

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ способов повышения выноса керна

УДК 622.243.572

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Яковенко Степан Дмитриевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения нефтегазового дела	Сечин Александр Иванович	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	К.Х.Н.		

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики) , самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P9	Разрабатывать и внедрять инновационные решения при строительстве скважин.
P10	Обеспечивать технологический контроль и управление процессом бурения скважин.
P11	Разрабатывать проектную документацию на строительство скважин в осложненных горно-геологических условиях.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Яковенко Степан Дмитриевич

Тема работы:

Анализ способов повышения выноса керна	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: кернаотборные снаряды Область применения: процесс бурения с отбором керна
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования;</i>	1. Обзор литературы по теме исследования 1.1 Обзор сортамента способов повышения выноса керна 1.2 Патентный обзор современных способов отбора керна 2. Анализ рассмотренных способов

<i>содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	отбора керна 2.1 Разработка классификации кернаотборных снарядов 2.2 Разработка рекомендаций для выбора кернаотборных снарядов
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Необходимость в графических материалах отсутствует
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент отделения нефтегазового дела, к.э.н., Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Профессор отделения общетехнических дисциплин Сечин А.И.
Часть на иностранном языке	Доцент отделения иностранных языков, к.п.н., Матвеев И.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Solution for existing problems in coring and laboratory core analysis.	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2021
---	------------

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		11.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Яковенко Степан Дмитриевич		11.02.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Яковенко Степан Дмитриевич

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	<i>Затраты на НИИ: затраты на сырье и материалы; накладные расходы; Человеческие ресурсы: количество персонала НИИ; совокупная стоимость работы;</i>
Нормы и нормативы расходования ресурсов.	16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент; 12% надбавки.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ Ф3-213 от 24.07.2009г. в редакции от 09.03.2016г. Ставка налога на прибыль 20%; Страховые взносы 27,1%; Налог на добавленную стоимость 20%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого инновационного потенциала НИИ	<i>SWOT-анализ проекта, проведение предпроектного анализа, определение целевого рынка</i>
Разработка устава научно-технического проекта	<i>Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; формирование бюджета исследовательской работы.</i>
Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	<i>Определение рисков и неопределенностей проекта при его реализации</i>
Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	<i>Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности исследования</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Матрица SWOT 2. Оценка стоимости выполнения операций 3. Оценка экономической эффективности предлагаемой методики 	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Яковенко Степан Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Яковенко Степан Дмитриевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ способов повышения выноса керна	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Технология отбора керна. Область применения: бурение нефтяных и газовых скважин, различной траектории и профиля, закачивание и крепление скважины.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018), СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Вопросы по безопасной эксплуатации объекта, на котором производится бурение представлены в приказе Госгортехнадзора от 09.04.1998 N 24 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности РД 08-200-98»: Требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам; требования к безопасному ведению работ при строительстве нефтяных и газовых скважин; бурение и тд
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	К вредным факторам, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований относятся: микроклимат, шум, электромагнитные поля, освещение. Работа по строительству наклонно-направленных скважин на кусте нефтегазовых месторождений связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести: 1.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2.Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 3. Повышенный уровень вибрации. 4. Повышенный уровень шума.

	<p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>К опасным факторам рабочей зоны в которой производится исследование относят: опасность пожара, опасность поражения электрическим током.</p> <p>На кусте нефтегазовых месторождений в процессе строительства скважин могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия; 2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи; 3. Расположение рабочего места на значительной высоте от земли. 4. Пожара-взрывоопасность
3. Экологическая безопасность:	<p>В процессе строительства скважин на месторождении будет оказываться негативное воздействие на окружающую среду, такое как:</p> <ul style="list-style-type: none"> –загрязнение атмосферного воздуха вследствие выбросов выхлопных газов; –механическое и химическое загрязнение водоотводов –нарушение естественных свойств геологической среды.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: аварийные разливы нефти и выбросы газа, взрывы, пожары, разрывы ПВО и труб в процессе опрессовки, открытые фонтаны, шквальные ветра, ливневые дожди, заморозки и др. Наиболее типичными и опасными из них, которым нужно уделить отдельное внимание являются пожары и открытые фонтаны.</p> <p>Необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> –разработать превентивные меры по предупреждению ЧС; –разработать действия в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Александр Иванович	Д.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Яковенко Степан Дмитриевич		

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

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

Магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11 февраля 2021	Обзор сортамента производителей подвесных устройств хвостовика	20
1 марта 2021	Обзор керноотборных снарядов	20
10 марта 2021	Анализ рассмотренных керноотборных снарядов и методов	25
15 апреля 2021	Разработка рекомендаций по выбору керноотборных снарядов	30
15 июня 2021	Предварительная защита диссертации	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит: 121 с., 24 рис., 9 табл., 32 литературных источников, 4 прил.

Ключевые слова: РОТОРНОЕ БУРЕНИЕ, БУРЕНИЕ ТУРБИНЫМ СПОСОБОМ, ОТБОР КЕРНА, КЕРНООТБОРНЫЙ СНАРЯД, КЕРНОРВАТЕЛЬ, БУРОВАЯ ГОЛОВКА, ТУРБОДОЛОТО, САМОЗАКЛИНИВАНИЕ .

Объектом исследования является процесс отбора керна нефтяных и газовых скважинах.

Предметом исследования является: керноотборные снаряды.

Цель работы: систематизация способов повышения выхода керна.

Задачи: 1) Рассмотреть технические средства для отбора керна; 2) Проанализировать факторы влияющих на качество отбора керна; 3) Систематизировать модернизированные технические средства для отбора керна; 4) Рассмотреть влияние устройств для контроля отбора керна и специальных жидкостей для отбора изолированного керна; 5) Проанализировать технические решения для уменьшения самозаклинивания керна.

В процессе исследования проводились обобщение и систематизация данных об оборудовании для отбора керна, анализе режимов отбора и других влияющих факторов.

В результате исследования разработаны классификации.

Область применения: бурение скважин с отбором керна в нефтяных и газовых скважин.

Практическая значимость работы заключается в систематизации данных, результаты которой могут быть использованы при преподавание дисциплины «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», а также инженерному составу недропользователей и сервисных служб.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

–**бурение**: процесс сооружения скважины путем разрушения горных пород.

–**скважина**: горная выработка цилиндрической формы, сооружаемая без доступа в неё человека и имеющая диаметр во много раз меньше её длины.

–**кern**: это цилиндрический монолит горной породы, полученный путем кольцевого разрушения забоя скважин при бурении.

–**буровая головка**: это буровой инструмент, используемый для формирования пилотной скважины.

–**кernорватель**: буровой инструмент, для отрыва kernа от массива горной породы и удержания его в колонковой трубе при подъеме бурового снаряда.

–**отбор kernа**: это извлечение из скважины образца породы, необходимого для изучения геологического строения пласта.

–**кernоотборный снаряд**: устройство для отбора kernа в процессе бурения.

–**бурильные трубы**: составная часть бурильной колонны, обеспечивают механическую и гидравлическую связь между режущим инструментом (долотом), работающим на забое, и поверхностным бурильным оборудованием.

–**осевая нагрузка**: нагрузка передаваемая на ось.

–**частота вращения**: физическая величина, равная числу полных оборотов за единицу времени.

–**роторное бурение**: это бурение скважины с помощью долота, прикрепленного к бурильной трубе.

–**турбинное бурение**: представляет собой вид вращательного бурения, где породоразрушающий инструмент вращается трубобуром – гидравлическим забойным двигателем.

Обозначения и сокращения

- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КОС – керноотборная система;
- ГП – горная порода
- М; МСЗ – буровая головка режущего действия;
- СЗ – буровая головка режуще-дробящего с преобладанием резания;
- СТ; ТЗ; ТКЗ – буровая головка дробящего действия;
- РДС – бурильные головки с поликристаллическими алмазами;
- СВС-П – бурильные головки с природными и синтетическими алмазами;
- АТП – буровая головка с алмазно-твердосплавными пластинами;
- АТР – буровая головка с алмазно-твердосплавными резцами;
- КЦР – компоновка включают цанговый и рычажковый кернорвател;
- ПСТА – буровая головка с поликристаллическими синтетическими термостойкими алмазами;
- КД – керноотборный снаряд "Недра";
- СК – снаряд керноотборный;
- ДКНУ – двойной колонковый набор "Уфимец";
- КДМ – Керноотборный снаряд "Мантия";
- КТД – Керноотборное турбодолото;
- ШУК – Шпиндель универсальный керноотборный;
- МАГ – Керноотборный снаряд магазинного типв;
- ОПБ – опробователь пластов;
- EMS – магнитометрический прибор;
- УБТ – утяжеленная бурильная труба;
- СПО – спускоподъемные операции;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

Содержание

Введение	15
1 Теоритическая часть.....	16
1.1 Назначение керна.....	16
1.2 Технические средства для отбора керна.....	18
1.2.1 Бурильные пласта головки	18
1.2.1.1 Бурильные головки PDC.....	20
1.2.1.2 Шарошечные бурильные головки	21
1.2.1.3 Алмазные бурильные головки	23
1.2.2 Керноприемные инструментами.....	24
1.2.3 Кернорватели керноотборных инструментов.....	26
1.2.4 Традиционный керноотборный снаряд «Недра»	29
1.3 Анализ факторов, влияющих на качество отбора керна.....	31
1.3.1 Роль геологических факторов в процессе бурения.....	32
1.3.2 Влияние технических факторов на формирование керна	34
1.3.3 Влияние технологических факторов на формирование керна.....	39
Заключение	43
2 Аналитическая часть	44
2.1 Модернизированные технические средства отбора керна.....	44
2.1.1 Изолированная технология отбора керна	44
2.1.2 КОС с фиксированным давлением	45
2.1.3 Керноотборный снаряд с губчатой системой	46
2.1.4 Системы отбора керна с параллельным отбором проб	47
2.1.5 Полнозакрываемые системы отбора керна.....	49
2.3.6 Съёмный керноприемник (при бурении сплошным забоем).....	50
2.1.7 Ориентированный отбор керна.....	52
2.1.8 Трехтрубная система отбора керна	54
2.1.9 Отбор керна из пологих или горизонтальных скважин	56
2.1.10 Телескопическая керноприемная труба ЖамБастер.....	57

2.1.11 Отбор керна боковыми грунтоносами (керноотборником)	60
2.2 Жидкости для отбора изолированного керна.....	61
2.3 Устройства для контроля отбора керна	63
2.4 Самозаклинивание керна	68
Заключение	70
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	71
3.1 Сегментирование рынка и основной потребитель	71
3.2 SWOT-анализ	71
3.3 Бюджет выполнения работ.....	71
3.4 Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности	73
3.5 Потенциальные риски	75
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ.....	76
Введение	76
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	77
4.1.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства.....	77
4.2 Профессиональная социальная безопасность	78
4.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.....	79
4.2.1.1 Вредные факторы	79
4.2.1.2 Опасные факторы.....	83
4.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования	84
4.2.2.1 Вредные факторы	84
4.2.2.2 Опасные факторы.....	87
4.3 Экологическая безопасность	89
4.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду и обоснование мероприятий по защите окружающей среды	89
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	91
Заключение	93
Заключение.....	94

Список литературы.....	95
Приложение А.....	98
Приложение Б.....	119
Приложение В.....	120
Приложение Г.....	121

Введение

Объем бурения с отбором керна в России составляет примерно 4-5 % от общей проходки в разведочном бурении и 0,5-1% в эксплуатационном. Керна – главный источник и носитель информации о свойствах горной породы. Отобранный кольцевым забоем образец породы, дает возможность их визуального и непосредственного изучения. Несмотря на большие возможности геофизических методов исследования земных недр, только полноценные образцы керна позволяют достоверно установить состав, физико-механические свойства и возраст пород, аргументированно подтвердить запасы нефти и газа, составить обоснованные проекты на бурение скважин и разработку месторождения в целом.

Существует много исследований и промышленных испытаний, новых технических средств, однако информация не систематизирована.

Цель работы проанализировать и систематизировать способы повышения выноса керна и определить факторы влияющие на качество выхода керна и по каким направлениям следует вести совершенствование технических средств.

1 Теоритическая часть

1.1 Назначение керна

Керн служит основным материалом для изучения геологического строения разреза скважины, является главным прямым источником и носителем информации о свойствах горных пород, обеспечивая визуальное и непосредственное их изучение. Он используется для определения относительного и абсолютного возраста, вещественного состава, петрографических, физических, физико-химических и других характеристик горных пород на всех стадиях геологоразведочного и нефтепромыслового процесса.

Планирование отбора керна осуществляется геологическими службами предприятий, отбор керна производят буровые бригады в строгом соответствии с геолого-техническим нарядом на бурение скважины. Отбор керна регламентируется в зависимости от степени изученности территории глубинным бурением и назначения скважин.

На новых месторождениях в малоизученных районах с неустановленной промышленной нефтегазоносностью при бурении первой скважины рекомендуется производить сплошной отбор керна равномерно по всему стволу, во второй и третьей – отбор керна ограничивается и приурочивается к определенным стратиграфическим и литологическим границам или перспективным и промышленным интервалам. В последующих поисковых и разведочных скважинах отбор керна производится лишь в пределах нефтегазоносных горизонтов.

На месторождениях, где верхняя часть разреза изучена, а нижняя еще подлежит исследованию, в изученном интервале нужно отбирать керн лишь в контактах свит (а также в зонах наличия маркирующих прослоев) или же применять каротаж (электрический и радиоактивный), а в неизученном интервале – производить сплошной отбор керна и другие указанные выше исследования.

На новых площадях в нефтегазоносных районах в первых двух-трех поисковых скважинах рекомендуется брать керн в пределах маркирующих и продуктивных горизонтов, а в последующих поисковых и разведочных скважинах отбор керна производится лишь в пределах продуктивных горизонтов.

В оценочных скважинах, которые бурятся на вновь вводимых в разработку залежах и на длительно разрабатываемых месторождениях нефти с целью определения величины нефтенасыщения и оценки остаточных запасов, производится сплошной отбор керна по всей мощности продуктивного пласта.

В эксплуатационных скважинах керн для контроля за проходкой скважины, как правило, не отбирается, и все наблюдения базируются на данных каротажа и косвенных исследованиях. В этом случае керн берут лишь в продуктивном горизонте для его детального изучения, а также в маркирующих горизонтах и характерных контактах свит на тех участках расположения скважин, где тектоника и строение залежи требуют уточнения.

При бурении *нагнетательных скважин* также рекомендуется отбирать керн в интервалах залегания продуктивных пластов. Детальные сведения о характере коллекторских свойств пласта в значительной степени помогут освоению нагнетательных скважин и регулированию процесса заводнения.

Для получения керна в скважину на бурильных трубах опускают керноотборный снаряд. Снизу к нему присоединяют породоразрушающий инструмент. Для предотвращения изгиба и повышения сохранности керна корпус керноотборного снаряда, передающий нагрузку и вращение породоразрушающему инструменту выполняется жестким толстостенным со стабилизаторами.

Разрушенная по кольцевому затрубному или внутреннему пространству порода выносится на поверхность промывочной жидкостью или сжатым воздухом (газом), нагнетаемым в скважину буровым насосом или компрессором, а керн входит в колонковую трубу.

Первичная раскладка керна осуществляется прямо на буровой. Керн очищают ветошью, бумагой или отмывают от бурового раствора в емкости с водой, затем укладывают в специальные керноприемные ящики или на землю в строгой последовательности с его извлечением из колонковой трубы.

Сохранность керна оценивается его линейным или объемным выходом – процентным отношением суммарной длины (или фактической массы) поднятого керна к длине пробуренного интервала (или расчетной массе для пробуренного интервала) скважины. Выход керна регламентируется инструкциями. Доля керна при сплошном отборе в общем информационном обеспечении геологоразведочных работ может достигать от 70 до 80 процентов [1].

Все снаряды колонкового бурения вне зависимости от конструкций состоят из следующих основных частей:

- инструмент для разрушения породы вокруг обуриваемого керна (бурильная головка или кольцевая коронка);
- внешний корпус или внешняя колонковая труба для передачи нагрузок на породоразрушающий инструмент;
- внутренняя колонковая труба (керноприёмник) для сохранения и выноса керна;
- кернадержатель (кернарватель);
- устройство для транспортирования керноприемного снаряда (переводник на бурильные трубы или ловитель для подъёма керноприемника на канате).

1.2 Технические средства для отбора керна

1.2.1 Бурильные пласта головки

Бурение с отбором керна, то есть кольцевым забоем, по сравнению с бурением сплошным забоем, требует совмещения в оптимальных соотношениях

максимального темпа углубления скважины и сохранности образуемого керна. Последнее может быть достигнуто при рационально выбранных высокоэффективном породоразрушающем инструменте и технологии бурения.

Бурильная головка должна обеспечить максимальную механическую скорость углубления кольцевой части забоя, оставляя нетронутой центральную часть – керн.

Бурильные головки характеризуются коэффициентом керноотбора, представляющим собой отношение диаметра керноприема к диаметру бурильной головки. Выпускаемые промышленностью бурильные головки по величине диаметра керна подразделяют на:

- бурильные головки с малым диаметром керна ($K_o = 0.2 \div 0.3$);
- бурильные головки со средним диаметром керна ($K_o = 0.3 \div 0.45$);
- бурильные головки с большим диаметром керна ($K_o = 0.45 \div 0.55$).

Установлено, что для эффективного бурения с отбором керна необходимо иметь бурильные головки с вооружением следующих типов: М и МСЗ – режущего действия, СЗ – режуще- дробящего с преобладанием резания, СТ, ТЗ и ТКЗ – дробящего действия.

Для отбора керна в процессе строительства скважин используются керноотборные инструменты, состоящие из КОС в сочетании с бурильными головками различного типа: режущего действия с вооружением в виде запрессованных износостойких резцов круглого или прямоугольного сечения, шарошечные, алмазные и PDC.

Правильно подобранный породоразрушающий инструмент (рисунок 1.1) определяет основные технологические параметры процесса отбора керна и напрямую влияет на качество отбираемого керна [5].



Рисунок 1.1 – Примеры различных типов бурильных головок

1.2.1.1 Бурильные головки PDC

Наиболее массовым и универсальным типом бурильных головок для отбора керна являются бурильные головки с поликристаллическими компактными алмазами (PDC). В модификации «Low Invasion» (Li) обеспечивается минимизация воздействия бурового раствора на отбираемый керн. Указанный эффект достигается оптимальным расположением выходных отверстий для бурового раствора и перераспределением потоков внутри бурильной головки (рисунок 1.2).



Рисисунок 1.2 – Бурильная головка PDC изготовленная по технологии «Low Invasion»

1.2.1.2 Шарошечные бурильные головки

Шарошечные бурильные головки изготавливаются с фрезерованным и твердосплавным вооружением типов СЗ, СТ, ТЗ, ТКЗ. Они предназначены для отбора керна в основном роторным способом бурения (или с приводом от низкооборотных забойных двигателей) в породах от средней твердости до твердых и крепких, в том числе абразивных (рисунках 1.3–1.5).

Бурильные головки состоят из внутренней и наружных секций с цапфами под шарошки и накладок на каждую внутреннюю шарошку. Сваркой между собой указанных деталей совместно с резьбовой обеспечивается требуемая прочность бурильных головок и бесконсольное крепление шарошек. Опоры шарошек представляют собой подшипники скольжения с наплавкой твердым сплавом для защиты от быстрого износа.

Бурильные головки типа МСЗ – четырехшарошечные, типа СЗ – трехшарошечные, а типа ТКЗ с наружным диаметром 139,7 и 158,7 мм – пятишарошечные, 187,3 и 212,7 мм – шестишарошечные, а остальные – восьмишарошечные.

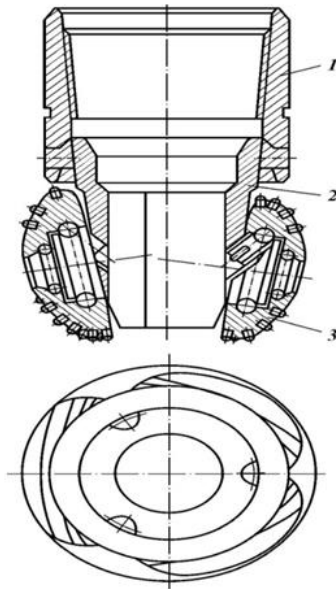


Рисунок 1.3 – Схема устройства бурильной головки режущего действия типа МСЗ: 1 – корпус; 2 – шарошка; 3 – ось съемная

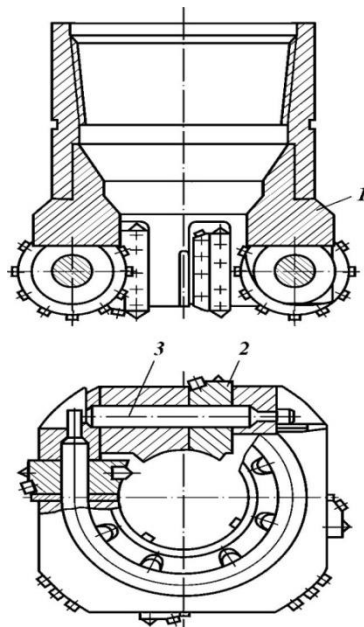


Рисунок 1.4 – Схема устройства бурильной головки режуще-дробящего действия типа СЗ: 1 – муфта с присоединительной резьбой; 2 – корпус; 3 – шарошка

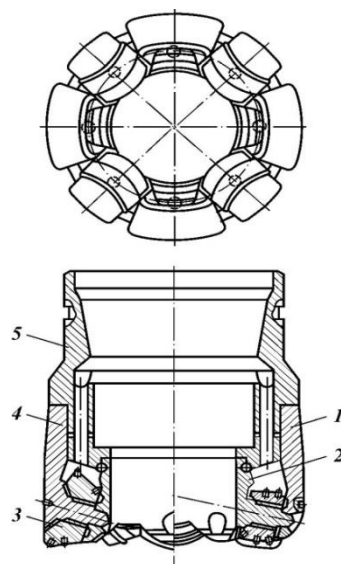


Рисунок 1.5 – Схема устройства бурильной головки дробящего действия типа ТКЗ: 1 – накладка на внутреннюю шарошку; 2 – внутренняя секция с цапфой; 3 – шарошка; 4 – наружная секция; 5 – муфта с присоединительной резьбой

1.2.1.3 Алмазные бурильные головки

В настоящее время отечественной промышленностью созданы бурильные головки с твердосплавной износостойкой матрицей, оснащенные природными и синтетическими алмазами типа СВС-П, алмазно-твердосплавными пластинами и резцами типов АТП и АТР, поликристаллическими синтетическими термостойкими алмазами типа ПСТА, а также с комбинированным вооружением типа АТП+ПСТА рабочих поверхностей. Общие виды бурильных головок изображены на рисунке 1.6. Применение алмазных бурильных головок, работающих в режиме резания, обеспечивает увеличение механической скорости проходки и процента выноса керна по сравнению с шарошечными бурильными головками. При бурении с отбором керна каждая алмазная бурильная головка заменяет от 8 до 20 шарошечных.

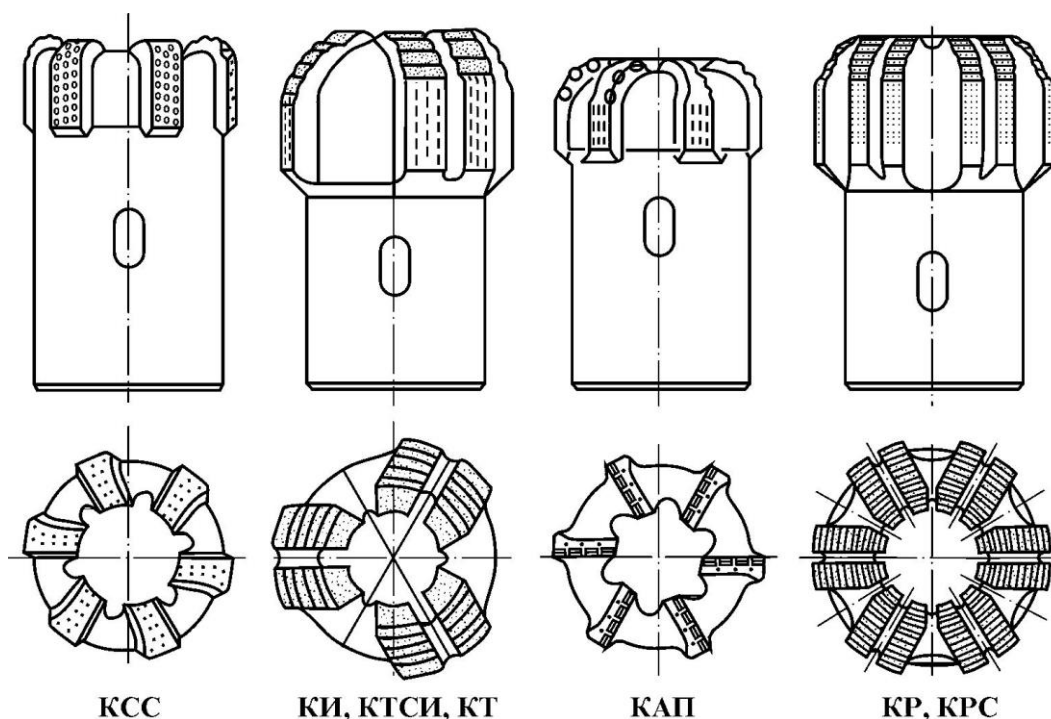


Рисунок 1.6 – Алмазные бурильные головки конструкции
ОАО НПО «Буровая техника»

1.2.2 Кернаприемные инструментами

Кернаприемными инструментами (кернаприемными устройствами) принято называть инструмент, обеспечивающий прием, отрыв от массива горной породы и сохранение керна в процессе бурения и во время транспортирования по скважине вплоть до извлечения его на поверхность. Во избежание получения искаженных или неверных геологических, химических и иных данных о буримых породах нередко необходимо применять такие керноприемные устройства, которые обеспечивают не только высокий вынос керна в процентах, но и ненарушенную структуру породы, защищают керн от бурового раствора, производят на него минимальное разрушающее воздействие и т.п.

Отечественной промышленностью изготавливаются следующие *серии керноотборных устройств* различной конструкции и назначения [2]:

- серия «Недра» – для отбора керна в неосложненных условиях бурения скважин роторным способом;
- серия «Кембрий» – для отбора керна из отложений рыхлых, слабосцементированных и трещиноватых горных пород роторным способом;
- серия «Силур» – для отбора керна в отложениях горных пород, осложненных осыпями и обвалами роторным способом;
- серия «Тенгиз» – для отбора керна в отложениях горных пород, осложненных нефтегазопроявлениями и поглощениями бурового раствора и с высокими коллекторскими свойствами роторным способом;
- серия «Риф» – для отбора керна из отложений рыхлых, сыпучих сильно трещиноватых, в том числе рифогенных горных пород с высокими коллекторскими свойствами роторным способом;
- серия МАГ – для отбора керна в интервалах залегания твердых консолидированных и абразивных горных пород, в том числе из пород кристаллического фундамента турбинным способом [3].

По принципу применения снаряды для колонкового бурения подразделяют на снаряды (керноприемные устройства) с несъёмной (постоянной) колонковой трубой и на снаряды со съёмной грунтоноской. При работе снарядами для колонкового бурения грунтоноской керн извлекается специальным ловителем на канате, бурильную головку поднимают после полной её отработки. После подъёма загруженной грунтоноски спуск новой протекает следующим образом. При спуске ловец захватывает грунтоноску за головку, соединённую с колонковой трубой. После захвата грунтоноски ловителем её поднимают лебёдкой, установленной на поверхности. После подъёма грунтоноски с керном в бурильные трубы сбрасывают пустую грунтоноску, которая, дойдя до снаряда, садится головкой на опору. Бурение продолжается. В последнее время почти повсеместно используют

снаряды для колонкового бурения со съёмной грунтоносной. Бурение с отбором керна, то есть кольцевым забоем, по сравнению с бурением сплошным забоем, требует совмещения в оптимальных соотношениях максимального темпа углубления скважины и сохранности образуемого керна. Последнее может быть достигнуто при рационально выбранных высокоэффективном породоразрушающем инструменте и технологии бурения.

По принципу работы и конструктивным особенностям керноприемные устройства распределяются на следующие разновидности: P1, P2 – для роторного бурения соответственно со съёмным (извлекаемым по бурильным трубам) и несъёмным керноприемниками; T1, T2 – для турбинного бурения соответственно со съёмным и несъёмным керноприемниками [4]. Современные керноприемные устройства выпускаются трех типов и предназначены для отбора керна: из массива плотных пород; в трещиноватых, перемятых или перемежающихся по плотности и твердости породах; в сыпучих породах, легко разрушаемых и размываемых буровых раствором.

1.2.3 Кернорватели керноотборных инструментов

Для отрыва и удержания керна ГП разработаны и используются различные типы кернорвателей, которые часто формируются в специальные компоновки объединяющие несколько типов кернорвателей. Плохая работа кернорвателя может привести к потере отобранного керна. Правильность подбора кернорвателя определяется физико-механическими характеристиками разбуриваемых ГП и лежит в зоне ответственности подрядчика по отбору керна, на рисунках 1.7 и 1.8 приведены примеры отечественных и зарубежных кернорвателей [6].

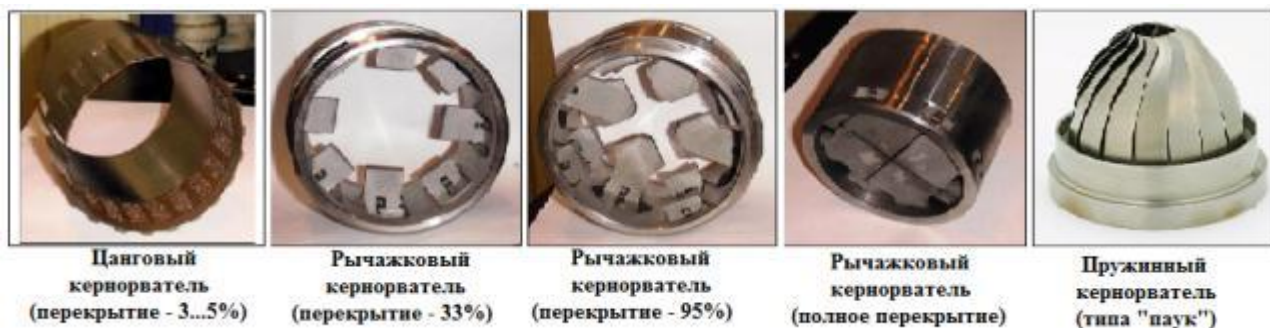


Рисунок 1.7 – Варианты конструкций кернорвателей производства РФ

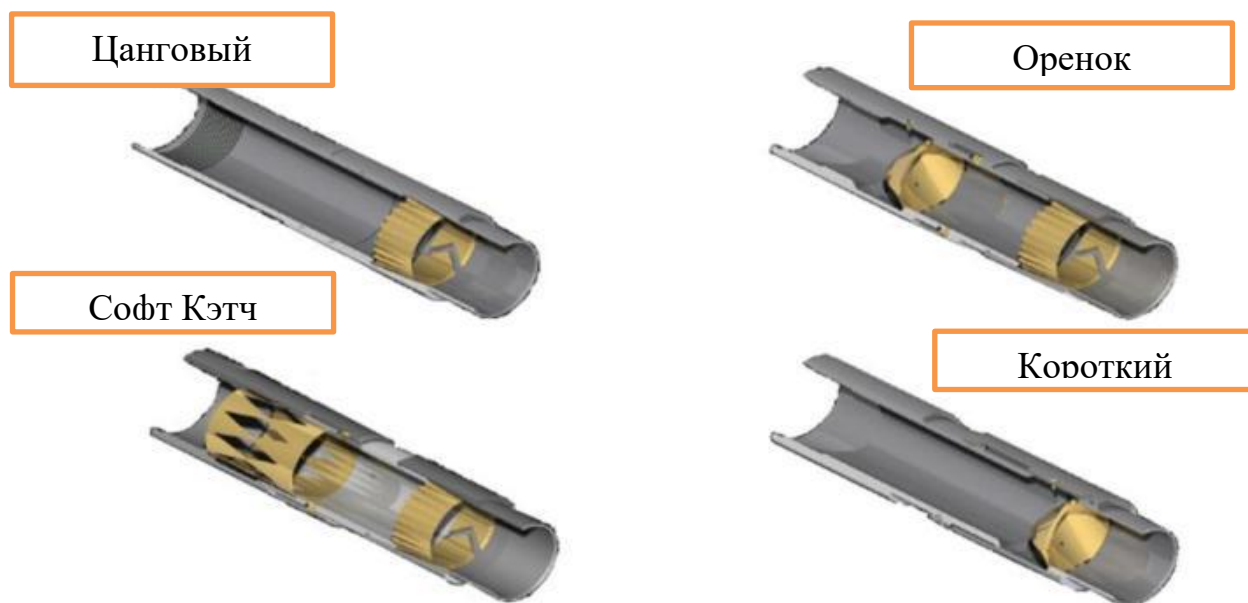


Рисунок 1.8 – Кернорватели зарубежного производства

КОС могут оснащаться как одинарной, так и двойной (тройной) керноприемной трубой, со съемным и несъемным керноприемником, одно и многосекционные, с прямой и обратной промывкой и без нее, без вкладыша и с керноприемным вкладышем, стационарным и перемещающимся, со встроенным в керноприемник и отдельным кернозахватным узлом и др.

Для отрыва и удержания керна различных по составу и свойствам горных пород разработаны и используются несколько основных видов компоновок кернорвателей, приведенных на рисунке 1.9.

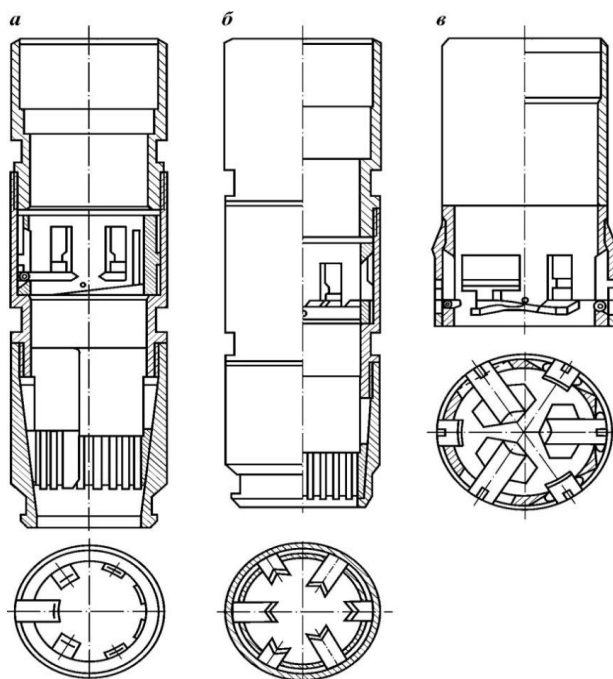


Рисунок 1.9 – Основные виды компоновок кернорвателей:

а – типа КЦР-7; б – типа КЦР-9; в – типа Р26

Компоновки видов КЦР-7 и КЦР-9 включают цанговый и рычажковый кернорватели. Для более эффективного отрыва керна при бурении в твердых монолитных породах рычажковый рватель типа КЦР-7 выполнен с эксцентричной обоймой и рычажками переменной высоты (см. рисунок 1.10, а). В зависимости от условий бурения и физико-механических характеристик разбуриваемых пород в компоновках кернорвателей типов КЦР-7 и КЦР-9 может быть установлено как по одному цанговому или рычажковому кернорвателю, так и их комбинации.

Кернорватель типа Р26 выполнен с вращающейся быстросъемной обоймой с рычажками, перекрывающими керноприемную полость после отрыва керна. Такая конструкция позволяет сохранять керн при подъеме, получаемый при бурении весьма трещиноватых, перемежающихся рыхлых, размываемых промывочной жидкостью и разрушаемых вибрациями керноотборного инструмента пород.

1.2.4 Традиционный керноотборный снаряд «Недра»

Снаряд " Недрa" предназначен для отбора керна увеличенного диаметра при бурении роторным способом. Во ВНИИБТ разработана серия таких снарядов следующих размеров: 203/100, 164/80, 138/67, 122/52 (числитель – наружный диаметр снаряда, знаменатель – диаметр керна). Серийно выпускаются снаряды " Недрa" с шифром КД11-190/80 для отбора керна диаметром 80 мм в скважинах диаметром 190 и 214 мм.

Устройство керноотборного снаряда КД11-190/80 показано на рисунке 1.10. Снаряд выпускается двухсекционным, но можно отбирать керн одной, двумя, тремя секциями и более. Наружный диаметр корпуса снаряда 164 мм с толщиной стенки 23 мм. Наружный диаметр керновой трубы 102 мм, внутренний – 89 мм. Длина керноотборного снаряда 16 200 мм, керновой трубы – 14500 мм [7].

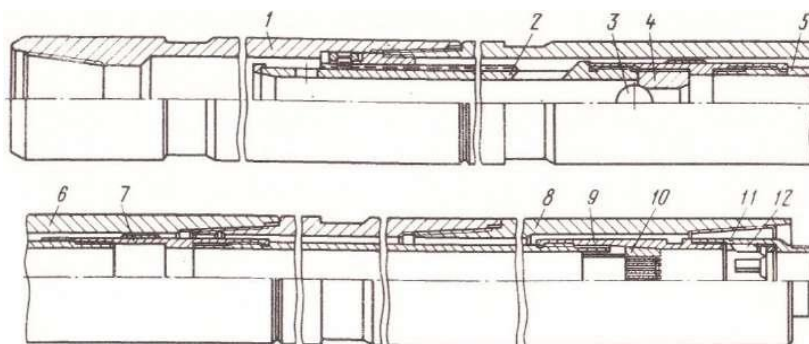


Рисунок 1.10 - Снаряда КД11-190/80:

- 1 – переводник верхний; 2 – подвеска;
3 – шар; 4 – седло клапана; 5 – труба кернорвателя; 6 – корпус; 7 – муфта;
8 – переводник нижний; 9 – переводник кернорвателя; 10 – кернорватель
цанговый; 11 – башмак; 12 – кернорватель рычажковый

Корпуса секций соединены между собой переводником. На верхней секции имеется переводник на бурильные трубы, на нижней секции –

переводник на бурильную головку. Эти переводники могут быть заменены центраторами диаметром 186 или 210 мм, что позволяет центрировать снаряд в скважине.

Керноприемник снаряда состоит из керновых труб, имеющих с одной стороны ниппельную резьбу, с другой – муфтовую. Соединяются керновые трубы муфтами–центраторами, в которых есть выточки для установки кернодержателей.

Верхней керновой трубой керноприемник снаряда привинчивается к регулируемой подвеске муфтой- центратором или к шаровой подвеске, изображенной на рисунке 1.11. В муфте–центраторе или в шаровой подвеске размещается седло под шаровой клапан или под клапан- эжектор.

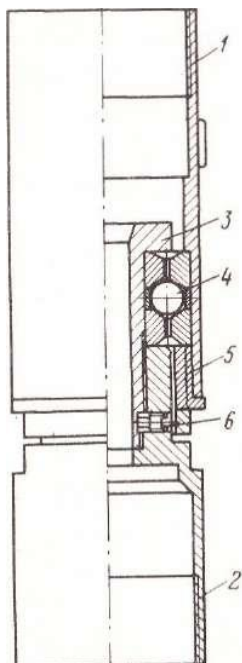


Рисунок 1.11 – Шаровая подвеска

1 – к винту; 2 – к керновой трубе; 3 – седло; 4 – подшипник; 5 – втулка;
6 – штифт;

Внизу керновая труба керноприемника соединена с компоновкой кернорвателей и башмаком. Компоновка кернорвателей имеет несколько модификаций кернорвателей (рычажковый, цанговый, цанговый эксцентричный) и может изменяться в соответствии с отбираемыми горными породами. Внутри керноприемника размещен керноотметчик, показывающий при выемке керна, весь ли керн извлечен [7].

Для отбора керна керноотборным снарядом "Недра" разработана гамма бурильных головок, позволяющих получить керн из горных пород всех типов, за исключением самых слабоустойчивых и рыхлых.

Основные преимущества керноотборного снаряда "Недра":

- увеличенный диаметр керна;
- наличие гаммы бурильных головок с низким керноприемом и рациональными промывочными отверстиями;
- жесткая конструкция корпуса и центрирование в скважине;
- секционирование до необходимой длины;
- промывка керноприемника перед отбором керна;
- обратная при необходимости промывка в керноприемнике;
- вращающийся и невращающиеся керноприемники;
- удержание керна кернодержателем в каждой керновой трубе керноприемника;
- комбинирование различных кернорвателей и кернодержателей;

1.3 Анализ факторов, влияющих на качество отбора керна

Получение или отбор керна при бурении геологоразведочных скважин определяется целым рядом факторов и сопровождается выполнением целого ряда операций, к числу которых относятся:

- процесс формирования керна породоразрушающим инструментом (ПРИ) в забое скважины;
- сохранение керна поступающего в кернаприемную трубу в процессе углубки скважины;
- отрыв керна от забоя;
- удержание керна в колонковом снаряде при его подъеме из скважины; объем керна из скважины;
- извлечение керна из кernoотборного инструмента.

Сохранность и следовательно, качество получаемого при этом керна зависит в первую очередь от свойств горных пород: их прочности, физического состояния и устойчивости, что, в конечном счете, определяются минералогическим составом и характером связей между частицами, слагающими породу.

При бурении скважин по малоустойчивым породам количество получаемого керна резко уменьшается, вплоть до полного его отсутствия, ухудшается сохранность получаемого материала и его достоверность, особенно при избирательном разрушении отдельных участков или включений. Это связано не только с геологическими условиями бурения скважин (свойствами пород), но и с действием целого ряда вполне определенных факторов: технического, технологического и организационного характера.

Все основные факторы, влияющие на формирование керна, по характеру и степени влияния делятся на четыре группы: геологические, технические, технологические и организационные.

1.3.1 Роль геологических факторов в процессе бурения

Влияние геологических факторов связано с проявлением разнообразных свойств горных пород, объединяемых в две группы: физико- геологические и

физико-технические. Способность пород к образованию, качество и количество получаемого керна определяются физико- геологическим состоянием пород. Важнейшими признаками, характеризующими состояние породы являются: сложность, трещиноватость, раздробленность, выветренность и т.п. С этими признаками в тесной связи находится многие физико- технические свойства пород: прочность, хрупкость, пластичность, разрушаемость, растворимость, размываемость и т.д. Действительно, чем менее прочна порода и тем более нарушена ее сплошность, тем интенсивнее происходит деформация и разрушение керна. Это зависит не только от прочности и твердости пород, но и от трещиноватости, раздробленности, растворимости и др.

Влияние физико- геологических свойств (сложность, трещиноватость и др.) в значительной степени зависит от угла встречи бурового снаряда с плоскостями делимости или линейности.

Установлено [2], что с увеличением угла встречи γ выход керна уменьшается, достигая минимума при $\gamma = 90^\circ$, но при этом уменьшается вероятность подклинивания керна. Отмечено также [8], что при углах встречи оси скважины с плоскостями делимости близких к 90° увеличивается степень избирательности истирания более слабого материала по прожилкам или прослойкам. При более острых углах встречи керн заклинивается отдельными кусочками клинообразной формы и происходит истирание всей массы керна в плоскости срыва керна или прекращается углубка скважины.

Сохранность керна при бурении непосредственно зависит от прочности породы, которая определяется прочностью слагающих породу материалов и силы связи между ними. Чем мягче и менее прочны сами минералы, и чем слабее связь между ними, тем легче деформируется и разрушается керн.

Основные – размываются потоком, а часть – либо размокает, либо растворяется в промывочной жидкости, что, также снижает выход керна.

Таким образом, проявление физико-геологических и физико-технических свойств пород связано с активностью воздействия тех или иных факторов на керн, главным образом механических, и среды в частности жидкости.

1.3.2 Влияние технических факторов на формирование керна

К факторам технического характера, влияющим на формирование керна, относятся: тип и конструкция ПРИ, конструкция, компоновка и механическое состояние бурового снаряда, наличие средств контроля за состоянием керна и за режимом бурения.

Действие совокупности этих факторов может создавать в определенных случаях благоприятные условия для формирования и сохранности керна, препятствуя самозаклинке, истиранию, размыванию, оставлению столбика керна в скважине и потере его при подъеме снаряда из скважины.

Форма или характер проявления факторов, отрицательно действующих на формирование керна, прежде всего, зависит от способа бурения. В частности при роторном способе бурения это определяется динамикой работы бурового снаряда, связанной с вращением колонны бурильных труб. Прежде всего, это действие поперечных и продольных колебаний или вибраций бурового снаряда, сил трения между керном и колонковой трубой и т.п.

Действие колебаний, ударов или вибраций на керн происходит при вращении недостаточного жесткого и несбалансированного снаряда, при наличии больших зазоров между элементами снаряда и стенками скважины, при перемещении по забою ПРИ шарошечного типа. При работе снаряда генерируются высокочастотные ударные нагрузки или вибрации, как в продольном, так и в поперечном сечении. Исследованиями показано, что

действие поперечных и продольных колебаний протекает по-разному. Поперечные колебания снижают выход керна, за счет ударных нагрузок на вновь образующийся керн, который под действием ударов складывается, а куски его разрушаются. При этом керн, находящийся в керноприемной трубе, чаще заклинивается и разрушается, что приводит к более интенсивному износу и тем сильнее, чем больше амплитуда колебаний. Действия продольных колебаний позволяет повысить выход керна, что исследователи связывают со снижением возможности самозаклинки керна в снаряде, с уменьшением трения кусочков керна друг о друга и о стенки колонковой трубы, что уменьшает степень их истирания.

Для предупреждения поперечных колебаний и вибраций колонковый снаряд, в первую очередь, должен быть хорошо сбалансирован и должен обладать необходимой жесткостью. Это может быть достигнуто изготовлением корпуса снаряда и керноприемной трубы из качественных металлов соответственной толщины, а также установкой центрирующих устройств как между корпусом и керноприемной трубой, так и на корпусе снаряда для уменьшения зазора между снарядом и стенками скважины.

На формирование и сохранность керна существенное влияние оказывают тип и конструктивные особенности ПРИ. Одним из основных параметров этого инструмента является диаметр образуемого керна. Как отмечено исследованиями [9, 10] прочность керна растет пропорционально кубу его диаметра. Следовательно, для улучшения условий формирования керна следует применять ПРИ (коронки) по возможности с наибольшим внутренним диаметром, т.е. стремится увеличить соотношение диаметра керна к диаметру скважины. Это соотношение принято называть коэффициентом керноотбора K_k . При разрушение горных пород шарошечный ПРИ, который в основном применяется при бурении скважин на нефть и газ, в

настоящее время принято считать оптимальным значением $K_k=0,4\div 0,45$. Дальнейшее увеличение K_k у этого инструмента затруднено, так как имеется прямая зависимость между размером ПРИ (шарошечных элементов) и расстоянием между ними [11].

Другим важным параметром ПРИ является расстояние между местом образования керна на забое скважины до кернаприемного устройства. Уменьшение этого расстояния ведет к повышению сохранности керна от разрушения как вибрациями снаряда, так и размывающим потоком промывочной жидкости. Современный шарошечный ПРИ имеет коэффициент кернаприема $K_h=0,5\div 3,8$, который выражает отношение диаметра керна к расстоянию от забоя скважины до кернаприемного отверстия.

Кроме того, весьма важным параметром шарошечного ПРИ, влияющим на повышения процента выхода керна, является тип породоразрушающих элементов, их конструктивное исполнение и взаимное расположение во время обуривания керна. Чем меньше эти элементы по величине и чем ближе они находятся друг к другу, тем меньше вибраций создает шарошечное долото на забое. Кроме того, для предохранения керна от разрушения выход породоразрушающих элементов из корпуса (твердосплавных вставок или фрезерованных зубьев) и их расположение должно быть таким при котором на керн будет передаваться минимум поперечных нагрузок со стороны ПРИ. Этого можно добиться увеличением количества породоразрушающих элементов с одновременным расположением их на диаметрально противоположных сторонах коронки.

Весьма важным фактором, влияющим на сохранность керна, является конструкция бурового снаряда, основными характеристиками которого являются тип и конструкция кернарвательных, кернаудерживающих устройств и конструкция кернаприемной трубы.

Отрыв керна от забоя и надежное его удерживание в колонковом снаряде при подъеме из скважины существенно определяют конечные результаты получения кернового материала. Срыв керна у забоя и надежное его удержание в снаряде при подъеме зависят от состояния самой породы и конструкции кернозахватывающего устройства, а также квалификации бурового персонала. Для отрыва и удержания керна при бурении трещиноватых и разрушенных пород средней крепости и крепких, в настоящее время в большинстве снарядов применяют рычажковые кернорватели открытого типа. Существенным недостатком данных кернорвателей является то, что керн, прежде чем попасть в керноприемную трубу проходит через эти кернорватели и в указанных условиях зачастую происходит истирание керна подпружиненными рычажками, постоянно контактирующими с керном, и заклинивание рычажков отдельными кусочками керна. Последнее ведет к уменьшению проходного отверстия керноприемной трубы, затем, как следствие, к истиранию поступающего керна и снижению процента его выхода. Разработка и применение рычажковых кернорвателей закрытого типа в керноотборных снарядах существенно уменьшает износ керна в процессе бурения и повышает его выход.

К конструкции керноприемной трубы, предназначенной для приема формирующегося на забое керна и его сохранения в процессе углубки за рейс, предъявляются следующие требования:

1. Возможность очистки внутренней полости трубы от шлака после спуска снаряда на забой скважины, предохранение керна от прямого потока промывочной жидкости из керноприемной трубы при заполнении ее керном в процессе бурения. Отсутствие таких возможностей ведет к зашламовению керноприемной трубы как в процессе спуска, так и при поступлении керна в трубу, что является одной из основных причин заклинивания и разрушения

керна в процессе его отбора, в том числе прямым потоком промывной жидкости. Предохранение керна в этих условиях может быть обеспечено в снарядах с обратным сбросовым шаровым клапаном или в снарядах, обеспечивающих восходящий поток жидкости внутри керноприемной трубы.

2. Выполнение внутренней поверхности керноприемной трубы с пониженной возможностью заклинивания керна. Для этого стенки трубы могут выполняться с уменьшенной шероховатостью, повышенной прочностью или армированными специальными материалами или устройствами для снижения сил трения о стенки трубы.

3. Предохранение керна от вибраций, скручивания, истирания и раздавливания, возникающих в процессе вращения снаряда, при использовании специальных подвесок (узлов вращения), позволяющих устранить вращение керноприемной трубы вокруг керна.

Выход керна в значительной степени зависит от информации о процессе образования керна – от наличия средств контроля за состоянием керна. В первую очередь это связано с контролем за подклиниванием керна в процессе бурения, который может обеспечить возможность принятия мер при подклинивании керна, а при невозможности ликвидации подклинивания служит основанием для прекращения рейса. Кроме того, контроль на поверхности за величиной выхода керна в керноприемную трубу в процессе бурения может служить основанием для разработки и совершенствования технических средств, препятствующих потерям керна после его отбора.

Кроме рассмотренных технических факторов на процесс отбора керна в значительной мере влияет состояние всего бурового оборудования, контрольно- измерительной аппаратуры и квалификации бурового персонала, что должно обеспечить соблюдение необходимой технологии при отборе керна и повышать его качество.

1.3.3 Влияние технологических факторов на формирование керна

Количество и качество керна, и степень разрушающего действия так называемых технологических факторов определяется главным образом геологическими условиями и конструкцией буровых снарядов: чем сложнее геологические условия и несовершеннее конструкция снаряда, тем сильнее отрицательное действие этих факторов. Кроме того, степень разрушения керна будет тем больше, чем продолжительнее действуют эти факторы. Технологические факторы, в отличие от геологических и технологических факторов, во многом зависят от инженерно-технологической службы предприятия, проводящего разведочные работы и непосредственных производителей буровых работ [11].

К числу технологических факторов, прежде всего, относится режим бурения скважины, характеризующийся определенными параметрами: частотой вращения снаряда, осевой нагрузкой, интенсивностью циркуляции очистного агента и его качеством.

Кроме того, к этой группе факторов относятся, продолжительность времени бурения и величина углубки за рейс, технологические приемы при бурении с отбором керна, компоновка бурового снаряда и т.д.

Параметры режима бурения, по мнению различных авторов, оказывают существенное влияние на выход керна во взаимодействии. Поэтому, оценивая влияние одного из них, остальные необходимо иметь, по возможности, оптимальными и не изменяющимися (постоянными).

Рассмотрим влияние каждого параметра режима бурения.

Частота вращения колонкового снаряда. С увеличением частоты вращения возрастает интенсивность вибраций бурового снаряда за счет возрастания центробежной силы, т.е. увеличивается сила и частота толчков или ударов. Вследствие этого керн сламывается и, попадая в кернаприемник,

разрушается. Это происходит тем интенсивнее, чем менее устойчива порода, чем менее совершенны технические средства и чем больше времени воздействуют на керн отрицательные факторы технического характера. С этой точки зрения увеличение частоты оборотов должно неблагоприятно сказываться на сохранности керна. Но, в то же время, увеличение частоты вращения приводит, как правило, к повышению механической скорости, вследствие чего происходит уменьшение времени воздействия отрицательных факторов на керн и сохранность его в связи с этим должно быть лучше.

Осевая нагрузка также влияет на выход керна двояко: с одной стороны увеличение осевой нагрузки приводит к повышению механической скорости бурения, а, следовательно, к уменьшению времени воздействия отрицательных факторов на формирующийся керн, что должно сказываться положительно как на формировании, так и на сохранности керна. С другой стороны, увеличение осевой нагрузки приводит к усилению действия поперечных колебаний и искривление бурового снаряда, а это, как показано ранее, отрицательно сказывается на сохранности керна.

Интенсивность циркуляции промывочной жидкости, омывающей керн в процессе его образования и поступления в керноприемную трубу, существенно влияет на его разрушаемость. Поток промывочной жидкости может вызвать: размывание керна; размокание керна и уменьшение сил связи между зернами или частицами, слагающими породу; растворение керна или его части. Кроме того, жидкость может выдавливать керн из колонкового снаряда при его подъеме из скважины. В этом плане наибольшее разрушение керна производится струей промывочной жидкости, процент выхода керна снижается с увеличением скорости потока. Интенсивность размывания керна увеличивается при наличии трещин и нарушенности керна, при возрастании времени действия этого фактора на керн. Поэтому увеличение процента

выхода керна можно достигнуть путем осуществления следующих мероприятий: снижением скорости движения жидкости в зазорах между керном и ПРИ за счет уменьшения расхода жидкости, изоляцией керна от потока жидкости, уменьшением времени воздействия жидкости на керн.

Продолжительность времени чистого бурения и величина углубки за рейс определяют не только выход и качество керна, но и производительность труда при бурении. При отборе керна в сложных геологических условиях и плохом выходе и качестве керна рекомендуется значительно (в 2–3 раза) снижать углубку за рейс.

Следует отметить, что на выход керна при этом существенно влияет **время чистого бурения в рейсе**, так как образованный керн разрушается в керноприемной трубе под действием многочисленных факторов.

Вопрос рациональной углубки за рейс в практике бурения в сложных геологических условиях должен решаться на основании конкретных данных, полученных при проведении исследований в лабораторных и полевых условиях.

С другой стороны такое положение дел требует поисков средств, позволяющих получать необходимое количество керна при достаточно рациональной величине углубки. Эта задача может быть успешно решена использованием режимов, дающих максимальную скорость бурения, и технических средств (в т.ч. буровых снарядов) рациональной конструкции.

Весьма важным технологическим фактором является качество подготовки скважины к бурению с отбором керна. При подготовке скважины желательна проработка скважины и ее забоя с целью удаления шлама, остатков керна или кусков металла и увеличение диаметра ствола скважины в призабойной зоне до размеров, позволяющих ПРИ керноотборного снаряда свободно устанавливаться на забой скважины. Наличие шлама, кусочков керна или металла на забое может привести к ухудшению условий образования

керна, а при попадании в керноприемную трубу – к заклиниванию или разрушению в ней поступающего керна, что ведет к снижению его количества и качества.

Существенно влияют на формирование и сохранность керна различные технологические приемы: плавность подачи бурового снаряда в процессе отбора керна; введение процесса бурения без отрыва снаряда от забоя, плавный без рывков, подъем снаряда с отобранным керном из скважины и т.д.

Заключение

Проанализировав состав и устройства традиционных технических средств, можно сделать вывод что данные керноотборные снаряды мало элективны, так как в процентном соотношении выход керна не сильно большой. В следствие чего требуются модернизированные снаряды. Тех самы Рассмотрены технические, технологические и геологические факторы влияющие на бурение с отбором керна, чтобы рассмотреть в каких напрвлениях следуют искать решения решения. В приложение Б представлена схема влияющих вактор на выход керна.

2 Аналитическая часть

2.1 Модернизированные технические средства отбора керна

Специальные системы отбора керна были разработаны для решения специфических задач, которые невозможно решить при использовании обычных КОС, а также с целью повысить информативность и достоверность определяемых параметров. Условно такие системы можно разделить на [12]:

- системы позволяющие проводить визуальный осмотр керна отобранного в трубы на буровой без его извлечения;
- системы повышающие качество отбора керна для получения более качественных данных по оценке насыщения керна пластовыми флюидами (газ, нефть и вода);
- системы с полным перекрытием керноприемной трубы для рыхлых коллекторов;
- системы позволяющие отбирать ориентированный отбор керна;
- системы с антизаклинивающим механизмом;
- системы отбора керна в горизонтальных скважинах;
- бурение с отбором керна без подъема компоновки от забоя;
- системы отбора керна с одновременным отбором проб пластовых флюидов.

2.1.1 Изолированная технология отбора керна

Изолированная технология отбора керна является модификацией традиционной КОС с керноприемной трубой одноразового использования, отличием является специальная конструкция КОС, обеспечивающая заполнение керноприемной трубы «изолирующим» агентом (масло, гель) и бурголовки минимизирующей воздействие бурового раствора на керн (технология «Low Invasion»).

Наиболее известной системой из отечественных КОС является маслonaполненный КИС190.5/215.9 и его модификации (рисунок 2.1), СКИ (СК) 178/100, из зарубежных можно привести ее аналог – «Gel Coring», «Glider».

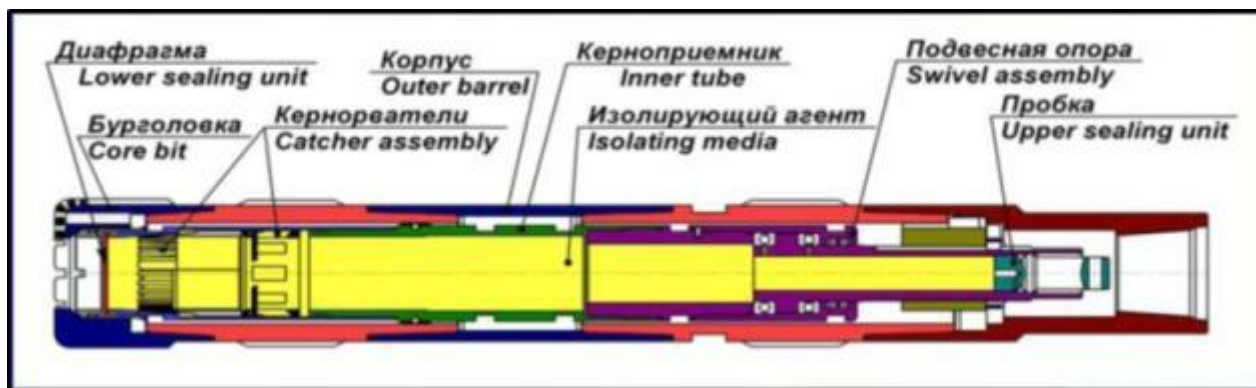


Рисунок 2.1 – Принципиальная схема КОС типа КИС 190.5/215.9

2.1.2 КОС с фиксированным давлением

Керноотборники с фиксированным давлением разработаны для отбора керна в условиях сохранения пластового давления. Эта система считается самым лучшим методом для получения данных нефтенасыщенности на основе керна, керна в условиях фиксированного давления также захватывает пластовые газы, для минимизации проникновения ФБР в керна может потребоваться проведение работ по отбору керна при равновесных условиях (отсутствие репрессии и депрессии) [12].

Керноотборники с фиксированным давлением могут быть двух размеров: с внешним диаметром 152,4 мм и 203,2 мм, при котором отбирается керна с диаметром 63,5 и 95,3 мм соответственно. Керноотборник с 152,4 мм внешним диаметром отбирает керна до 6,3 метра с диаметром 63,5 мм при сохранении максимального давления 10,000 psi (69 МПа). Керноотборник с 203,2 мм внешним диаметром отбирает керна до 13,46 метра диаметром 95,3 мм при сохранении максимального внутреннего давления в 5,000 psi (34,5 МПа). Максимальная рекомендуемая рабочая температура 82 °С (рисунок 2.2).

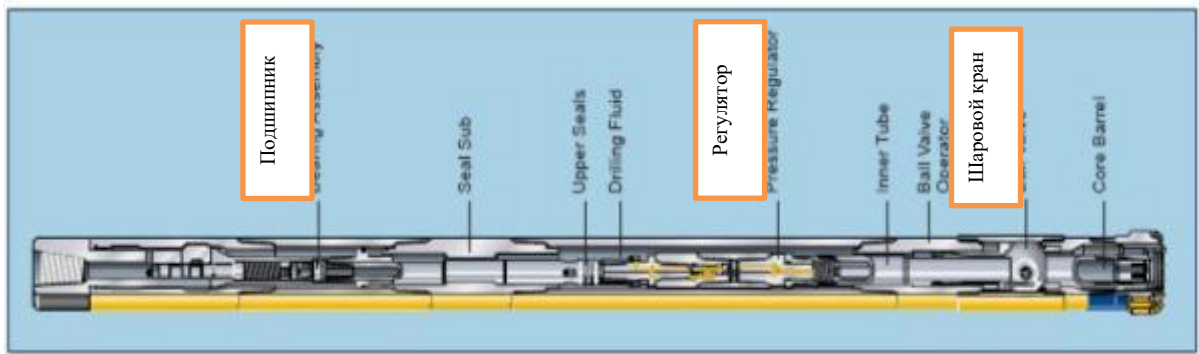


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема системы «In-Situ Data Gathering Service (DGS)» отбора керна с фиксированным давлением

Керноотборники с фиксированным давлением являются современными инструментами, требующими наличие производственного объекта на буровой площадке для обслуживания керноотборника и обработки керна под давлением. К персоналу буровой бригады предъявляются самые высокие требования, как по опыту работы с такими системами, так и по организации работы.

2.1.3 Керноотборный снаряд с губчатой системой

Губчатая система отбора керна была разработана для повышения точности данных оценки нефтенасыщения, получаемой на основе керна. Губчатая система отбора керна не захватывает пластовые газы, вместо этого она захватывает нефть, которая вытесняется к моменту выхода керна на поверхность. Информация о насыщении является очень полезной при оценке проектов повышения нефтеотдачи. Губчатая система керноотбора имеет преимущество в том, что она является менее дорогой для применения, чем система керноотбора с фиксированным давлением, также давая возможность увеличения точности данных нефтенасыщения на основе данных керна. Губка устойчива к температуре 176,7 °С. Губчатая система керноотбора ограничивает

максимальную длину отбора керна до 9,14 метров с диаметром керна 88,9 мм за один рейс. Примером такого оборудования является система «SO_r Sponge Liner Coring System» (рисунок 2.3).

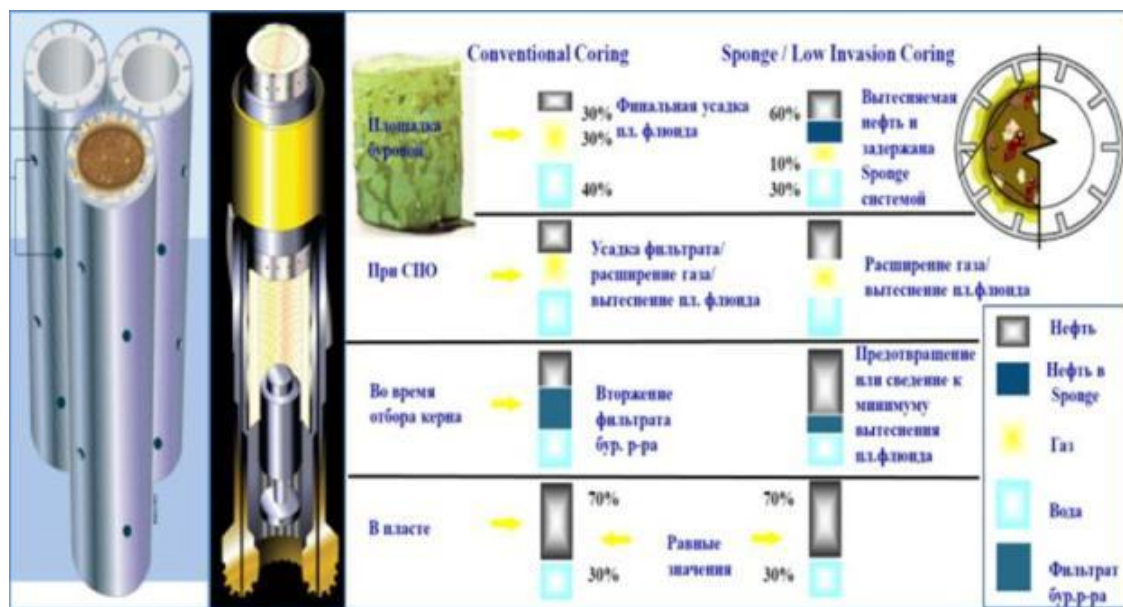


Рисунок 2.3 – Система «SO_r Sponge Liner Coring System»

Работы по лабораторному изучению нефтеводонасыщения из губчатых систем более трудоемки, чем обычные исследования нефтеводонасыщенности, требуют специального оборудования (аппараты Закса большого объема), но отличаются высокой эффективностью, особенно для интервалов кавернозно-трещиноватых коллекторов.

2.1.4 Системы отбора керна с параллельным отбором проб

Система «LIQUID TRAPPER» позволяет одновременно с отбором керна проводить отбор пластовых флюидов, выделяющихся из керна (рисунок 2.4). В целом она является развитием идей, заложенных в губчатые системы отбора керна, но в отличие от них, имеет специально разработанное керноприемное

устройство, которое использует надувные уплотнения, которые «захватывают» флюид, выделяющийся из керна. Внутренняя труба состоит из составных модулей длиной 1 м, которые представляют собой закрытые ячейки. Захваченные флюиды естественным образом разделяются на основе своей удельной плотности. Уплотнения позволяют выделяющимся керновым газам двигаться вверх, устраняя, таким образом, риски, связанные с выходом захваченного газа в поверхностных условиях. Внутри закрытых ячеек флюиды, выделяющиеся из керна, захватываются в кольцевом пространстве между внутренней и внешней стенкой ячеек. Ячейки нарезаются на секции длиной 1 м между отдельными уплотнениями. Захваченный флюид извлекается на буровой площадке. Флюиды исследуются в испытательной лаборатории. Проводятся лабораторные исследования полноразмерного керна для определения объемов флюида, к которым добавляются захваченные флюиды в флюидоуловителе. Общее количество нефти в керне и флюидоуловителе преобразуют в пластовые условия применением текущего объемного коэффициента нефти, а поровый объем корректируется на уплотнение с помощью поправочного коэффициента давления [12].

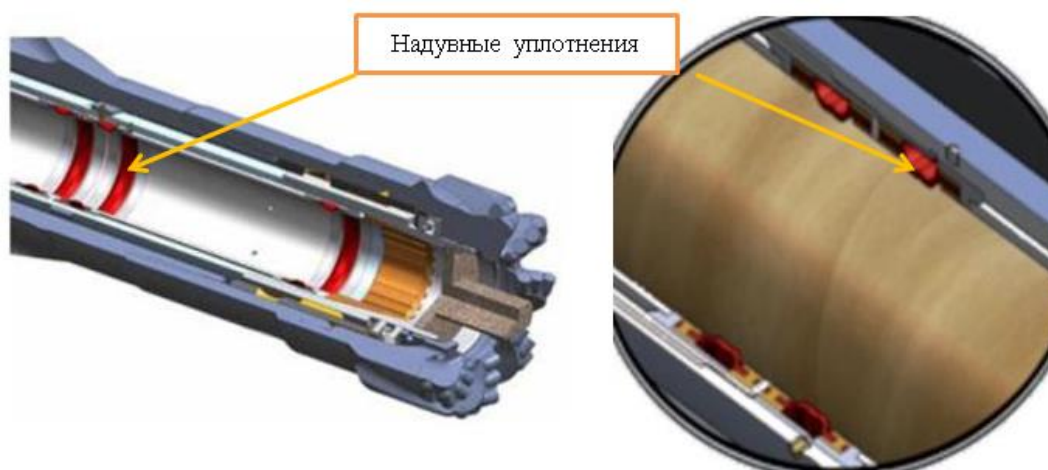


Рисунок 2.4 – Система «LIQUID TRAPPER»

2.1.5 Полнозакрываемые системы отбора керна

Полнозакрываемые системы отбора керна были разработаны с целью улучшения качества отбора из неконсолидированных пластов, в тех случаях, когда эффективность обычных цанговых и лепестковых кернорвателей недостаточна. В этих системах используются одноразовые внутренние керноприемные тубусы, и специальная система захвата керна для отбора сложных ГП с полным перекрытием [12].

Технология полнозакрываемого керноотборного снаряда позволяет внутреннему керноприемнику осторожно скользить по рыхлому керну с минимальным повреждением, затем запечатывая керн внизу керноприемника. Это делается путем блока герметичного кернозахвата, который позволяет керну свободно входить в керноприемник, затем после этого запечатывать снизу керн внутри керноприемника. Рекомендуемая длина керна 9–12 м. Гладкий ствол и отсутствие доступного кернозахвата может привести к потере керна, если инструмент открыт до активации кернозахвата. Для снижения рисков не выноса керна рекомендуется дублировать полнозакрываемые кернорватели дополнительным цанговым (пружинным) кернорвателем. Наиболее известной системой является «Hydro lift», а также «SoftPro», «Orenoc» (рисунок 2.5).

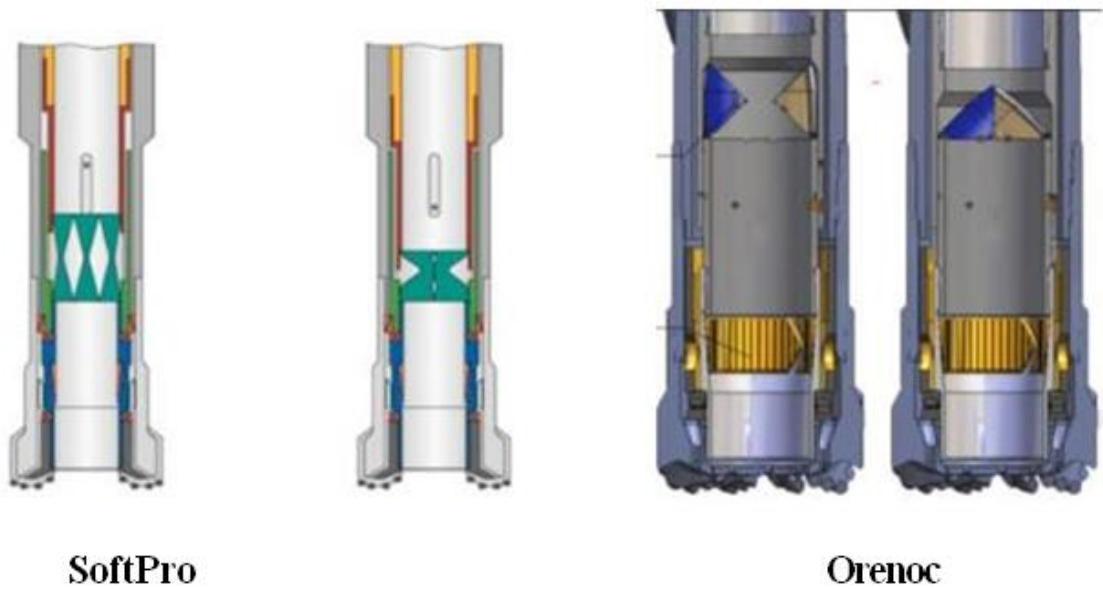


Рисунок 2.5 – Система « SoftPro» и « Orenoc»

2.3.6 Съемный керноприемник (при бурении сплошным забоем)

Инструменты отбора керна со съемным керноприемником в техническом плане схожи с традиционными системами отбора керна, за исключением того, что они разработаны для случаев, когда внутренний керноприемник вытаскивается на поверхность с помощью каната. Применение таких систем ускоряет процесс отбора керна путем отсутствия необходимости делать спуско-подъемные операции для каждого керна, при заполнении керноприемного устройства. Новая часть внутреннего керноприемника закачивается в бурильную колонну и фиксируется на месте для выполнения дополнительного отбора керна, или пробка продавливается по бурильной колонне для продолжения процесса бурения без отбора керна.

Инструменты отбора керна со съемным керноприемником обычно меньше размером и легче, чем традиционные системы КОС. Это является преимуществом, когда их надо перевезти на отдаленные участки наземным или морским транспортом, а также при использовании для доставки вертолета.

Диаметр керна ограничен внутренним диаметром бурового инструмента, поскольку весь внутренний керноприемник должен пройти через буровую колонну, в связи с этим может возникнуть ситуация отбора некачественного керна из-за ограниченного диаметра и поэтому рекомендуется планирование отбора керна с применением таких систем проводить после консультаций с подрядчиками по отбору керна. Также необходимо соблюдать осторожность для предотвращения поступления нефти или газа в ствол скважины в результате возникновения эффекта «свабирования», во время извлечения внутреннего керноприемника. Оборудование имеется только у зарубежных компаний, например комплекс ССК (WIRE- LINE) типа 146S GEO-LINE, система «Latch-Les», система «Score™», КОС «CoreDrill». При бурении и отборе керна используется специализированная бурголовка типа ARC 435, которая может трансформироваться в колонковую (рисунок 2.6).

CoreDrill™

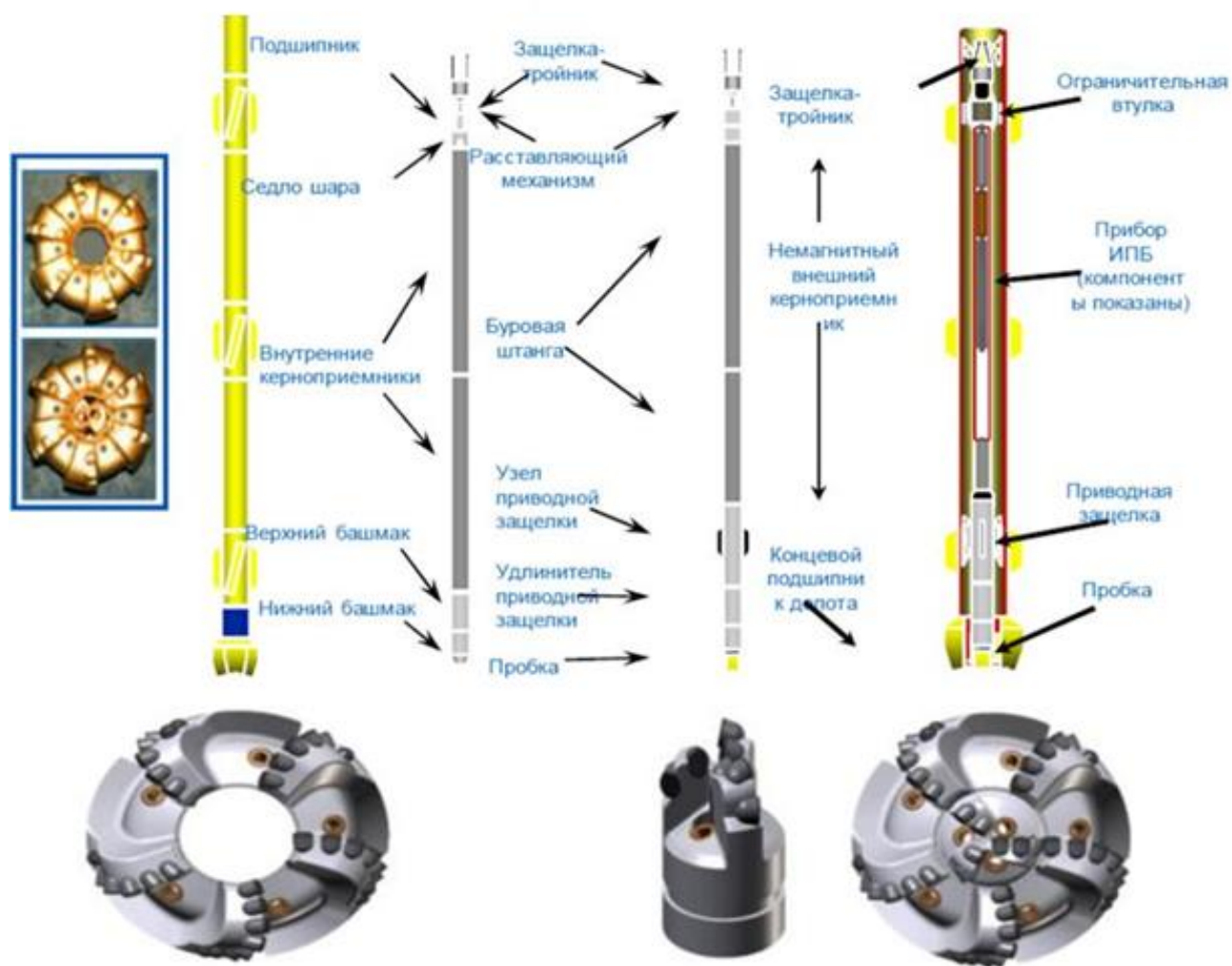


Рисунок 2.6 – Система CoreDrill с бурголовкой с внутренним сердечником ARC435

2.1.7 Ориентированный отбор керна

Отбор ориентированного керна позволяет уточнить геологическую модель залежи, определить потенциальную нефтедобычу, режим разработки месторождения и др., так как дает точную геологическую информацию [12]:

- об углах падения пластов;
- о направлениях их простирания;

- о пространственном распределении характеристик коллекторов;
- о тенденциях изменения пористости и проницаемости.

В комбинации с глубиной данные показывают трехмерное местоположение отобранного в скважине керна. Затем определяется структурная информация по направлению плоскостей напластования и разломов, встречаемых в керне. Направление можно в дальнейшем использовать для расчета критических параметров, таких как угол падения пластов, угол простирания, пластовая анизотропия и направление напряжения. Знание данных параметров позволяет эксплуатировать ресурсы более эффективно. Одной из систем для отбора ориентированного керна является система Orient-Pro™ (рисунок 2.7), она использует магнитометрический прибор (EMS) и маркирующее устройство для определения направления керна. Керн «маркируется» разметочным кольцом, расположенным внутри нижнего башмака. Кольцо содержит три обращенные внутрь вольфрамовые лезвия, которые гравировуют линию разметки на керне, по мере того, как керн заходит во внутренний керноприемник. Три лезвия расположены под углом, чтобы идентифицировать линию разметки вдоль керна. Эта привязочная линия затем выравнивается измерительным прибором, расположенным в верхней части внутреннего керноприемника.

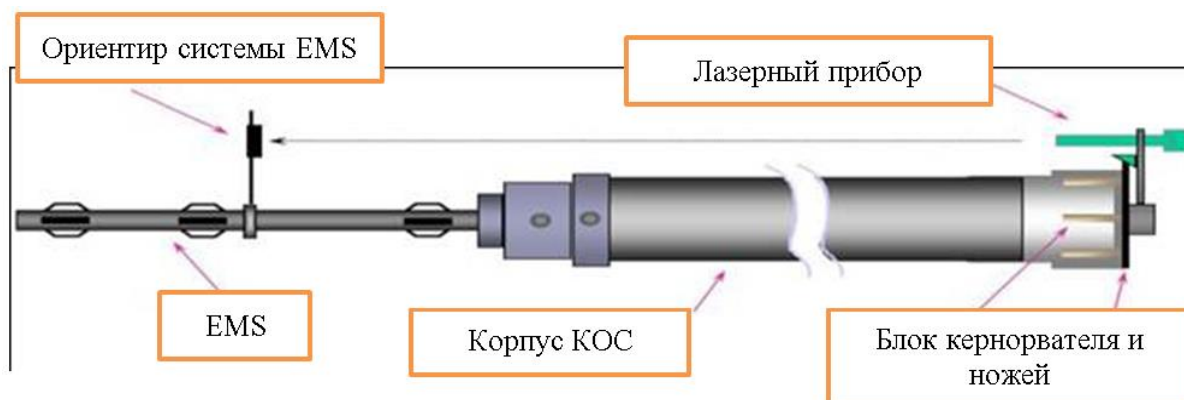


Рисунок 2.7 – Сборка системы «Oriented Coring System»

Чтобы не было помех со стороны стальной компоновки, магнитометрический прибор зафиксирован внутри немагнитной трубы типа УБТ над КОС. Система **Orient-Pro™** также включает в комплект фиксирующий и запирающий механизм для надежного закрепления магнитометрического прибора в рабочем положении, таким образом, прибор изолируется от механических и гидравлических помех, искажающих расчеты направления. Как только прибор зафиксирован в рабочем положении, начинается запись углового смещения относительно разметочного инструмента. Прибор записывает направление и наклон керна во время его отбора. Эта информация сверяется с конкретной глубиной для каждого выполненного промера для определения своего положения в пространстве. На поверхности глубина, угол наклона и азимут записываются по длине керна в зависимости от плотности съемки.

Система позволяет производить полную циркуляцию для промывки внутреннего кернаприемника до начала отбора через переводник Fast Ball. Керноотборники спускаются на забой в обычном порядке, с промывкой раствором внутреннего кернаприемника. При достижении забоя переводник Fast Ball гидравлически активизируется для перевода потока в затрубное пространство.

Аналогично системе Orient-Pro™ работают и другие системы отбора ориентированного керна, например «Oriented Coring System» или система «Corienting™».

2.1.8 Трехтрубная система отбора керна

Основным недостатком традиционных КОС с кернаприемной трубой одноразового использования является невозможность осмотра керна на буровой площадке без извлечения керна из тубуса, что может быть критично

в определенных ситуациях. Для визуального осмотра изначально доступна только торцевая часть тубуса. В тех случаях, когда необходим визуальный осмотр отобранного керна на буровой площадке возможно два решения, первым является продольная распиловка тубуса на величину толщины стенки тубуса. Обзор керна производится после открывания верхней части тубуса. Примером такого подхода является система «Core View», однако такое решение не получило массового внедрения.

Вторым решением является применение специально сконструированной системы отбора керна с тремя трубами. Сейчас на рынке услуг по отбору керна имеются такие системы как «TRIPLE-TUBE TSS SYSTEM» (рисунок 2.8), «LaserCut» и их аналоги. Ключевой особенностью системы по сравнению с традиционными КОС является наличие дополнительной тонкостенной внутренней керноприемной трубы и системы со специальным замковым соединением между внутренней и наружной керноприемными трубами. Основная цель – повышение качества отбираемого керна за счет уменьшения объемов керна повреждаемого при разъединении секций, снижения давления, оказываемого на керн и предоставление возможности осмотра керна на буровой без снижения качества отобранного керна. Эффективность такой технологии по информации выше на 20 процентов по сравнению с традиционными системами.

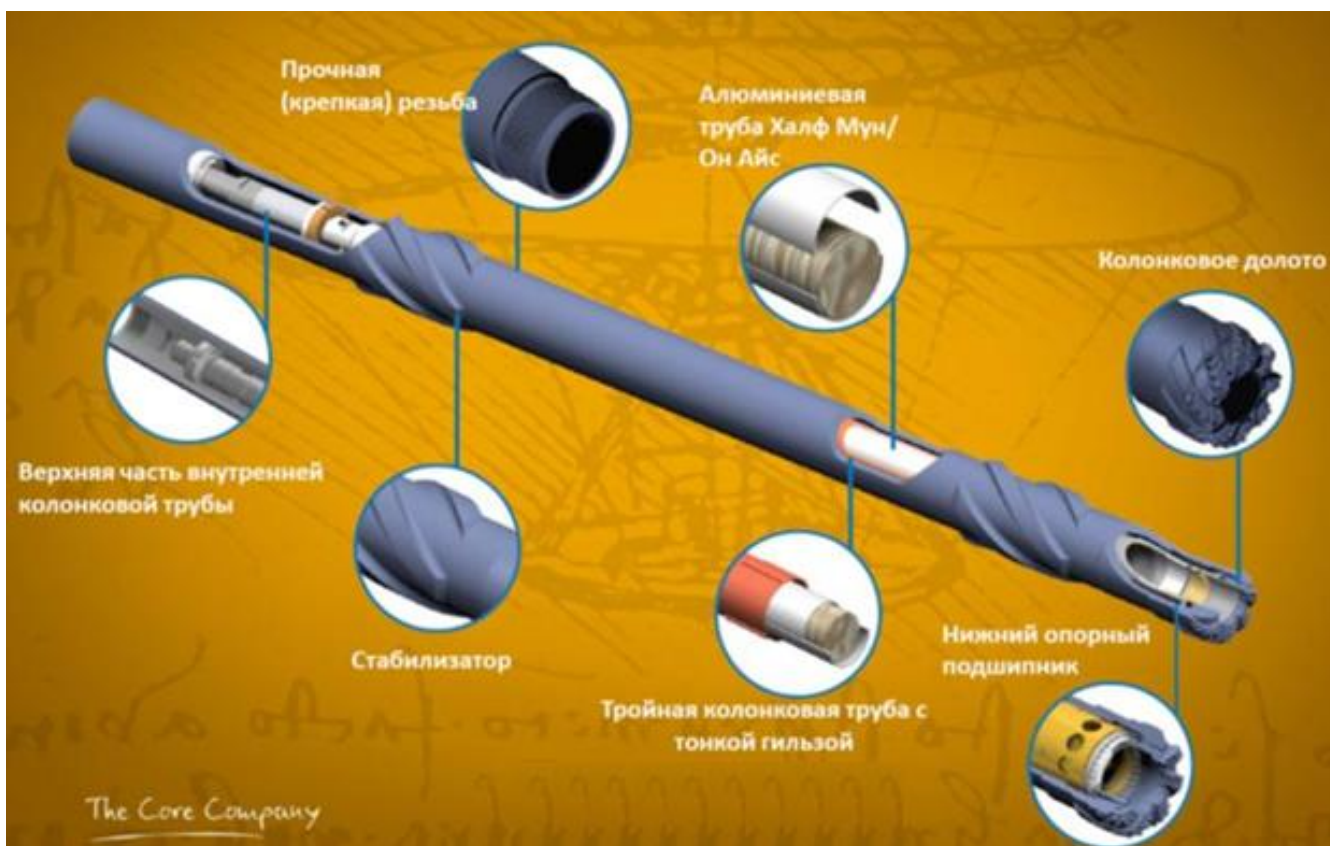


Рисунок 2.8 – Система «TRIPLE-TUBE TSS SYSTEM»

2.1.9 Отбор керна из пологих или горизонтальных скважин

Керн из пологих и горизонтальных скважин можно отобрать традиционным КОС, отбор керна возможен как при роторном бурении, так и при использовании забойных двигателей. Большая часть керна будет отбираться без использования забойного двигателя, но количество случаев применения турбобура (винтового двигателя) будет возрастать, если оправдано его использование. Применение забойного двигателя позволяет продолжать процесс отбора керна без вращения буровой колонны. Обычно традиционный КОС длиной 9–12 м, устанавливается в компоновке перед забойным турбобуром, после буровой головки. Турбобуры создают высокий крутящий момент при низкой скорости вращения для оптимальной мощности при отборе керна. Длина керноотборника и диаметр керна могут варьировать в

зависимости от условий бурения. Внутренняя керноприемная труба стабилизируется путем установки на нее специального роликового подшипника или сальника для центровки внутренней керноприемной трубы. Между двигателем и керноприемником может быть установлена специальная герметизирующая втулка для того, чтобы позволить буровому раствору проходить через внутреннюю керноприемную трубу, очищая ее от шлама перед началом отбора керна. Действующая втулка направляет поток бурового раствора между внутренним и внешним керноприемниками. Для снижения рисков низкого выноса рекомендуется использовать КОС с телескопическими одноразовыми трубами типа **СК–195–100.ТС, JamTeq, JamBuster** и их аналогами. Также необходимо использовать внешние и внутренние центраторы.

В некоторых случаях во время отбора керна может возникать необходимость в сохранении очень жесткого контроля над углом наклона скважины. Отбор керна без использования забойного двигателя в этих случаях позволяет лучше осуществлять контроль над углом наклона скважины. В России разработана специализированная система отбора керна из горизонтальных скважин, сочлененной конструкции (на основе шарнирных муфт).

2.1.10 Телескопическая керноприемная труба ЖамБастер

Система ЖамБастер включает в себя систему телескопических труб, позволяющую продолжать непрерывный отбор керна при возникновении его заклинок в керноприемной трубе (рисунок 2.9) [12].

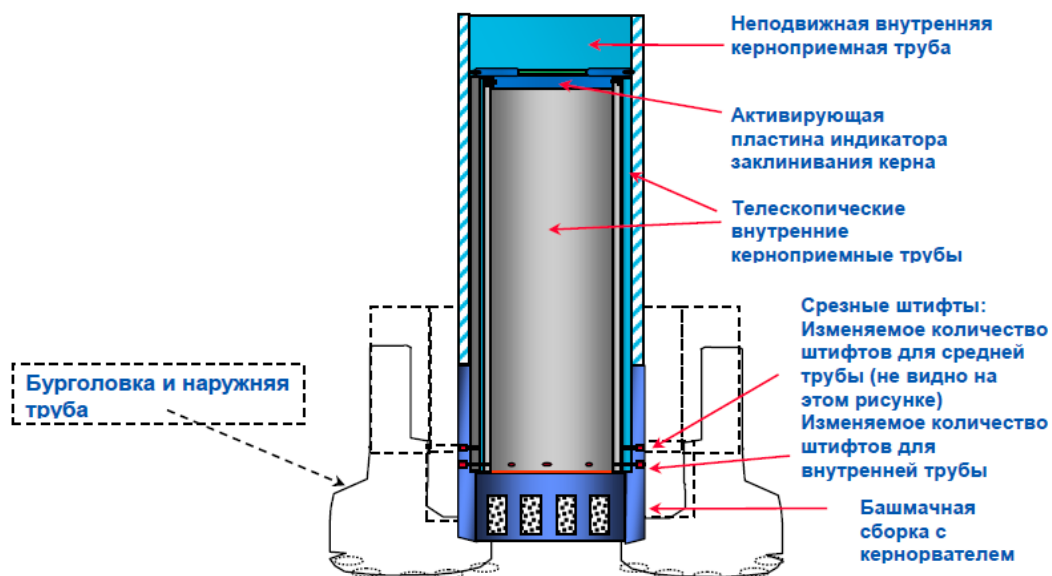


Рисунок 2.9 – Система ЖамБастер

Данная система встроена в высокомоментный снаряд и состоит из:

- две телескопические трубки (камеры) и одна зафиксированная стандартная внутренняя труба;
- штифты–заклепки для крепления телескопических укороченных трубок;
- внутренний индикатор заклинки керна;

Система ЖамБастер может работать до трех заклинок керна в керноприемной трубе, при возникновении последующей заклинки придется произвести СПО.

При возникновении заклинки или заполнении первой телескопической трубки (камеры), путем увеличения нагрузки срезаются штифты-заклепки и высвобождается следующая телескопическая труба (камера). Заполненная телескопическая трубка и заклиненный керн уходят вверх по снаряду. При последующем срезании керна начинает заполняться вторая телескопическая керноприемная трубка (камера). При второй заклинке срезаются штифты-

заклепки и вторая телескопическая керноприемная труба (камера) уходит вверх по снаряду. Третья заклинка или заполнение внутренней зафиксированной керноприемной трубы активирует клапан, который посылает сигнал на поверхность, являющийся индикатором того, что нужно производить СПО (рисунок 2.10).



Рисунок 2.10 – Процесс работы

Стандартная компоновка керноприемного снаряда при применении ее с системой ЖамБастер должна составлять 3 секции, так как должно быть достаточно места для движения вверх телескопических керноприемных трубок (камер) при их заполнении и произошедшей заклинке.

Если порода сильно трещиноватая и заблаговременно известно что отбор 3–мя секциями нецелесообразен, то допускается сборка двух секций, что является минимум для данной технологии.

При отборе керна системой ЖамБастер следует учитывать что диаметр отобранного керна будет 88.9 мм (для снаряда 6 ¾” НТ30) и 54.1 мм (для снаряда 4 ¾” НТ10). Размеры телескопического керноприемника ЖамБастера представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Размеры телескопического кернаприемника ЖамБастер

	6 ¾” НТ30	4 ¾” НТ10
Первая телескопическая трубка (камера)		
Длина	26 ф (7.9 м)	9 м
Наружный диаметр х внутренний диаметр	98 мм х 94 мм	63.00 мм х 59.00 мм
Вторая телескопическая трубка (камера)		
Наружный диаметр х внутренний диаметр	105 мм х 101 мм	69.60 мм х 65.60 мм
Фиксированная внутренняя кернаприемная труба		
Длина	89 ф (27м) (минимум 60ф (18 м))	89 ф (27м) (минимум 60ф (18 м))
Наружный диаметр х внутренний диаметр	4 ¾ х 4 ¼ (120.7 мм х 107.95 мм)	3 7/8 х 2 7/8

2.1.11 Отбор керна боковыми грунтоносами (кернаотборником)

В тех случаях, когда не целесообразно проводить отбор керна при бурении применяются боковые кернаотборники.

Конструктивно такие системы бывают стреляющего и сверлящего типа [13].

Наиболее массовым типом отбираемых образцов являются образцы размером 1x1 дюйм. В последнее время появились роторные (сверлящие) боковые грунтоносы позволяющие проводить отбор образцов размером 1,5 дюйма (рисунок 2.11).



Рисунок 2.11 – Образцы керна выбуренные системами MCST (диаметр образца 1 дюйм) и MaxCOR (диаметр образца 1,5 дюйма)

При выборе оборудования для отбора керна рекомендуется заранее изучать технические характеристики оборудования и учитывать такую информацию при планировании работ. Правильное планирование программы по отбору керна позволяет осуществить отбор керна наилучшего качества. Основные типы боковых грунтоносов для отбора керна представленные в приложение Б.

2.2 Жидкости для отбора изолированного керна

Применяемые в настоящее время технологии для отбора керна с помощью растворов на водной основе допускают нарушение сохранности физико- химических свойств керна при контакте с буровым раствором, при подъеме его на дневную поверхность и транспортировке. Во время подъема керна из скважины в процессе снижения давления от забойного до атмосферного существенно изменяются свойства керна, т.к. с уменьшением гидростатического давления увеличивается объем газа, который выталкивает жидкость из керна.

Проникновение фильтрата бурового раствора во время отбора керна может привести к недостоверным результатам анализа, не поддающимся четкой интерпретации, или вовсе исключить возможность испытания образцов в первичном состоянии [14].

Для отбора изолированного керна используется высоковязкая жидкость с практически нулевой мгновенной водоотдачей. Поскольку изолирующая жидкость вступает в прямой контакт с керном непосредственно на забое в области контакта бурильной головки с горной породой, дальнейшее загрязнение образца сводится к минимуму, также снижается степень разрушающего воздействия и проникновение фильтрата бурового раствора на столбик отбираемого керна. Дополнительное преимущество герметизации керна в скважине очевидно для слабо цементированной (рыхлой) породы с небольшим пределом прочности на сжатие. Высоковязкая жидкость стабилизирует слабо цементированные породы с небольшим пределом прочности на сжатие и повышает целостность керна. При извлечении керна на поверхность его контакт с воздухом значительно снижается, что устраняет риск потерь пластовой жидкости, усыхания и изменения степени смачиваемости, т.е. изолирующая жидкость служит в качестве полунепроницаемого барьера.

В Томской лаборатории тампонажных материалов, была подобрана рецептура жидкости для отбора изолированного керна и проведены опытные испытания. Разработанная рецептура показала отличные результаты в промысловых испытаниях [14].

В основу рецептуры вошел лигносульфонат (ЛС), который является безвредным веществом при условии использования его в нормальных условиях. Лигносульфонат (ЛС) используется для создания непроницаемой корки на поверхности керна. Химический продукт имеет низкую степень

острой пероральной токсичности, не раздражает кожу и плохо абсорбируется. В рецептуру изолирующей жидкости также включены добавки для улучшения фильтрационных характеристик и повышения вязкости.

Жидкость представляет собой вязкую однородную гелеобразную массу коричневого цвета. Лабораторные испытания проводились на мгновенную фильтрацию, плотность и вязкость.

Преимущества:

- обладает вязкоупругими свойствами и имеет подвижную консистенцию геля;
- обладает хорошей смазывающей способностью и обеспечивает снижение коэффициента трения в контакте керн-керноприемник;
- не проникает в керн более чем 1,5–2 мм;
- не оказывает влияния на промывочную жидкость и узлы циркуляционной системы (насосы, вибросита, гидроциклоны);
- не перемешивается с буровым раствором, не изменяет свойства буровых растворов как на водной, так и на нефтяной основе;
- сохраняет свойства при повышении температуры до 110 °С;
- отвечает санитарным требованиям;

2.3 Устройства для контроля отбора керна

При бурении керноотборным инструментом бурильщик должен контролировать осевую нагрузку на бурильную головку, частоту вращения бурильной головки, момент на роторе, расход, давление и качество промывочной жидкости, механическую скорость бурения и другие параметры. Кроме этого, для повышения показателей отбора керна желательно получать информацию об образовании, поступлении и сохранении керна.

Для контроля параметров режима бурения серийно выпускают индикаторы веса инструмента, тахометры, манометры, расходомеры, моментометры, переносные полевые лаборатории промывочной жидкости и другие приборы. Монтируют и используют приборы или отдельно, или в пульте. В комплект современных буровых установок входит пульт контроля бурения.

Широкое распространение имеет пульт контроля бурения ПКБ-2Э [15], выпускаемый Ивано-Франковским приборостроительным заводом. Данный пульт показывает и регистрирует вес инструмента, частоту вращения ротора, давление и расход промывочной жидкости, подачу инструмента. Приборы и устройства для контроля процесса бурения буровики знают из соответствующей литературы, и поэтому остановимся только на устройствах контроля отбора керна.

В Пермском филиале ВНИИБТ разработан и в **разведочных скважинах** объединения Пермнефть испытан фиксатор захода керна. Устройство фиксатора показано на рисунке 2.12. На отожженной стальной ленте шириной 10 мм и толщиной 0,2 мм через каждые 100 мм прорубается язычок длиной 10 мм и шириной 2 мм. Ленту фиксатора крепят внутри керновой трубы на заклепках. При поступлении керна в керноприемник язычки сминаются, фиксируя тем самым длину поступившего керна. В момент извлечения керна из керноприемника сопоставляют длину заходившего и поднятого керна. Такое простейшее устройство позволяет выяснить, теряется ли керн при бурении или при отрыве от забоя и подъеме на поверхность.

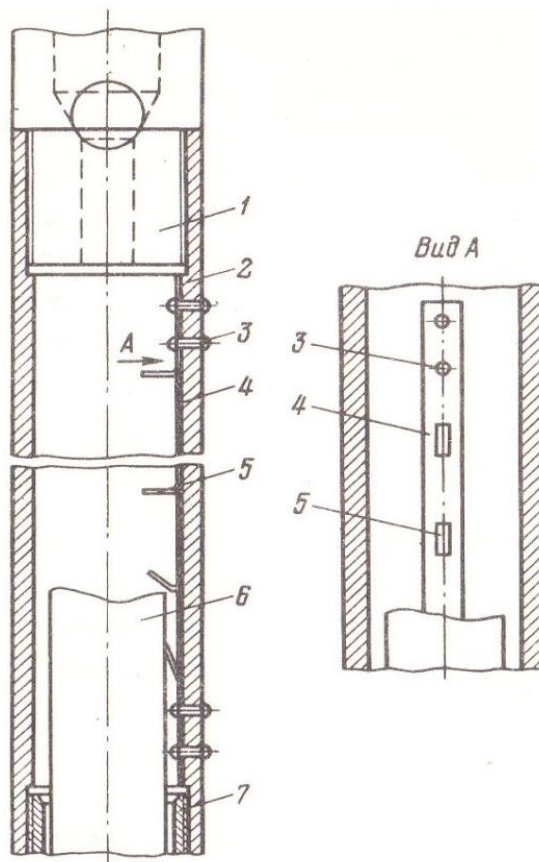


Рисунок 2.12 – Фиксатор захода керна

1 – клапан; 2 – кернавая труба; 3 – заклепка; 4 – лента фиксатора; 5 – язычок на ленте фиксатора; 6 – керна; 7 – кернарватель

Для определения момента заклинивания керна в кернаприемнике известны устройства, сигнализирующие об этом повышении давления промывочной жидкости. Например, американская фирма "Лонгир" выпускает кернаотборные снаряды, имеющие в подвеске кернаприемника резиновые кольца. При заклинивании керна осевое усилие передается на резиновые кольца, они деформируются и перекрывают промывочный канал. Повышение давления в буровом инструменте происходит и при полном заполнении кернаприемника керна.

Известны автономные приборы для регистрации поступления керна в кернаприемник с фиксацией времени. В Полтавском отделении УкрНИГРИ

разработан и в Львовнефтегазразведка испытан прибор с электрическим приводом. Схема прибора изображена на рисунке 2.13.

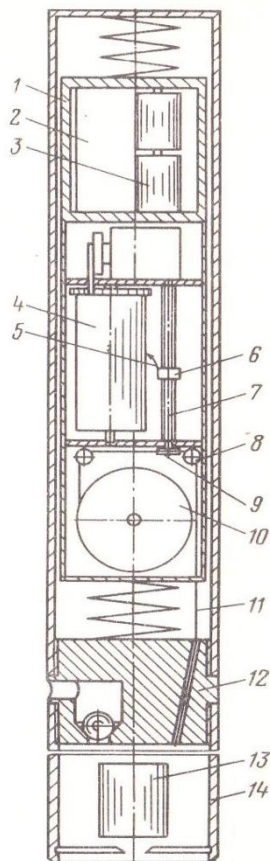


Рисунок 2.13 – Регистратор захода керна

1 – герметичная камера; 2 – реле времени; 3 – источник питания; 4 – барабан с диаграммой; 5 – перо; 6 – гайка; 7 – винт; 8 – ролик; 9 – шкив; 10 – барабан; 11 – трос; 12 – переводник; 13 – груз; 14 – кернаприемник

В кернаприемнике диаметром 73 мм над кернавой трубой установлен механизм самописца. Сам механизм размещен в масляной камере, а источник питания с реле времени находится в герметичной камере. От механизма самописца в кернавую трубу на тросе спущен груз.

Поступающий керн поднимает груз, и трос наматывается на барабан с пружинами. При движении трос приводит в действие перо самописца, которое пишет по диаграмме на барабане. Движение барабану с диаграммой создает пульсатор посредством импульсов от реле времени, например через 10 мин.

Полученную диаграмму сопоставляют с графиком хода бурения и определяют причины потери керна и интервалы, из которых поднят керн.

В Волго-Уральском филиале ВНИИ Геофизики создан и отделом бурения БелНИГРИ испытан **глубинный измеритель деформации ГИД-1**. Прибор ГИД-1 автономный и создан для записи на магнитную ленту (по пяти каналам) полноты заполнения керноприемника керном, деформации керноприемной трубы и частоты вращения. Принцип работы ГИД-1 основан на преобразовании механических сигналов тензометрическими датчиками в электрические, которые после трансформации фиксируются на магнитной ленте. На поверхности сигналы анализируют и восстанавливают во времени процесс отбора керна.

Простой и эффективный **гидравлический указатель захода керна ГУК-60** создан и испытан во ВНИИБТ. В этом устройстве керноприемник подвешен в корпусе снаряда на плите с калиброванными промывочными отверстиями. Часть промывочной жидкости помимо отверстий в плите проходит через перепускные отверстия в головке керноприемника. Внутри керноприемника размещен поршень со штоком, имеющий через каждые 500 мм утолщения. При поступлении керна шток с поршнем поднимается. Через каждые 500 мм шток перекрывает отверстия и давление промывочной жидкости повышается на 5–10 кгс/см². По пикам давления судят о поступлении керна в керноотборный снаряд.

Одновременно с данными о поступлении керна в керноприемник важно иметь информацию о поперечных, продольных и крутильных колебаниях при отборе керна. Для записи таких колебаний сотрудниками ВНИИБТ создана серия автономных забойных вибрографов.

Виброграф керновый забойный ВКЗ устанавливают в керноприемнике. При бурении керн заходит в захват стакана для записи, срезает штифты и стакан остается неподвижным на керне. Керноприемник по мере углубления забоя перемещается относительно керна и стакана вниз. Перо фиксирует на стакане колебания инструмента.

Для записи продольных колебаний керноотборного снаряда при бурении забойным двигателем виброграф ВКЗ–1. Амплитуду поперечных колебаний записывают по этой же схеме с медленным вращением бурильной колонны ротором.

Поперечные колебания низа керноотборного снаряда записывает виброграф ВКЗ–3. В этом устройстве стакан, жестко связанный по вертикали с керном, вращается вместе с бурильной головкой.

2.4 Самозаклинивание керна

Самозаклинивание керна наступает в том случае, когда становится невозможным движение верхнего куска в вертикальном направлении относительно колонковой трубы и вверх по плоскости трещины.

Ликвидировать самозаклинивание керна можно путем кратковременного (10–15 мин) вращения бурового снаряда при пониженной до 100–200 кгс осевой нагрузке. Если при последующем плавном увеличении осевой нагрузки до первоначальной положение не изменится, необходимо поднять снаряд на поверхность.

Для определения самозаклинивания керна используется клапанный механизм, который обеспечивает частичное или полное перекрытие промывочных каналов в этот момент.

Для борьбы с самозаклиниванием керна используются различные способы: хромирование, полирование и другая механическая обработка внутренней

поверхности керноприемной трубы с целью уменьшения коэффициента трения с породой; покрытие внутренней поверхности трубы смазывающим материалом (солидолом и др.); изготовление керноприемной трубы с малым внутренним конусом; придание трубе подвижности за счет поперечного или продольного действия на нее динамических сил. Первые три способа направлены на предотвращение, а четвертый на ликвидацию самозаклинивания керна [16].

Керноприемное устройство, сигнализатор самозаклинивания керна, подшипниковый узел являются функциональными элементами, предназначенными для предохранения керна от разрушения под воздействием потока промывочной жидкости, вращения и осевой нагрузки.

Наиболее эффективным способом борьбы с самозаклиниванием керна является придание трубе подвижности путем приложения динамических сил в поперечном и продольном направлениях.

Применение керноприемной трубы слабоконической формы также дает возможность уменьшить количество самозаклиниваний керна. В некоторых случаях конусную поверхность трубы подвергают механической обработке.

Бурение перемежающихся по твердости или трещиноватых пород с дополнительным дросселем обеспечивает более равномерную механическую скорость бурения, что способствует уменьшению самозаклинивания керна и увеличивает проходку на коронку.

Съемный керноприемник, предназначенный для бурения в мягких породах, должен иметь закрытый тип кернорвательной системы, а также настройку сигнализаторов самозаклинивания керна на минимальное усилие срабатывания. Съемный керноприемник для бурения в твердых горных породах, наоборот, должен быть настроен на максимально возможное усилие срабатывания сигнализатора самозаклинивания керна.

Заключение

В данно разделе были рассмотрены и системитизированы современные технические средства для отборак керна. Из исследования видно что зарубежных разработок значительно больше, и для России вопрос модернизирования своих традиционных керноотборных снарядов актуален. Изучено влияние устройств для контроля отбора керна и специальных жидкостей для отбора изолированного керна. Проанализировав технические решения для уменьшения самозаклинивания керна можно принять решение, что основная проблема из-за которых происходят невынужденные подъемы снарядов

В результате исследования разработаны классификации модернизированных технических средств для бурения с отбором керна, представленная в приложение Г.

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

3.1 Сегментирование рынка и основной потребитель

Исходя из направленности проекта и проблемы, которую он должен решить – основным потребителем являются нефтедобывающие компании и лаборатории, проводящие анализ слабосцементированного кернового материала. Предполагаемая модели реализации проекта B2B.

3.2 SWOT-анализ

Для оценки рисков в ходе реализации рассматриваемой методики как проекта необходимо провести SWOT-анализ, позволяющий грубо оценить сильные и слабые стороны как самого проекта, так и внешней его среды (Таблица 3.1)

Таблица 3.1 – матрица SWOT-анализа

Сильные стороны проекта	Слабые стороны проекта
Большой вынос кернового материала пригодного для исследований Более высокое качество вынесенного кернового материала Возможность работы с керном III и IV категорий буримости Снижение неопределенностей для моделирования	Использование нестандартных методик, относительно существующих отечественных руководящих документов Недостаточный объем данных для полной оценки экономики и реализации технической стороны проекта в России на данный проект (неопределенности)
Внешние возможности у проекта	Внешние угрозы для проекта
Принятие компаниями более совершенных методов отбора и исследования слабо консолидированного керна Отсутствие в открытых источниках отечественных методик по работе со слабо консолидированным керном	Ограниченная доступность необходимого оборудования для реализации предлагаемой методики у отечественного производителя. Потребность в более квалифицированном персонале относительно стандартных методик в силу большей технологичности

3.3 Бюджет выполнения работ

При расчете предполагаемого бюджета на выполнение работ по отбору керна, можно выделить три основные статьи расходов, а именно: материально-

технические ресурсы, необходимые для выполнения работ, заработная плата сотрудникам компании, а также накладные расходы, которые не подходят под требования других критериев. Основные статьи расходов и затраты при проведении вышеперечисленных работ представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Оценка стоимости отбора керна с одной скважины

Операции по предлагаемой методике	Цена, тыс. руб.
Бурение до верхней границы целевого пласта	2500
Отбор кернового материала	750
Извлечение керна	150
Спуск трубы с керном с бурового стола	25
Нарезка трубы с керном на метровые сегменты с использованием дисковой или ленточной пилы.	50
Подготовка нарезанных сегментов трубы с керном к стабилизации	50
Стабилизация керна с использованием закачки гипсовой смеси	367
Упаковка тубусов с керном в контейнеры	75
Доставка керна до аккредитованной лаборатории	150
Приемка керна в лаборатории	35
Помещение керна в морозильную камеру	25
Первичные исследования керна	48
Составление первичного отчета по результатам обзорных исследований керна	25
Обновление описания керна с учетом корреляции образцов по глубинам залегания и данным ГИС	60
Распиловка цилиндров керна и отбор образцов	48
Экстрагирование пластовых флюидов из образцов	88
Обессоливание керновых образцов	60
Высушивание керна	60
Гранулометрический анализ керна	184
Определение открытой пористости	48
Определение эффективной пористости	56
Определение скорректированной проницаемости	76
Проведение исследований пластовых флюидов	96
Фотографирование керна	56
Оформление полного отчета о результатах исследования керна	65
Накладные расходы	30
Сумма	5447

Для рассматриваемого расчета были взяты данные по стоимости операций из открытых источников [17, 18]. Необходимо отметить, что стоимость операций будет несколько снижаться при повышении числа скважин, из которых отбирается керновый материал по сравнению с тем же объемом работ на нескольких отдельных скважинах.

3.4 Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности

Экономический анализ эффективности предлагаемой методики был основан на предположении, что все необходимое для проведения отбора и исследования оборудования у компании уже есть, либо при его отсутствии будет заключен тендер на выполнение работ по отбору керна, его доставке и анализу в лаборатории. В Таблице 3.3 представлены расчеты для получения результатов анализа 250 образцов керновых проб.

При проведении расчетов был дополнительно сделан ряд условий и допущений, а именно:

- Керна необходимо отобрать для разведки нового лицензионного участка, скважины на нем отсутствуют, однако присутствует основная инфраструктура, расходы на которую не учитываются.
- Объем керновых образцов для создания первичной геологической модели и разведки нового лицензионного участка по условию составляет 250 единиц по внутренним требованиям компании.
- У компании есть собственные буровые бригады и все необходимое оборудование, для реализации требуемых технологий бурения, отбора, экстракции, подготовки и транспорта керна, либо был заключен договор с подрядчиком, имеющим все вышеперечисленное в наличии.

- Человеческий фактор и возможные ошибки и/или дополнительные расходы, связанные с ним, отсутствуют. При проведении работ требуемая обеими методиками технология полностью соблюдалась на всех этапах.

- При использовании импортного оборудования курс доллара и, как следствие, стоимость оборудования на российском рынке не меняются.

Вынос керна не был уменьшен в связи с транспортировкой и/или потерей тубусов с керном. Тубусы были герметично запечатаны и не были повреждены в ходе доставки образцов до лаборатории.

- В лабораториях уже присутствует все необходимое оборудование для проведения анализа кернового материала, которое не требует дополнительных затрат на его настройку, а также присутствует персонал, который может квалифицированно работать с этим оборудованием.

Таблица 3.3 – Расчет экономической эффективности для равного числа образцов

	РД 39-0147716-505-85	Предлагаемая методика
Необходимое число образцов	250	250
Число образцов на метр керна	13	13
Вынос керна, %	25	65
Длина отобранного керна	77	30
Пробуренные скважины для необходимого числа образцов	13	5
Стоимость отбора бм керна, \$	37500	57500
Суммарная стоимость отбора, \$	450000	287500
Стоимость консервации керна, \$	2500	8500
Стоимость транспорта керна, \$	1500	1500
Полученные образцы керна, шт.	253	253
Стоимость исследований керна в лаборатории, \$	54500	94500
Общая стоимость, \$	50800	392000
Курс доллара (25.05.2021)	71,6	71,6
Общая стоимость, руб.	36372800	28067200

В связи с недостаточным количеством информации по стоимости конкретных операций для расчетов были взяты приближенные значения стоимостей аналогичных операций из открытых источников по ценам тендерных работ на бурение с отбором керна и дальнейшее проведение его лабораторного анализа [17, 18].

3.5 Потенциальные риски

Необходимо отметить, что существует большая неопределенность, связанная со значительным колебанием курса валют и сложным ценообразованием в текущей экономической ситуации. В связи с этим требуется внесение ряда поправок при расчете экономической эффективности предлагаемого решения применимо к конкретной компании.

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ

Введение

Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду.

Возможные пользователи разрабатываемого проекта – сервисные буровые компании, сфера деятельности которых направлено на строительство скважин, предоставление услуг по заканчиванию и освоению скважин. А именно в безаварийной установке хвостовиков в наклонно-направленных нефтяных и газовых скважинах.

В настоящее время разработано и используется на практике множество типов подвесных устройств хвостовиков, что обусловлено различными геолого–техническими условиями заканчивания скважин хвостовиками.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

4.1.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства

Продолжительность рабочего времени не должна превышать 40 часов в неделю. Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней.

Организация выплачивает заработную плату работнику. Минимальный размер оплаты труда устанавливается одновременно на всей территории Российской Федерации федеральным законом и не может быть ниже величины прожиточного минимума трудоспособного населения. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РФ ст. 137.[29]

4.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. При организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Работа над выпускной квалификационной работой выполнялась в рабочем кабинете, оснащённом персональными электронно-вычислительными машинами (ПЭВМ). Рабочее место находится на втором этаже здания и представляет собой комнату длиной – 5 м., шириной – 4 м. и высотой – 3 м. Естественное освещение кабинета осуществляется посредством одного окна размерами 1,7 м x 1,5 м. Дверь – деревянная, одностворчатая, белого цвета. Высота двери – 2 м., ширина – 1 м. Стены комнаты окрашены водоземлемой краской зелёного цвета. Потолок побелен. Пол покрыт линолеумом. Площадь кабинета составляет 20 м² объем – 60м³.

Помещение оборудовано на одно рабочее место, где установлен 1 персональный компьютер с двумя ЖК мониторами. Требования, которые определены к минимальной площади и объёму на одно рабочее место – при периметральном расположении площадь одного рабочего места должна быть не менее 4,0 м² – для данного помещения выполняются [20].

4.2 Профессиональная социальная безопасность

Охрана труда занимает особое место как мире, так и в Российской Федерации. Реализация охраны труда организуется за счет уменьшения доли физического труда, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочих местах. В таблице 4.1 представлены опасные и вредные факторы на этапе разработки центраторов обсадной колонны и при эксплуатации разработанного решения.

Таблица 4.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы по Гост 12.0.003-74	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Вредные				1 ГОСТ 12.0.002-80 [6]. 2 ГОСТ 12.0.003-74 [7]. 3 ГОСТ 12.1.005-88 [8]. 4 СНиП 2.04.05-91 [9]. 5 ГОСТ 12.1.012-90 [11]. 6 ГОСТ 12.1.003-83 [12]. 7 СНиП 23-05-95 [13]. 8«Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [14]. 9 ГОСТ 12.1.007-76 [15]. 10 ГОСТ 12.2.003-91 [16]. 11 ГОСТ 12.3.003-75 [17]. 12 РД 34.21.122-87 [18].
1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	-	-	+	
2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	+	+	+	
3. Повышенный уровень шума на рабочем месте.	+	+	+	
4. Повышенный уровень вибрации на рабочем месте.	-	+	+	
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	+	+	+	
Опасные				
1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; обрушивающиеся горные породы.	-	+	+	
2. Повышенное значение напряжений в электрической цепи	+	+	+	
3. Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.	-	-	+	
Пожаро-взрывоопасность	+	+	+	

4.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

Для данной рабочей зоны необходимо проанализировать вредные и опасные факторы. К вредным факторам относятся: микроклимат, шум, электромагнитные поля, освещение. К опасным факторам рабочей зоны относятся: опасность пожара, опасность поражения электрическим током.

4.2.1.1 Вредные факторы

Микроклимат

Микроклимат является важной характеристикой офисных помещений. К параметрам микроклимата относятся: температура воздуха, температура поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха.

Согласно требованиям, оптимальные параметры микроклимата в офисных помещениях приведены в таблице 4.2 [20].

Таблица 4.2 – Оптимальные значения характеристик микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22-24	21-25	40-60	0,1
Теплый	23-25	22-26	40-60	0,1

Для создания благоприятных условий труда предусмотрены следующие средства: центральное отопление, вентиляция (искусственная и естественная), искусственное кондиционирование.

Шум

Одной из важных характеристик офисных помещений является уровень шума. Основными источниками шума в помещении являются: система охлаждения центральных процессоров, жесткие диски, шум с улицы.

Повышенный уровень шума неблагоприятно воздействует на организм человека в целом, так и на нервную систему и органы слуха в частности, что ведет к падению производительности труда и может привести к развитию заболеваний нервной системы и снижению слуха.

Допустимые уровни звукового давления в помещениях для персонала, осуществляющего эксплуатацию ЭВМ при разных значениях частот, приведены в таблице 4.3 [20].

Таблица 4.3 – Допустимые уровни звука на рабочем месте

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентного звука, дБ
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Конструкторские бюро, программисты, лаборатории	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Для снижения уровня шума, производимого персональными компьютерами, рекомендуется регулярно проводить их техническое обслуживание. Для снижения уровня шума с улицы рекомендуется установка герметичных стеклопакетов, а также посадка зеленых насаждений на прилегающей территории.

Электромагнитные поля

Воздействие электромагнитных полей на человека зависит от напряженностей электрического и магнитного полей, потока энергии, частоты колебаний, размера облучаемого тела.

При воздействии полей, имеющих напряженность выше предельно допустимого уровня, развиваются нарушения со стороны нервной, сердечнососудистой систем, органов пищеварения и некоторых биологических показателей крови.

Работа проводилась на современном компьютере, где значения электромагнитного излучения малы и отвечают требованиям, которые приведены в таблице 4.4 [20].

Таблица 4.4 – Допустимые уровни электромагнитных полей

Наименования параметров	Допустимые значения
Напряженность электромагнитного поля на расстоянии 50 см. вокруг ВДТ по электрической составляющей должна быть не более: в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц в диапазоне частот 2 – 400 кГц	25 В/м 2,5 В/м
Плотность магнитного потока должна быть не более: в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц в диапазоне частот 2 – 400 кГц Напряженность электростатического поля:	250 нТл 25 нТл 15 кВ/м

Освещение

При неудовлетворительном освещении снижается производительность труда и увеличивается количество допускаемых при работе ошибок.

В офисном помещении сочетаются естественное освещение (через окна) и искусственное освещение (использование ламп при недостатке естественного освещения).

Разряд зрительных работ программиста относится к разряду III подразряду г (высокой точности), параметры искусственного освещения указаны в таблице 4.5 [20].

Таблица 4.5 – Нормативные значения освещенности

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение		
						Освещённость, лк		
						При системе комбинированного освещения		При системе общего освещения
						всего	В том числе от общего	
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	III	г	Средней и большой	Светлый и средний	400	200	200

4.2.1.2 Опасные факторы

Опасность возникновения пожара

В помещениях с ПЭВМ повышен риск возникновения пожара. Неисправность электрооборудования, освещения, неправильная их эксплуатация, наличие статического электричества неудовлетворительный надзор за пожарными устройствами и производственным оборудованием может послужить причиной пожара.

Для профилактики пожара должны обеспечиваться регулярные проверки пожарной сигнализации, первичных средств пожаротушения; проводиться инструктаж и тренировки по действиям в случае пожара; не загромождаться и не блокироваться эвакуационные выходы; выполняться требования правил технической эксплуатации и правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок; во всех служебных помещениях должен быть установлен «План эвакуации людей при пожаре», регламентирующий действия персонала в случае возникновения очага возгорания и указывающий места расположения пожарной техники. [21].

Опасность поражения электрическим током

В связи с наличием электрооборудования для данного офисного помещения характерным является возможность поражения электрическим током. Для снижения данного риска необходимо соблюдать нормы электробезопасности.

Помещение, где расположены персональные вычислительные машины, относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствуют следующие факторы [20]: сырость, токопроводящая пыль, токопроводящие полы, высокая температура; возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землёй металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам и механизмам и металлическим корпусам электрооборудования.

4.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования

Эксплуатация объекта исследования будет производиться при креплении нефтяных и газовых скважин.

4.2.2.1 Вредные факторы

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций [22].

Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования". Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование".

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [23].

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для

отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C , при проведении работ может произойти обмораживание конечностей и открытых частей тела. К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011 [24]. Согласно им, вся зимняя специальная одежда делится на четыре класса защиты, каждый из которых используется в определенном климатическом поясе. Климатические зоны различаются по температуре воздуха, влажности и скорости ветра.

Основное требование к зимней спецодежде — это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Предоставляемая зимняя одежда должна соответствовать ГОСТ Р 12.4.218-99 [25]. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Повышенный уровень вибрации

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

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности".

Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой могут быть работающие насосы, вибросита, необходимые для очистки бурового раствора. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности" [26]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" [27]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [28].

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полаты верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

4.2.2.2 Опасные факторы

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы.

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности и неправильное выполнение технологических операций. Поэтому для недопущения их появления травм необходимо выполнять следующее:

- Проводить первичный инструктаж при приеме на работу и ежедневные инструктажи о проводимых работах.
- Вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются:

- своевременный осмотр технического оборудования, изоляции;
- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Расположение рабочего места на значительной высоте от земли

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий:

- работы, проводимые на высоте, должны проводиться с применением страховочного троса;
- в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» [28] палаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м.

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

Пожара-взрывоопасность

Пожарная безопасность является наиболее важным фактором т.к. при несвоевременном его предупреждении и устранении пожар может перерасти в чрезвычайное происшествие. Причиной пожара на буровой площадке могут быть: открытый огонь, короткое замыкание, молния, статическое электричество.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [29].

В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

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

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать: огнетушитель пенный – 2 шт.; лопата – 2 шт.; багор – 2 шт.; топор – 2 шт.; ведро – 2 шт.; ящик с песком – 1 шт.; кашма 2×2 м – 1 шт.; бочка с водой 200 л – 1 шт.

4.3 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды является по-настоящему важным и значимым процессом. Именно поэтому этим вопросам уделяют достаточно много времени и внимания. Охраной окружающей среды называется комплекс мер, направленных на предупреждение отрицательного влияния человеческой деятельности на природу, обеспечение благоприятных и безопасных условий жизнедеятельности человека.

4.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду и обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Влияние на атмосферу

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники необходимые для транспортировки разрабатываемого объекта на место использования.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух. Регламентирование охраны атмосферы от загрязнений расписано в ГОСТ 17.2.1. 03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения [30].

Влияние на гидросферу

В процессе бурения и крепления скважин происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды, тампонажные растворы), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдёт загрязнение водяного пласта.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников.
- Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики).
- Контроль за герметичностью амбара.
- Предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты.
- Строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
 - Создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо.

Регламентирование охраны гидросферы от загрязнений расписано в ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения [31].

Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар, тампонажные и буферные жидкости; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы необходимо:

- Сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях.
- После сооружения всех скважин на кустовой площадке необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы.
- Необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

Регламентирование охраны почвы расписано в ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения [31].

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Во время проведения работ по креплению скважин возможно, как чрезвычайные ситуации, которые могут происходить в любом месте (к таковым можно отнести стихийные бедствия – сильный ветер, лесные пожары, землетрясения и пр.), также и специфичные чрезвычайные ситуации.

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Проявление это самопроизвольный излив бурового раствора или пластового флюида (газ, нефть, вода, или их смесь) различной интенсивности

(переливы, выбросы, фонтаны) через устье скважины, по кольцевому пространству, колонне бурильных труб, межколонному пространству, заколонному пространству и за пределами устья скважины (грифоны), не предусмотренный технологией работ при бурении, освоении или ремонте скважин.

Основная причина газонефтеводопроявлений (ГНВП) – превышение пластового давления над давлением в скважине.

Основные мероприятия по предупреждению ГНВП сводятся к следующим:

- установка противовыбросового оборудования (ПВО);
- проверка работоспособности ПВО раз в сутки;
- установка в КНБК клапана – отсекателя;
- наличие запаса бурового раствора, равного объему скважины;
- контроль за циркуляцией раствора;
- при снижении плотности раствора необходимо довести ее до указанной в геолого-техническом наряде;

Заключение

В данном разделе выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные социальные, экологические и правовые вопросы разрабатываемого объекта ВКР. Рассмотрен вопрос охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности. На основе выявленных вредных и опасных факторов на этапе разработки проектного решения и этапе его эксплуатации разработаны мероприятия по уменьшению воздействия этих факторов. Рассмотренные вопросы и разработанные решения помогут в дальнейшем вести профессиональную деятельность основываясь на них.

Заключение

Результатом выполнения выпускной квалификационной работы является анализ способов повышения выноса керна.

Анализ показывает, что объем работ по исследованию и разработке механических средств и технологических приемов с целью повышению выхода керна весьма обширен, и позволяет наметить основные направления совершенствования технических средств, технологии и организации процесса бурения с отбором керна.

Специальные системы отбора керна были разработаны для решения специфических задач, которые невозможно решить при использовании обычных КОС, а также с целью повысить информативность и достоверность определяемых параметров.

Практическая значимость работы заключается в систематизации данных, результаты которой могут быть использованы при преподавании дисциплины «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». Результаты данной работы будут полезны инженерным структурам недропользователям и сервисным организациям.

Научная новизна заключается в разработке авторской классификаций факторов влияющих на качество выхода керна, а также современных модернизированных технических средств для бурения с отбором керна.

Список литературы

1. Панов Б.Д., Бакулин В.Г. Совершенствование техники и технологии отбора керна при бурении глубоких скважин.– М.: Недра, 1970.– 216 с.
2. Сулакшин С.С. Современные способы и средства отбора проб полезных ископаемых.– М.: Недра, 1970.– 248 с.
3. Гусман А.М., Пожарский К.П. Буровые комплексы. – Научное издание, Екатеринбург: УГГГА, 2002.-592 с.
4. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2003.-1007 с.
5. Мои конспекты [электронный источник] // Породоразрушающий инструмент для бурения с отбором керна. URL: <https://mykonspekts.ru/2-62061.html>
6. Большая энциклопедия нефти и газа [электронный источник] // Кернорватель. URL: <https://www.ngpedia.ru/id81948p1.html>
7. Мои конспекты [электронный источник] // Керноотборочные снаряды для роторного способа бурения URL: <https://mykonspekts.ru/2-59289.html>
8. Филко А.С. Об избирательном истирании керна при разведке штокверковых месторождений.– Разведка и охрана недр, 1959, №8, с. 35–39.
9. Князев И.К. Бурильщику об отборе керна.– М.: Недра, 1981.– 102 с.
- 10.Справочник по вращательному бурению / Брентли Д.Е.– 5-е изд. М.: Гостоптехиздат, 1957.– 406 с.
- 11.Барабашкин И.И., Сианка-Иббара Л. К вопросу об оптимальном количестве шарошек в бурильной головке.– Машины и нефтяное оборудование, 1967, №10, с. 3–8.
- 12.DOCPLAYER [электронный источник] // Новые подходы к изучению отбора керна. URL: <http://docplayer.ru/26211123-Tehnologii-otbora-i-kompleksnye-issledovaniya-kerna-bazhenovskoy-i-abalaxskoy-svit-zapadnoy-sibiri.html>

- 13.Буримов Ю.Г – Инженерный сервис в бурении. Долота, ГЗД, отбор керна, боковые стволы.
- 14.Гаврилов И.В.Разработка жидкости для повышения качества отбора изолированного керна – Статья в сборнике :Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А.Усова. Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2013 – с. 204-206.
- 15.Мои конспекты [электронный источник] // Устройства для контроля отбора керна. URL: <https://mykonspekts.ru/2-59292.html>
- 16.Большая энциклопедия нефти и газа [электронный источник] // Самозаклинивание керна. URL: <https://www.ngpedia.ru/id408739p2.html>
- 17.Геологическая лаборатория [Электронный ресурс] // Прейскурант на проведение лабораторного анализа кернового материала. URL : <https://geolabs.co.uk/tests-categories/>.
- 18.Ростендер. [Электронный ресурс] // Стоимость выполнения работ на тендерной основе по бурению скважин и отбору проб керна. URL : <http://rostender.info/category/tendery-na-burenie>.
- 19.Крепша Н.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов всех направлений высшего образования. – Томск: Изд. ТПУ, 2016. – 23 с.
- 20.ГОСТ 12.1.038-82.Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
- 21.ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с.
- 22.ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

- 23.ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 50 с.
- 24.ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные
- 25.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 26.Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Заканчивание скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2000. - 670с.
- 27.Булатов А.И. Освоение скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 1999. - 472с.
- 28.Ясов В.Г., Мысляк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. - М.: Недра, 1991. - 333с.
- 29.Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2-й выпуск 2014 год, 2014. – 82с.
- 30.РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М: ОАО «Газпром», ОАО НПО «Бурение», 2010.
- 31.ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.
- 32.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

Приложение А
(справочное)

Solution for existing problems in coring and laboratory core analysis.

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Яковенко Степан Дмитриевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностраннных языков	Матвееенко Ирина Алексеевна	К.П.Н.		

1 Solution for existing problems in coring

1.1 Solution for problems in drilling

The problem of core cracking during drilling of unconsolidated rocks and significant invasion zone depth of the drilling mud can be solved with usage of special PDC-based drill bits in the low invasion (LI) design. For example, 215.9 / 101.6 FC3000, Halliburton. A comparison of the drill bits is shown in Figure A.1. A triangle section of the LI bit allows to achievement a minimum depth of invasion zone in the core.

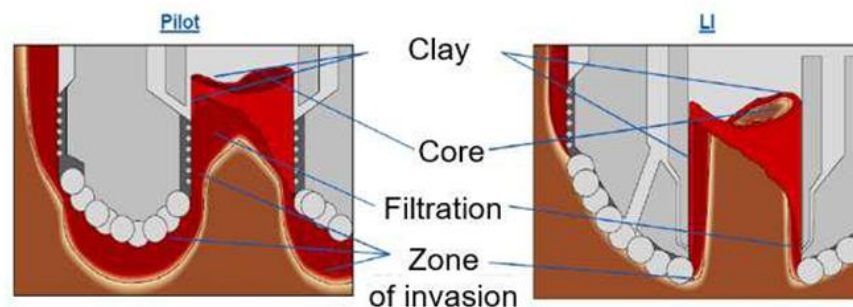


Fig. A.1. – Low invasion (LI) drilling bit in comparasing withstandard drilling bit [1]

In order to reduce the influence of drilling mud on the core sample with high cavernousness and fracture of the reservoir, the use of a neutral insulating agent is necessary. The most simple solution is the usage of non-polar oils which are not miscible with reservoir oil.

An alternative is the usage of inert gels based on polyacrylamide, shown in Figure A.2. However, this technology has several drawbacks. In particular, it may be difficult to completely separate the gels from the cavernous core sample without partially destroying it or changing the properties of the sample if the gel penetrates deep into loose highly cavernous or highly fractured rocks. Examples of such technologies are SK-178/100 LONG -01 LLC NPP Burintekh with Isocor isolating agent and KOS UKR 185/100 TENGIZ with PAA agent and GelCoring technology from Baker Hughes [2].



Fig. A.2. – Core isolation with inert gels GelCoring technology [2]

A comparison of the fluid content in the core sample using the GelCoring technology in comparison with the standard core sampling is shown in Figure A.3.

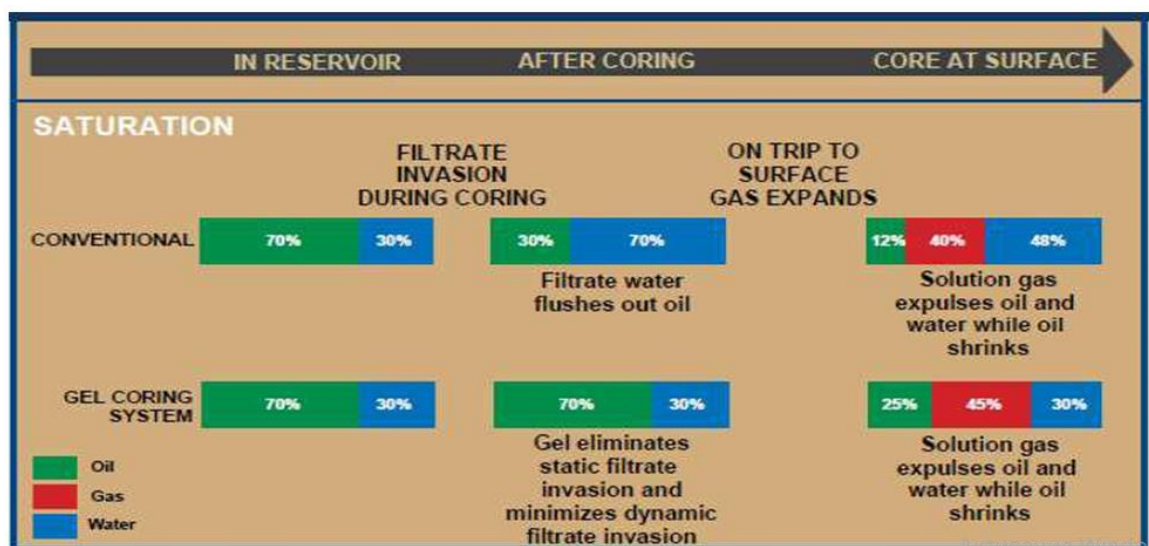


Fig. A.3. – Core isolation with inert gels [2]

An alternative method of preserving the content of reservoir fluids in the core sample is to retain the fluids of the core sample using a sponge system based on polyurethane with a two-pipe sampler, figure A.4. This solution allows to reduce the loss of reservoir fluids before conservation and extraction of the core sample. In the course of drilling, in this case, it is assumed to use polymer drilling fluids based on montmorillonite clay content in the core.

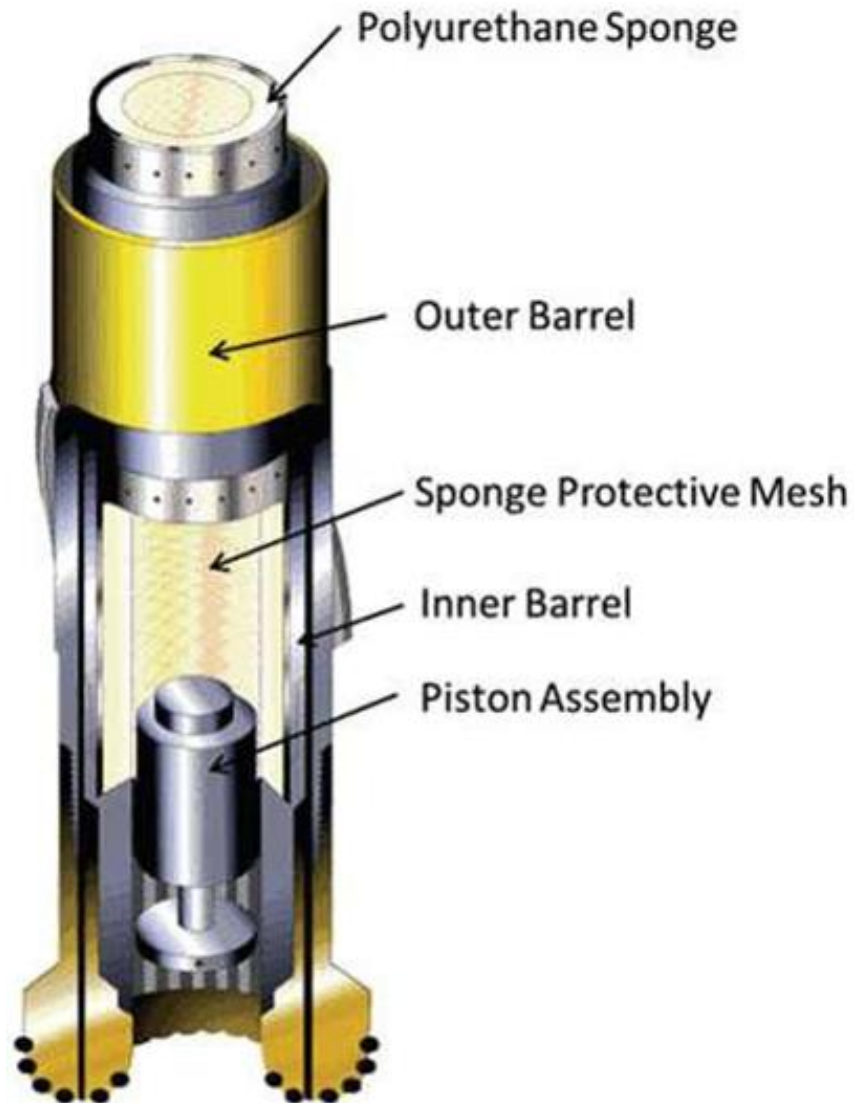


Fig. A.4. – Usage of polyurethane sponge [2]

This technology is less effective in preserving formation fluids in core material relative to the use of polymer gels. However, it is less costly and much simpler to use. A significant advantage of this technique is the lack of need for further core cleaning from the polymer film.

1.2 Solution for problems in coring

To improve the quality of core sampling from unconsolidated formations, it is better to use fully-closed coring systems that use internal coring pipes (tubes) equipped with a special coring system for coring complex rocks that have two main functions: ensuring coring quality by physically supporting coring material during drilling and its subsequent preservation.

This technology allows the core receiver to slide on the surface of the loose core with minimal damage to the core, sealing the core from below, inside the core receiver, preventing the possibility of core sticking in the pipe and its loss.

Core receiver tubes are inserted inside a traditional core receiver and held by a core grabber and friction force. Standard tubes have a maximum length of about 9 meters, for special purposes shorter segments are used.

For the rocks with different physical and mechanical properties and drilling conditions, core receiving devices of the following series are used: Nedra, Cambrii, Silur, Tengiz, Reef, Plutonium, and MAG (table A.1).

Table A.1 – Core receiving devices according to TU 3664-007-70587573-2009

Coring shells (CBS)	Core	Core diameter, mm	Category of difficulty
«Nedra»	Uncomplicated drilling conditions	52, 67, 80, 100	I
«Silur»	Scree, landslides, guttering, tacking	52, 80	III
«Cambrii»	Loose, poorly cemented, fractured rocks	67, 100	III
«Tengiz»	Gas and oil manifestations, absorption	100	III; IV
«Reef»	Friable, loose, highly fractured, reefogenic rocks	120	III; IV
«MAG»	Hard, consolidated, abrasive	60	I
«KIM»	Hard, consolidated, abrasive	52, 80, 100	III
«Lainer»	Weakly cemented, loose rocks	80, 100	IV; III
«Structura»	Unlit bottom sediments during offshore exploration drilling	57, 80	IV
«Plutonium»	Very loose, crumbling strongly fractured rocks	80;100	III - IV

Along with domestic samples for these rock categories, foreign production sampling techniques are used in rock drilling practice (container-type coring shells, shells with a rubber sleeve, shells with a fully closed core receiver of the EU HYDRO-Lift system and similar DBS systems).

To solve the problem of core destruction during its extraction after completion of the drilling process, it is necessary to use special core sampling shells. This requirement is based on the fact that the standard shells used (according to the CBS scheme type

KIM 190.5 / 215.9) after removing the inserts allow the destruction of unconsolidated core, what is unacceptable [3].

In particular, an alternative is receiving devices with coring devices for angular extraction (breaking) of samples based on KOS RIF UKR-195-120 (or KOS Liner) using fiberglass core pipes or foreign solutions (Figure A.5).

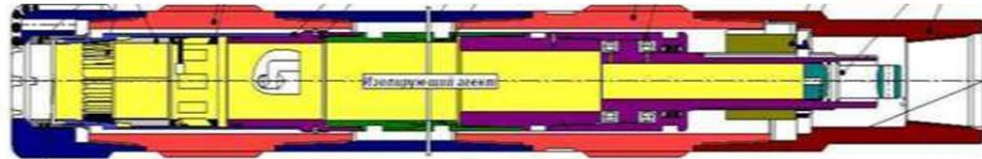


Fig. A.5 – A special core-receiving device of the "Reef" type [4]

To increase the efficiency of core drilling, it is important to know the geological features of the section and take them into account when selecting the type and design of a core sampling tool.

1.3 Solution for problems in core extraction

To solve the problem of root destruction when it is raised from the well, conservation of core material is required while maintaining conditions as close as possible to the initial ones in the formation. This is possible with the use of two wall core-receiving pipes made of fiberglass or aluminum and special core-receiving equipment, for example, CBS “Reef”.

An alternative, without the possibility of preservation of the core sample during its collection, is a change in the rate of rise of the coring shell. In this case, it is necessary to take into account the degassing point and the gas fluid factor in the core sample. For oil-saturated reservoirs, the ascent rate from the bottom of the well is recommended at 240 meters per hour, and when rising to a depth of 150 meters - 120 meters per hour. Starting from a depth of 150 meters - 36 meters per hour.

In addition, in order to avoid deformation of the core pipe during its descent from the rotor table to the receiving bridges, it is necessary to use a wooden or metal laying frame, which prevents pipe bending and core deformation during its descent. Examples of core after various descent of the pipe are presented in Appendix 4.

1.4 Solution for problems in the preparation of core for transportation

According to standard technology, single-use pipes after lifting from the well are cut using circular saws with a disk diameter of 355-360 mm into meter sections, as shown in Figure A.6. It is most desirable to use band saws instead of cutting machines, due to the lower impact load on the core during the cutting process, as well as less vibration load.

The ends of the resulting tubes are closed with caps with a diameter corresponding to the diameter of the pipes and fixed with clamps, which protects the core from drying and destruction. Subject to the technology of selection in fiberglass pipes, the weakly consolidated, friable, fractured core remains unchanged.



Fig. A.6 – Segmentation of a core pipe

To solve the problem of the destruction of core material during transportation, it is necessary to use segmented tubes, as well as to preserve the core by filling core pipes with with a stabilizing inert agent. This will prevent damage and deformation of the rock sample during transportation. As fixing compositions it is possible to use polyurethane foam, non-polar oil, polyacrylamide paste or a gypsum mixture (an example is the composition of Reslab together with Norske Shell, Norsk Hydro, Norsk Agip). Advantages and disadvantages of various methods are presented in Appendix 5.

When selecting preservative compounds, several mandatory conditions must be observed: the compositions must be safe, easy to remove and do not change both the composition and properties of the rocks. Based on the components of the core material, the best way is to use a gypsum mixture as an inert agent that can be easily removed from the rock sample. It is also possible to use polyurethane foam injected under pressure (Figure A.7).



Fig. A.7 – Preservation of core tubes with polyurethane resin

An alternative is the combined core freezing using liquid nitrogen with preliminary application of core fixation using the «Plastic strip» technology (Figure A.8). The purpose of using such technologies is to minimize core displacement relative

to each other without the use of preserving compounds, as well as to reduce the impact of impact loads during core transportation.

It should be borne in mind that at freezing temperatures below -35°C , changes in the structure of rocks in the selected core samples occur. According to a Schlumberger study [5], predicting structural changes in core samples at temperatures below -50°C is extremely problematic. In this regard, freezing using liquid nitrogen to -197°C can lead to a significant change in the results during laboratory studies.



Fig. A.8 – Core stabilization using Plastic Strip (Baker Hughes) technology

In addition, for the delivery of core material, it is necessary to use special boxes with spacers from damping materials and cutouts for tubes with core. An example of such a box is shown in Figure A.9.



Fig. A.9 – A special box for the transport of core tubes

Using standard boxes made of wood or impact-resistant plastic, it is necessary to additionally lay them with thin sheets of shock-absorbing material, for example, foam rubber with a thickness of 5-10 mm. In the case of using freezing technologies for core preservation, for transportation it is necessary to use thermally insulated trailers, which allows maintaining optimal storage conditions for the material [6,7].

Core transportation to the laboratory for further analysis is possible by trucks with at least a mud road and the necessary transport infrastructure. An alternative, it is delivering core using a helicopter to the nearest transport point.

2 Solution for problems with laboratory core analysis

2.1 Core acceptance

At all stages of work with unconsolidated (weakly cemented) core, it is necessary to completely exclude shock effects on the tubes with the core and on the core itself. After receipt of the core, it is necessary to accept it. The procedure is described in table A.2

Table A.2 – The procedure of core material acceptance

№	Work in progress at this step
1	Compare the core quantity with the core sampling report, and make sure that the core material was not lost during transportation. Indicate all damage and deformations of the core that occurred during work with the core in the well and during transportation.
2	Check for compliance with the total depth the numbering and order of transport containers.
3	Check for tube markings.
4	Assess the tightness of the tubes.
5	At the end of the core survey, draw up a core inspection report in duplicate.

2.2 Preparation of the core for research

At the initial stage of work, after completion of the core acceptance process and registration of the obtained samples in the database, it is necessary to carry out primary measures. The purpose of specialized preparatory work is to obtain information about the quality of the core, about its binding to the logs and depth, to carry out preparatory work for research, to clarify the places of sampling. The main objectives that should provide the required result upon their completion are presented in table A.3.

Table A.3 – The order of core material preparation for research

№	Work in progress at this step
1	Core tomography, express processing of results;
2	Profile gamma-ray logging;
3	Linking the core to the log results, sending the results to the Customer;
4	Clarification of core orientation by bedding;

Continuation of table A.3 – The order of core material preparation for research

5	Clarification of sampling locations at: <ul style="list-style-type: none"> • Determination of oil saturation (if this is not done in the field); • Definition of geomechanical studies on full-size samples; • Production of samples by indentation (drilling on "dry"); • Production of standard samples with freezing; • Production of samples for stream experiments; • Production of standard samples for geomechanical studies (with dimensions in the ratio of diameter to length 1:3);
6	In accordance with the requirements of the program, the first to produce samples are the indentation method on unfrozen core (as well as samples using the “dry” drilling technology);
7	After core freezing, samples are made for stream experiments;
8	Core sawing;
9	The core is photographed in white and ultraviolet light;
10	The core is photographed in white and ultraviolet light;
11	A layered (if necessary, sedimentological) description is performed;
12	The spent core is placed for long-term storage in the frozen state of the cryokung (for a period of up to 6 months, temperature -25°C).

2.2.1 Obtaining primary information about core samples

Tomography is recommended for mandatory use by experts from BP, CoreLab, Weatherford, Shell. As equipment for its implementation, an X-ray tomograph HD360-16 from Universal Systems or its analogue can be used.

Unconsolidated core tomography should solve the following problems:

- Quality control of selected core
- Refinement of core binding to log data (complex intervals, with ambiguous alignment according to the gamma ray log)
 - Core orientation by bedding
 - The choice of intervals for the manufacture of samples by indentation
 - The choice of intervals for the manufacture of full-sized samples

- Selection of sampling locations for streaming experiments
- Selection of sampling sites for geomechanical studies
- Selection of sampling sites for petrophysical studies

At the end of the work, photographs for each tube along the core axis (in the XZ and YZ planes) and perpendicular sections in the most interesting areas (from 2 to 10 sections per 1 meter) should be provided as a standard report form. The text part of the report should contain a determination of the x-ray density along the core, a qualitative and quantitative assessment of the cracks, and information about the bedding [3]. An example of the results of tomographic imaging is presented in Appendix 6.

The construction of structural 3D core models based on photographs obtained during tomography is theoretically possible, however, no equipment or software was found that could realize this task for further use in modeling.

2.2.2 Linking the core data to well log data and depth

It is necessary to measure the natural radioactivity of the core to complete depth positioning of core to the log data. To accomplish this task, it can be used SPGL-300 equipment which is designed by Core Laboratories Instruments or its equivalent.

The core speed relative to the detector during measurements is recommended to be set in the range of 0.1-0.15 m / min for weakly consolidated core in order to improve the quality of research results.

Gamma-ray research solves the following problems:

- Determination of total radioactivity (API).
- Determination of the content of radioactive elements of potassium (%), uranium (ppm), thorium (ppm).
- Determination of density of the studied core (gamma-gamma-ray logging)

Comparison and alignment of core curves with the GR curve from the log data.

- Correction of the obtained results in depth, in order to eliminate errors caused by the presence of transport plugs on the tubes (leading to a fictitious lengthening of the core column) and the core to the depth of drilling and well logging
- Creation of a combined lithologic-and-petrographic plot with a description of the results of the study.

As a standard report form, a table of measured core parameters is created with reference to a certain depth, as well as a lithologic-and-petrographic plot with reference to core material to the depth of sampling and well logging.

2.2.3 Core preparing for laboratory tests

Each oil company and laboratory center have their own established practices for working with unconsolidated core. However, due to the lack of recommendations in the domestic regulatory documents for conducting studies of unconsolidated core, it was decided to take API PR40 as the basis that best describes the recommended work practices.

It is important to note that there are no established recommendations in domestic practice for the preparation of the core for the samples gaining. The degree of influence of freezing on the reservoir properties of rock samples has not been fully explored, but the publications note that freezing changes the internal structure of grains, affecting permeability and porosity in an unpredictable way. Quick freezing

leads to a high temperature difference between the surface and the inner part of the samples, increasing the pressure within the samples and, as a result, leading to cracking [7, 8].

Foreign researchers recommend the following sequence: first, the core is frozen to a temperature of -25°C , then to a temperature of -57°C or even -80 [7, 8, 9]. According to Schlumberger recommendations, core samples should be frozen at temperatures not lower than -35 degrees for weakly cemented reservoirs. This is due to

the significantly increasing effect of low temperatures on the pore structure of images at the intersection of a given temperature mark [5].

At the same time, for conducting rapid studies it is often necessary to use liquid nitrogen. The main disadvantage of the freezing stage in liquid nitrogen is the destruction of the strength of the skeleton grains and clay particles.

It is supposed to store frozen core for a long period of time (about six months) in a specialized thermo-container, the refrigeration unit of which will allow maintaining the temperature of -35°C all year round.

2.2.4 Core sawing

It is necessary to cut cylinder core samples after completion of the freezing process for tests. The sawing process should be done with a band saw due to a clean cut, the possibility of cutting large diameters of samples, high speed and low impact load on the core.

Sawing tubes with core is carried out in a ratio of 1:3. The sawing scheme is shown in Figure A.10. After samples taking, may be done a second saw cut. The first core cut 1-inch (2.54 cm) thick is placed on a flat tray and poured with epoxy. This part is intended for long-term storage. Storage of thin sections is more advantageous in terms of costs for occupied space, but the costs for implementation are higher.

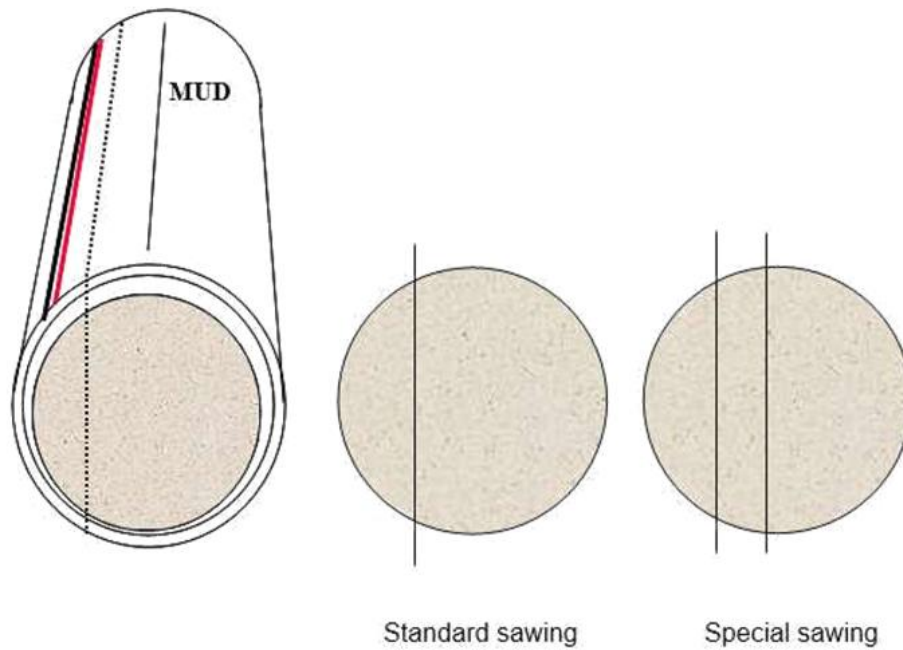


Fig. A.10 – Laboratory core sawing scheme [21]

The second part of $2/4$ of the core thick is wrapped with plastic along, with a mandatory fixation and placed back in the freezer. The third $1/4$ thick part of the core enters the photographing area, after which it is placed in the freezer similarly to the first part.

2.2.5 Sampling from core material for research

Samples drilling areas are identified by computed tomography and core-log analysis. It is especially important to clarify the direction of bedding. It is necessary to highlight the main lithotypes found in the core. In each lithotype, it should be performed a extrusion of samples by the pressing-in method. If the quality of the samples is unsatisfactory, such intervals are marked as the target for the sampling with drilling equipment after core freezing with liquid nitrogen. Typical core sampling scheme is shown in Figure A.11.

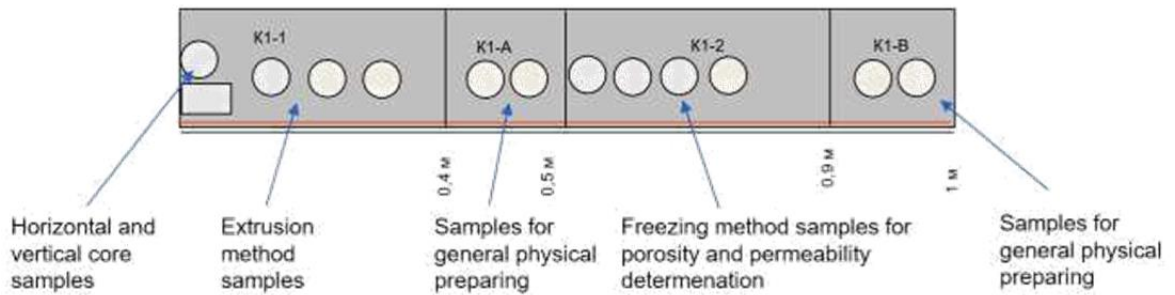


Fig. A.11 – Core-sampling scheme [3]

In the practice of studies on unconsolidated core samples, two main technologies for producing samples for further research are used - the method of indentation and drilling of samples with cooling with liquid nitrogen [9].

The pressing-in method is used for samples gaining from unfrozen core. This method is carried out as follows:

Perforation of the tube to the thickness of its wall Core cleaning from the mud cake

Immersion of the thin-walled plunger in the core until it stops The core plunger is removed and immersed in liquid nitrogen.

After heating the plunger on a gas burner, the core sample removed and placed in a rubber cuff (foil). A protective metal grids are fixed at the sides of sample [2]. An example of method implementation is shown in Figure A.12.

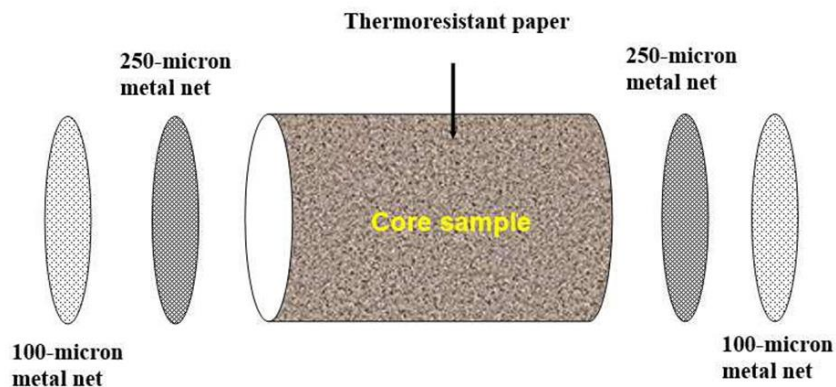


Fig. A.12 – Core-samples stabilizing [9]

Currently, one of the most advanced devices for performing such work is the equipment of the ErgoTech company (Great Britain).

The pressing-in method has limitations on its applicability in heterogeneous, layered core sections. In addition, during compaction, rock compaction inevitably occurs in the end sections of the samples (the degree of compaction is poorly controlled). It is important to note that the unconsolidated core, in turn, is decompressed during core sampling, and the degree of decompression cannot be controlled.

If it is impossible to manufacture samples by the pressing-in method, it is necessary to produce samples using cryotechnologies:

Core samples are drilled using a supply of liquid nitrogen, usually under a pressure of 2 atmospheres. For better drilling, it is necessary to circulate liquid nitrogen through the crown, in order to remove core particles and ensure quick and high-quality drilling of the sample.

Due to the fact that extruded samples can be taken without using freezing, the best option would be to use both methods of sampling to obtain the greatest amount of information and make adjustments to the measurements taken.

After core samples been taken, the following technical solutions are used to preserve them:

- Casing of samples with various types of shrink films.
- Casing of samples with metal (nickel) foil.

Each technology has advantages and disadvantages – samples preserving using shrink film, requires: tight contact between the side wall of the sample and the film, tight fixation of the end filters, the film must be inert to the use of aggressive fluids used in further research of core samples.

Using metal foil, it is impossible to measure resistivity and the method of preserving samples is more laborious and has higher risks of obtaining low-quality samples, however, the influence of metal grids on porosity and permeability

measurements is much lower than fluoroplastic plates used in conjunction with heat shrinkage [9].

Examples of manufactured samples using each of the technologies described above are presented in Figure A.13.



Fig. A.13 – Core-samples for tests [10]

References :

1. Halliburton company [electronic resource] // Drill heads in design Low invasion. URL: <https://www.halliburton.com/ru-ru/products-services/drill-bits-services/coring-services/standard/systems/low-invasion-coring-system.html>.
2. Course hero [electronic resource] // Gel Coring System SM materials. URL: <https://www.coursehero.com/file/23996029/603-004PDF/>
3. RD 153-39.0-069-01 Technical instructions for conducting geological and technological studies of oil and gas wells.
4. Bitner AK, Prokaten EV: Methods of studying reservoir rocks and fluids. Textbook Krasnoyarsk, Siberian Federal University 2018.
5. Report of the Schlumberger company "Investigation of the effect of rock freezing on its physical properties" in the framework of work under contract No. 810-10 of 23.12.2010..
6. Sinokok. K .: "Detailed instructions for the selection, processing, storage and transportation of core samples", April 15, 2008, BP.
7. Rousseau J., Ollivier F., Parker S.. The freezing procedure is the key to a successful formation assessment program - how to ensure that core samples are kept frozen throughout the processing and transportation phase. Kirk Petrophysics, Ltd SCA2011-40.
8. Garcia J.V., Rousseau J. , Dourel D. , "Well site core stabilization and packaging - the first step in acquiring undisturbed core", Kirk Petrophysics, ltd., SCA2010-35.
9. API RP40 Recommended Practical Core Analysis, American Petroleum Institute, 1998.
10. R Gazprom 065-2009 Methodical recommendations for carrying out, processing, storing and presenting the results of lithological and petrographic core

Приложение Б

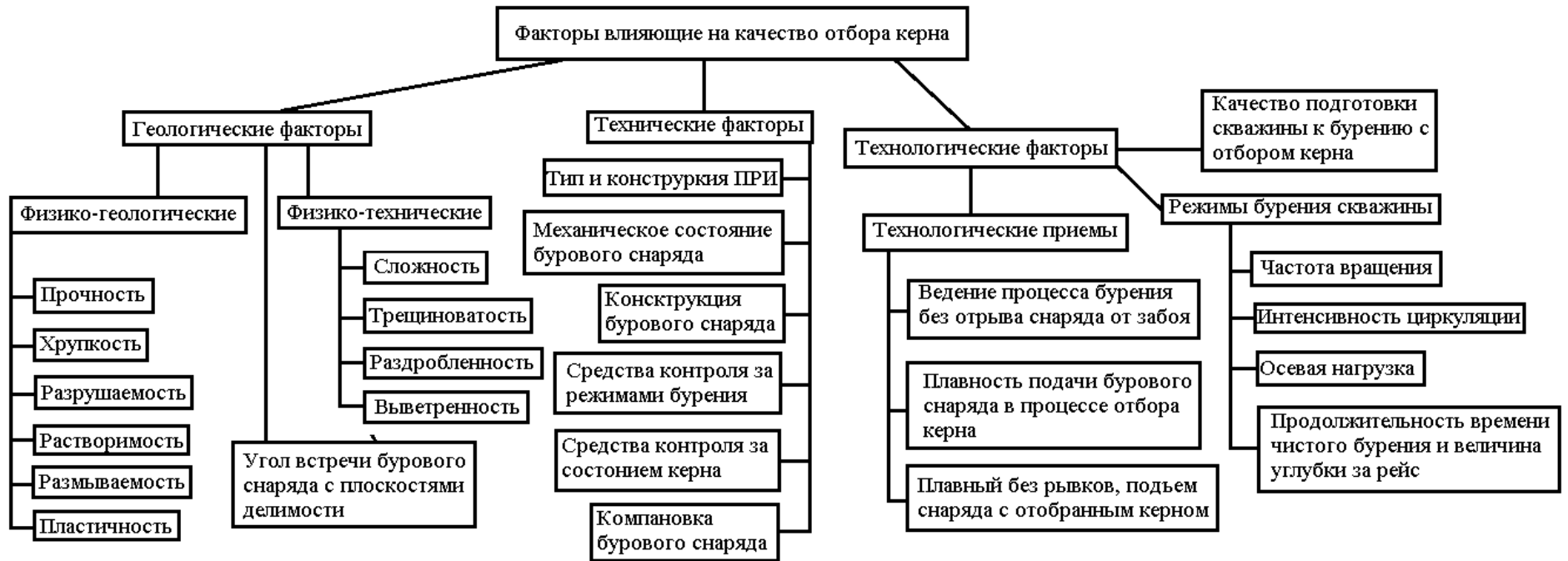


Рисунок Б.1 – Влияние факторов на отбор керна

Приложение В

Таблица В.1 - Основные типы боковых грунтоносков для отбора керна

п/п	ТЕХНОЛОГИЯ	ОСОБЕННОСТИ	НЕДОСТАТКИ	ПРИМЕНЕНИЕ
	Керн, отбираемый с помощью стреляющего бокового грунтоноса	Отбирается посредством выстреливания небольшой камеры (диам. 2,5 см) или «пулей» в ствол скважины. Извлекается с помощью кабеля, прикрепленного к «пуле». За один рейс можно получить до 90 образцов.	Требует номинального диаметра ствола скважины, пробы небольшого размера / нет информации о направлении. Некачественный отбор/разрушенная ГП величина каждого заряда должна соразмеряться с прочностью ГП (что обычно неизвестно) «пуля» может не пробить стенку ствола скважины (твердая ГП/высокая депрессия) возможен прихват «пули» и кабеля в стенке ствола скважины – скважина засоряется	Литологические, геохимические и стандартные петрофизические исследования, комплекс исследований ограничен небольшим диаметром образцов.
	Пробы керна, отбираемые с помощью роторного бокового грунтоноса	Образцы отбираются посредством высверливания образцов. В стандартной модификации диаметром 1.0 x 2.0 дюйма (2.5 x 5 см). В новой модификации размер образцов 1.5 x 2.5 дюйма (3.81 x 6.35 см.). Хорошее состояние отобранного керна есть возможность отбора более широкого ряда ГП (как твердые, так и мягкие)	Требует ствола номинального диаметра образцы небольшого размера/нет информации о направлении не вскрывает участки ниже потенциально поврежденной стенки ствола скважины инструмент сложный и требует экспертного сопровождения индексация глубин на пробах заходит неглубоко/либо совсем не проникает в твердые ГП/ высокая депрессия высокая стоимость – особенно в случае работы на трубах вероятность прихвата из-за перепада давлений	Для образцов диаметром 1 дюйм (2.5 см): Литологические, геохимические и стандартные петрофизические исследования, комплекс исследований ограничен небольшим диаметром образцов. Для образцов диаметром 1.5 дюйма (3.81 см): Литологические, геохимические, стандартные и специальные петрофизические исследования, возможно проведение потоковых экспериментов.

Приложение Г

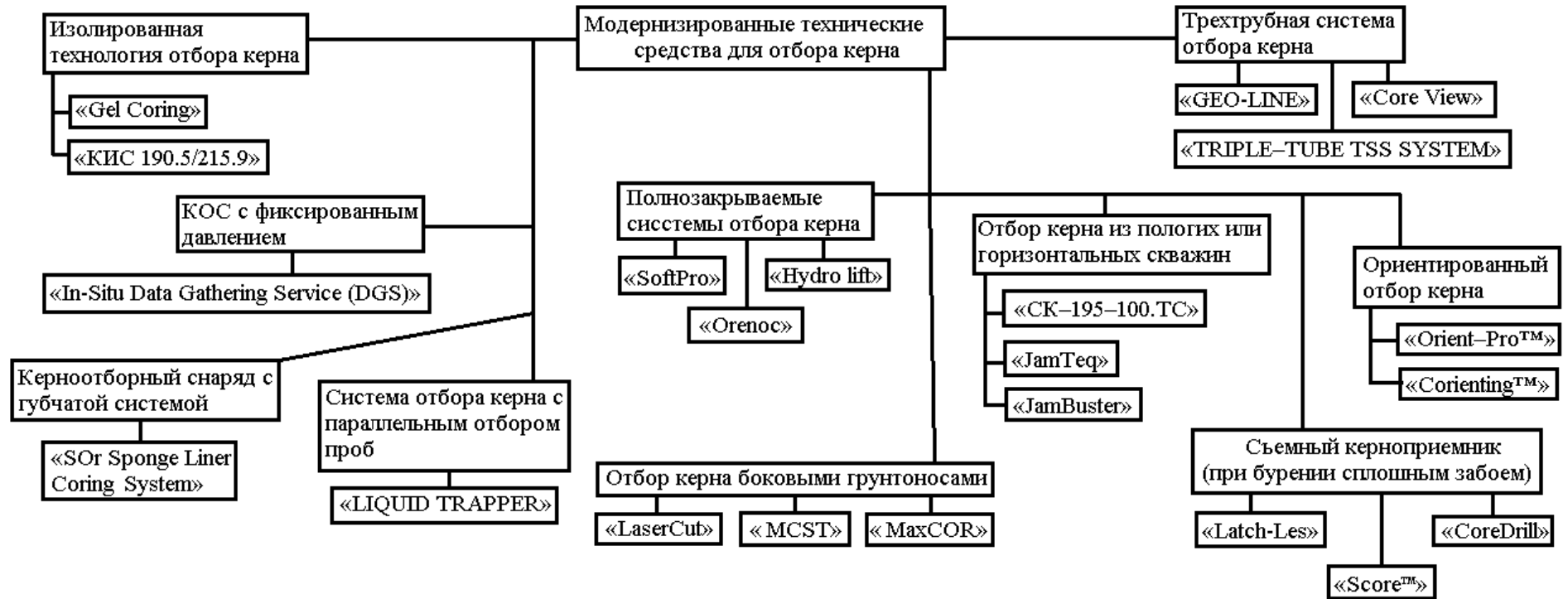


Рисунок Г.1 – Влияние факторов на отбор керна