in thaw radius on the dwell time is shown in Figure 18.

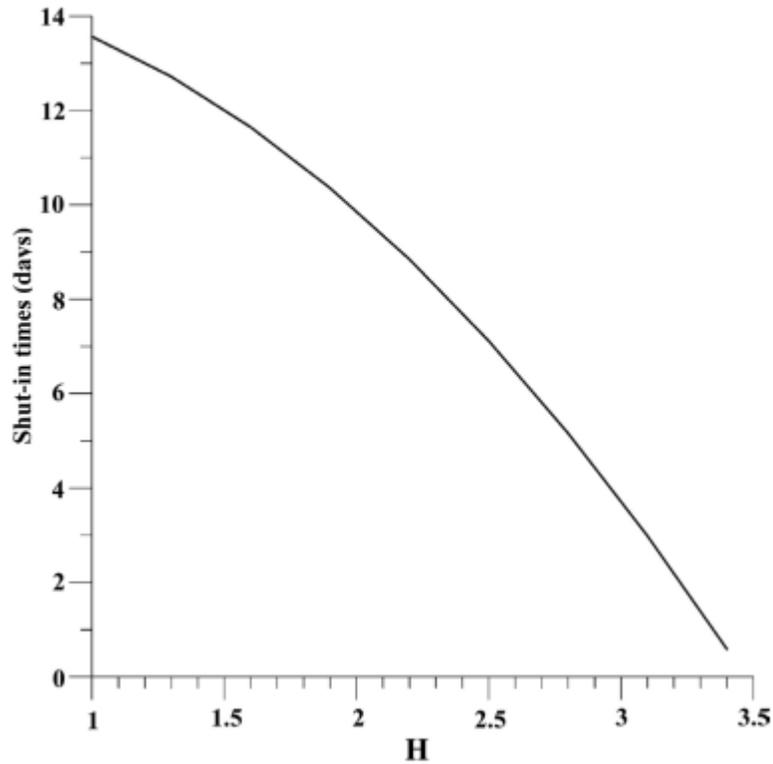


Fig.18. - The dimensionless radius of thawing versus shut-in time

The thawing radius during drilling

The thawing radius varies within small limits which are illustrated in table 13.

Table 13 - Change of thawing radius with depth

z (m)	t_D	θ	l_f	Ψ	H
30.48	80.92	1.138	1.327	0.8382	3.19
45.72	79.24	1.156	1.327	0.8417	3.16
60.96	77.55	1.129	1.327	0.8365	3.18
91.44	74.18	1.127	1.327	0.8361	3.15
121.92	70.82	1.164	1.327	0.8433	3.07
152.4	67.45	1.098	1.327	0.8297	3.13
182.88	64.08	0.951	1.327	0.7985	3.3
213.36	60.72	0.898	1.327	0.786	3.35
243.84	57.35	0.864	1.327	0.7731	3.39
274.32	53.98	0.774	1.327	0.7541	3.47
304.8	50.62	0.689	1.327	0.7325	3.56
335.28	47.25	0.634	1.327	0.7128	3.64
365.76	43.88	0.573	1.327	0.6927	3.7

396.24	40.51	0.523	1.327	0.6751	3.75
426.72	37.15	0.454	1.327	0.6488	3.84

This process can be explained as follows:

- the thawing radius H increases with the depth of the hole. This is because the depth increases, so does the temperature of the rock we are drilling;
- The circulation time t_D of the drilling fluid decreases with the depth of the hole, so does the thawing radius.

Table 14 - Total freezing time

z (m)	H	T_f (°C)	t_d (days)
30,48	3190	-9,101	7,46
45,72	3160	-9,248	7,19
60,96	3180	-9,029	7,48
91,44	3150	-9,016	7,33
121,92	3070	-9,316	6,68
152,4	3130	-8,763	7,45
182,88	3300	-7,609	9,74
213,36	3350	-7,182	10,71
243,84	3390	-6,767	11,72
274,32	3470	-6,19	13,57
304,8	3560	-5,587	16,01
335,28	3640	-5,069	18,66
365,76	3700	-4,584	21,54
396,24	3750	-4,186	24,46
426,72	3840	-3,631	30,02

Conclusion

For long hole drilling or formation fluid production, the thaw radius must be evaluated to drill rig stability and hole integrity. It has been proven that the physical properties of rock change with thawing and freezing. When explaining geophysical logs, it is necessary to know the thaw radius and its dynamics during the period when the drilling process is in progress and further holes are stopped. Drilling wells of varying depths in the Far North usually involves the use of drilling fluids with unknown dynamics of thawing around the wells. Consideration of the results of the measures that have been described and listed in the reviewed articles is necessary at the stage of borehole design, collection of reference information for geological prospecting, systematisation of holes for all purposes (prospecting, exploration, production, absorption, surveillance) as oil and gas capital construction projects, and are of great importance at the stage of construction (drilling) of holes for various purposes (prospecting, exploration, production, absorption, surveillance). The proposed new method based on phase change (Stefan problem) around a cylindrical source allows estimation of thaw radius during drilling and shut-in periods. Determining the formation temperature and time of complete well backfreezing was illustrated by the example in Alaska.