

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ технологии бурения скважин с управляемым давлением на забое

УДК 622.24-531.8

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Кулешов Даниил Игоревич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ОПП

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

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)
01 марта 2021	1. Проведение литературного обзора по теме	20
01 апреля 2021	2. Проведение аналитического обзора и обобщения опыта по тематике диссертации.	10
11 апреля 2021	3. Обзор технических средств технологии бурения с управляемым давлением	15
1 мая 2021	4. Проведение литературного обзора по тематике диссертации и анализ полученных результатов.	30
11 мая 2021	5. Обобщение информации и формирование диссертации.	20
25 мая 2021	6. Предварительная защита диссертации.	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалёв А.В.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	К.Х.Н.		

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

_____ Минаев К.М.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации	
Студенту:	
Группа	ФИО
2БМ92	Кулешов Даниил Игоревич
Тема работы:	
Анализ технологии бурения скважин с управляемым давлением на забое	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	17.03.2021, 76-64/с
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: технология бурения скважин с управляемым давлением Область применения: нефтегазовые и нефтесервисные предприятия
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений науки и техники в рассматриваемой области; 2. Обобщение и систематизация данных о технологии БРД; 3. Анализ внештатных ситуаций с целью выработки указаний при их возникновении; 4. Финансовый менеджмент; 5. Социальная ответственность; 6. Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык; 7. Выводы по работе.

Перечень графического материала	Необходимость в графических материалах отсутствует
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Доцент ОНД, к.э.н., Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Профессор Сечин Александр Иванович
Часть на иностранном языке	Сумцова Ольга Витальевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Analysis of the technology of drilling wells with controlled pressure at the bottom	

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 ОНД	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Кулешов Даниил Игоревич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Кулешов Даниил Игоревич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления; 2. Линейный календарный график выполнения работ; 3. Нормативная карта.	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Кулешов Даниил Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Кулешов Даниил Игоревич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

«Анализ технологии бурения скважин с управляемым давлением на забое»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: буровое оборудование, предназначенное для бурения с регулируемым давлением. Предмет исследования: обобщение опыта бурения скважин на управляемом давлении
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1 Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Описание правовых норм для проведения работ, связанных с эксплуатацией бурового оборудования согласно следующим документам: 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021). 2. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ (ред. от 01.01.2021) «О специальной оценке условий труда».
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ выявленных опасных и вредных факторов на буровой установке (действие факторов на организм человека, приведение допустимых норм с ссылками на нормативные документы, меры предосторожности): 1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны. 5. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 6. Поражение электрическим током 7. Пожаровзрывоопасность
3. Экологическая безопасность: 3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду. 3.2. Охрана недр	1. Загрязнение атмосферного воздуха вследствие выбросов выхлопных газов; 2. Механическое и химическое загрязнение водоотводов в результате стаивания отвалов; 3. Нарушение естественных свойств геологической среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 4.1. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований. 4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.	1 Возможные чрезвычайные ситуации при разработке и эксплуатации проектируемого решения – газонефтеводопроявление (ГНВП), возгорание ГСМ, наводнение. Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление. 2 Обоснование мероприятий по предупреждению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Сечин А.И.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Кулешов Даниил Игоревич		

Сокращения

БРД – бурение с регулируемым давлением;

РУГ – роторный устьевой герметизатор;

ПУУ – подшипниковый уплотнительный узел;

ЭЦП – эквивалентная циркуляционная плотность;

ЭСП – эквивалентная статическая плотность;

СПО – спускоподъёмные операции;

ГРП – гидроразрыв пласта;

СДМ – Северо-Даниловское месторождение;

ОК – обсадная колонна;

УБР – утяжелённый бурильный раствор;

МАASP – максимальное допустимое давление в затрубе;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

ПУГ – превентор универсальный гидравлический;

DFIT – Dynamic Formation Integrity Test;

SBP – Противодействие на поверхности;

MPD – More Pressure Drilling

Реферат

Магистерская диссертация включает 111 страниц текстового материала, 19 рисунка, 17 таблицы, 40 источников, 6 приложений.

Ключевые слова. Эквивалентная циркуляционная плотность, бурение с управляемым давлением, бурение с регулируемым давлением.

Объект исследования. Рекомендации при возникновении осложнений при использовании технологии БРД.

Цель работы. Обобщение и систематизация данных о технологии БРД.

Результаты исследования. Основным результатом исследовательской работы является разработка указаний при возникновении осложнений при использовании технологии БРД.

Методы проведения исследования. Был проведен сбор данных применения различного оборудования и технологии для бурения скважин с управляемым давлением и по результатам проведенного анализа приведены указания при возникновении осложнений.

Область применения. Технологии бурения скважин в условиях аномально-высоких пластовых давлений.

Оглавление

Сокращения.....	9
Введение.....	14
1. Технология бурения с управляемым давлением.....	15
1.1 Описание технологии бурения с управляемым давлением	15
1.2 Бурение с регулированием давления	18
2. Оборудование MPD.....	21
2.1. Рейтинги давления системы MPD - скважина	21
2.2. Роторный устьевой герметизатор «RCD3».....	23
2.2.1. Подшипниковый уплотнительный элемент	25
2.2.2. Факторы уменьшения срока службы уплотнительного элемента	25
2.2.3. Рекомендации по замене ПУУ – суммарное время вращения подшипника	28
2.2.4 Рекомендации по замене ПУУ – хождение инструмента	29
2.3 Манифольд с полуавтоматическими дросселями «LPAC»	30
2.3.1 Дроссельный манифольд.....	30
2.3.2 Гидравлический дроссель «Auto-choke» и панели управления дросселем	31
2.4 Газовый расходомер Carbon Tracker	33
2.5 Газосепаратор «MGS»	34
2.6 Факельная установка.....	36
2.7 Схема обвязки оборудования БРД	37
2.7.1 Главная линия БРД.....	37
2.7.2 Вспомогательная линия БРД.....	38
3. Плотность бурового раствора	39
3.1 Опасные факторы	39
3.2 Плотность в поверхностных и скважинных условиях	41
3.3 Определение температуры бурового раствора	42
3.4 Гидравлические расчёты MPD для бурения секции 152,4 мм	43

3.5.1	Входные данные для гидравлических расчётов ЭЦП	44
3.5.3	Расчёт ЭЦП при переводе скважины на раствор 1,86 г/см ³	46
4	Стратегия МРД на примере скважины №365Р Кп №1 СДМ	47
4.1	Бурение в интервале с применением технологии МРД	47
4.2	Наращивание бурильного инструмента.....	47
4.3	Спускоподъёмные операции.....	48
4.3.1	Подъем с противодавлением в башмак ЭК с целью замены ПУУ РУГ	48
4.3.2	Подъем с противодавлением после замещения на раствор глушения 1,88 г/см ³	48
4.4	Ответственные стороны	48
4.5	Картирование градиентов давления.....	49
4.6	Замещение скважины на раствор глушения.....	51
5	Действия при нештатных ситуациях.....	53
5.1	Дерево решения при поглощении	53
5.2	Действия при ГНВП – матрица МРД.....	53
5.3	Действия при признаках нестабильности ствола.....	54
5.4	Действия при отказе обратных клапанов в КНБК.....	54
6.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	56
6.1	Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины	56
6.2	Разработка календарного план-графика строительства скважины	62
6.3	Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	63
6.4	Расчёт стоимости установки оборудования МРД.....	65
7.	Социальная ответственность	67
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	67
7.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	67
7.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	68
7.2.	Производственная безопасность	69
7.2.1	Анализ вредных производственных факторов.....	69

7.2.2 Анализ опасных производственных факторов.....	75
7.3 Экологическая безопасность.....	77
7.3.1 Анализ влияния процесса объекта исследования на окружающую среду	77
7.3.2 Охрана недр	78
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	79
7.4.1 Анализ возможных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований	79
7.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	80
Заключение	82
Список использованных источников	84
Приложение А	88
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	106
ПРИЛОЖЕНИЕ В	107
Приложение Г	108
Приложение Д.....	110
Приложение Е.....	111

Введение

Применение традиционной технологии бурения нефтяных и газовых скважин, как правило, предполагает создание существенной репрессии на пласт с целью предупреждения проявлений, сохранения устойчивости стенок скважины и др. Использование такой технологии сопровождается снижением механической скорости проходки и ухудшением коллекторских свойств пластов. Решение указанных проблем применением энергоемких долот, форсированных режимов бурения, безглинистых буровых растворов, как правило, требует значительных капитальных вложений и не оправдывает себя с технической и экономической точки зрения, особенно в удаленных регионах Крайнего Севера. Необходимость разведочного и эксплуатационного бурения в указанном регионе, связанная с его перспективами по запасам углеводородного сырья, требует разработки и совершенствования технологий бурения, обеспечивающих поддержание необходимого минимального давления на забое.

Одним из перспективных направлений решения этой проблемы является технология бурения с регулированием дифференциального давления в системе «скважина-пласт». Вариантом реализации технологии, внедряемым в настоящее время, является применение герметизированной системы циркуляции, что существенно упрощает схему промывки скважины и обеспечивает плавное регулирование давления на забой.

Цель данной работы заключается в обобщении и систематизации данных в области строительства скважин с управляемым давлением, основываясь на проведенном литературном анализе данной технологии и используемого оборудования.

1. Технология бурения с управляемым давлением

1.1 Описание технологии бурения с управляемым давлением

Традиционный способ бурения предполагает превышение гидростатического давления бурового раствора в скважине над пластовым давлением. Во время циркуляции бурового раствора давление, оказываемое на пласт, увеличивается по сравнению со статическими условиями, что обусловлено возникновением сил трения в кольцевом пространстве при движении жидкости.

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{гст}} + P_{\text{тр}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{заб}}$ – забойное давление, МПа;

$P_{\text{гст}}$ – гидростатическое давление, Мпа;

$P_{\text{тр}}$ – давление потерь на трение, Мпа.

Для удобства и простоты сравнения забойного давления в динамических условиях с градиентом пластового давления и плотностью бурового раствора применяется термин эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП), которая рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{ЭЦП} = \rho_p + P_{\text{тр}} / (9.81 \times H) \quad (2)$$

где ρ_p – плотность раствора, кг/м³;

$P_{\text{тр}}$ – давление потерь на трение, Мпа;

H – глубина по вертикали, м.

В традиционном бурении ЭЦП зависит от геометрии внутреннего пространства скважины и спускаемого бурового инструмента, режимов бурения, реологии и плотности бурового раствора. На стадии планирования плотность бурового раствора подбирается таким образом, чтобы в статических условиях давление столба жидкости превосходило давление пластового флюида и давление, при котором стенки скважины сохраняют устойчивость, тем самым предотвращая флюидопроявление и разрушение ствола, а давление в

динамических условиях не превышало давление гидроразрыва пласта (ГРП), исключая его возникновение с последующим поглощением. Распространенная схема традиционного способа бурения представлена на рис. 1.

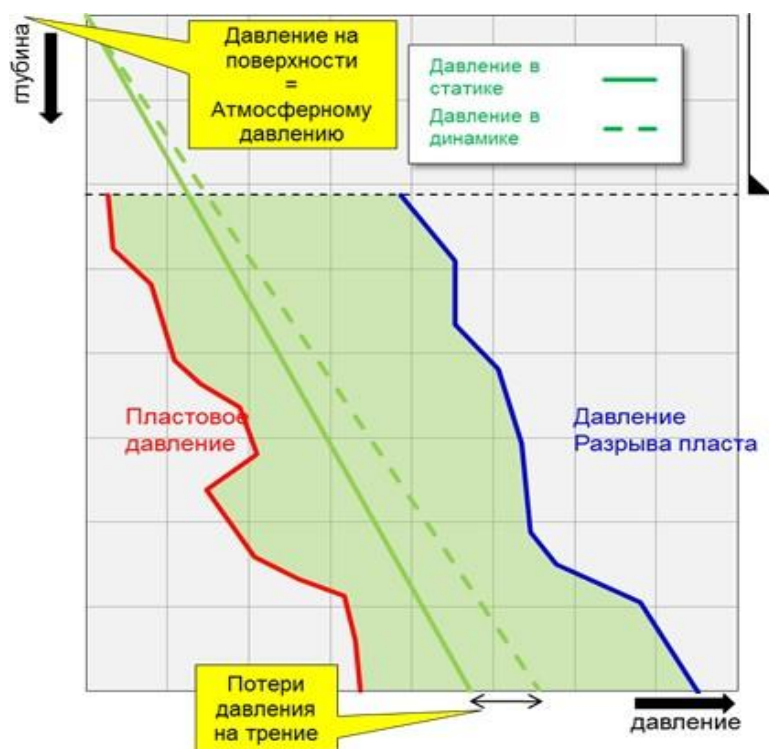


Рисунок 1 – Операционное окно при бурение традиционным способом через зоны с нормальным пластовым давлением

Диапазон между величиной пластового давления и давлением разрыва пласта называется «окном допустимых режимов бурения» или «операционным окном». В данном случае «окно» достаточно широкое для бурения скважины без возникновения осложнений, таких как ГРП и потеря циркуляции.

В случае, когда в процессе строительства скважины вскрываются пласты аномальным значением пластового давления (АВПД, АНПД), «операционное окно» сужается, при этом картина бурения приобретает вид, показанный на рис. 2.

При данном сценарии в статических условиях скважина находится в стабильном состоянии, но при возобновлении циркуляции происходит увеличение забойного давления, значение которого превышает давление разрыва

пласта, что приводит к поглощению промывочной жидкости. Как правило, в таких случаях экономически целесообразным решением является спуск промежуточной обсадной колонны.

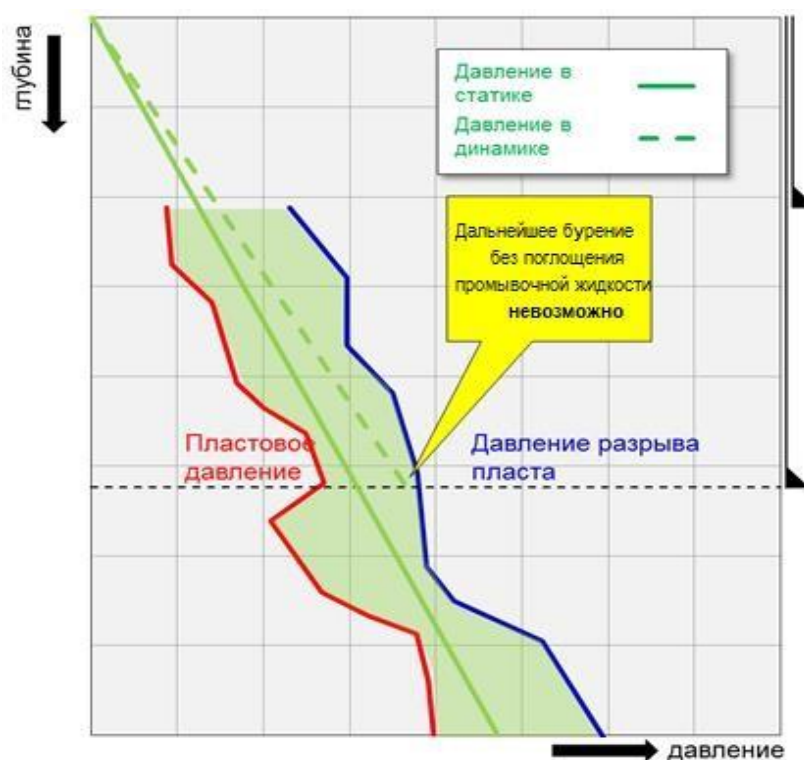


Рисунок 2 – Операционное окно при бурении традиционным способом через зоны с аномальным пластовым давлением

Бурение скважин на месторождениях Восточной Сибири осуществляется на продуктивный пласт Рифейских отложений, которые характеризуются высокой трещиноватостью и наличием каверн, а также высоким газовым фактором флюида (близко $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$) [26], при этом давление продуктивного пласта аномально низкое – значение градиента пластового давления лежит в диапазоне 0,85-0,92. Вид операционного окна идентичен рис. 2, поэтому строительство горизонтальной секции сопряжено с рядом осложнений, обусловленных интенсивными поглощениями и потерей циркуляции.

Предотвращение потери циркуляции путем снижения плотности бурового раствора оказалось неэффективным в силу непредсказуемости характера трещин и расположения каверн. Использование бурового раствора с

плотностью близкой к значению градиента пластового давления позволило снизить интенсивность поглощения в процессе бурения, однако во время остановки насосов наблюдался приток, что требовало принятия мер по глушению скважины путем закачки утяжеленного раствора. В свою очередь, закачивание раствора глушения приводило к увеличению избыточного давления на пласт, происходило увеличение трещин и увеличивалась интенсивность поглощения, в результате чего в статических условиях уровень бурового раствора в скважине снижался, снижалось значение давления столба жидкости на пласт, что приводило к газопроявлению.

1.2 Бурение с регулированием давления

Бурение с регулированием давления (БРД) – адаптивный метод бурения, при котором осуществляется точный контроль профиля давления по всему кольцевому пространству ствола скважины как в динамических, так и в статических условиях. Использование специального оборудования и программно-аппаратного комплекса позволяет безопасным путем определить предельные значения пластового давления и давления гидроразрыва пласта, и в соответствии с полученными значениями осуществлять контроль профиля давления в затрубном пространстве. В случае возникновения газонефтеводопроявления поступающий флюид или газ отводятся в специальные приемники, либо сжигаются на факельной установке без необходимости в приостановки процесса бурения.

Технология БРД позволяет осуществлять бурение в зонах с АНПД или АВПД с минимальными рисками возникновения осложнений, исключая необходимость в спуске промежуточных обсадных колонн. Схематическое изображение распределения давления в скважине при бурении с технологией контроля давления показано на рис. 3.

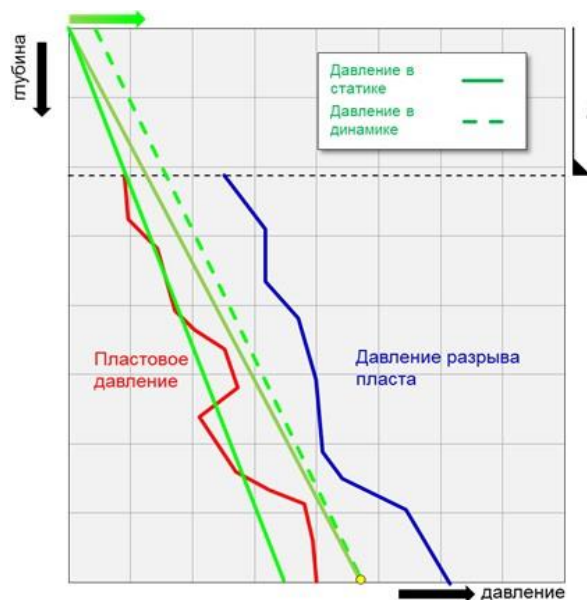


Рисунок 3– Характер профиля давления в скважине при БРД

В данном случае в качестве промывочной жидкости использовался буровой раствор с плотностью меньшей значения градиента пластового давления (ярко-зеленая линия). Из рис. 3 видно, что забойное давление остается неизменным как в статических, так и в динамических условиях.

Различают несколько методов БРД, однако наиболее подходящими для месторождений Восточной Сибири является применение мультифазной буровой промывочной жидкости. Принципиальное отличие мультифазного метода состоит в закачивании газа (чаще всего используется азот) в буровой манифольд вместе с промывочной жидкостью, что позволяет значительно снизить давление по всему стволу скважины.

К основным преимуществам технологии БРД можно отнести:

- возможность снижения градиента давления газированной жидкости в скважине до величины, ниже градиента гидростатического давления самой жидкости;
- возможность управления давлением в скважине динамически без остановки бурения;
- минимизация эффекта свабирования и поршневания при спуско-подъемных операциях (СПО);

- минимизация степени проникновения составляющих компонентов бурового раствора в продуктивный пласт;
- раннее обнаружение флюидо или газопроявления;
- минимизация объемов поглощения промывочной жидкости;
- минимизация рисков дифференциальных прихватов;
- увеличение коммерческой скорости бурения.

Для решения описанных выше проблем при бурении горизонтальной секции скважины на месторождениях Восточной Сибири ранее использовался метод однофазного БРД. Это позволило начать бурение горизонтальной секции с помощью бурового раствора с плотностью, значительно нижеиспользуемой при традиционном бурении, при этом наземное оборудование позволяло контролировать газопроявление в статических условиях без дополнительных временных затрат. Применение данного метода технологии БРД позволило сократить объем поглощенного бурового раствора при бурении горизонтального участка скважины с 2000 м³ до 1200 м³, а также избежать необходимость использования МБП. Однако, поглощение бурового раствора было по-прежнему значительным, учитывая стоимость применяемого бурового раствора на углеводородной основе. В связи с этим оставалась необходимость в снижении потерь бурового раствора, а также минимизации воздействия его продуктов на коллекторские свойства продуктивного пласта.

В результате анализа данных, полученных в ходе строительства и геофизических исследований ряда скважин, пробуренных на месторождениях Восточной Сибири, было определено, что наиболее подходящим методом достижения поставленных задач по минимизации объемов поглощения промывочной жидкости в процессе бурения, достижению проектной глубины горизонтальной секции и минимизации повреждения коллекторских свойств является бурение с регулированием давления, которое позволит снизить ЭЦП до значений, равных, либо, в случае необходимости, меньших, чем значение

градиента пластового давления.

2. Оборудование MPD

В данном разделе описывается оборудование технологии бурения с управляемым давлением MPD (More Pressure Drilling), применяемое для бурения. Комплекс оборудования предназначен для точного контроля забойного давления в скважине как в динамических, так и в статических условиях во время бурения, наращивания и СПО. Для обеспечения возможности контроля давления необходима закрытая циркуляционная система, которая требует следующее оборудование:

- герметизатор устья с функцией отведения потока жидкости на линию высокого или низкого давления;
- дроссельный манифольд с гидравлическими дросселями;
- автоматическая система управления забойным давлением;
- система раннего распознавания ГНВП;
- система создания противодействия при выключенных насосах;
- система сепарации попутного и технического газа;
- специализированная трубная обвязка для соединения основных узлов mpd с оборудованием буровой.

2.1. Рейтинги давления системы MPD - скважина

Сравнительная таблица рейтингов давления системы представлена ниже.

Таблица 1 – Рейтинги давлений оборудования MPD

Наименование	Описание	Операционный предел
Градиент начала поглощения	На основании проектных данных	1.29 г/см ³
Динамический MAASP	При ЭЦП на башмаке ОК	30 атм

	1.69 г/см ³	
Статический МАASP	На проектную плотность 1.50 г/см ³	58 атм

Продолжение таблицы 1

РУГ «RCD3» Мах давление расхаживания	Ограничено уплотнительным элементом	100 атм
РУГ «RCD3» Мах. давление при вращении @80 об/мин	Ограничено уплотнительным элементом	100 атм
РУГ «RCD3» Мах давление в статике (без движения или без вращения)	Ограничено уплотнительным элементом	100 атм
Трубная обвязка высокого давления основной линии MPD	4" 602	100 атм
Запорная арматура манифольда MPD	Манифольд API 4 1/16 5K	340 атм
Максимальное рабочее давления гидравлического штуцера	Low Pressure Auto-Choke (LPAC system)	100 атм

При изоляции оборудования MPD от РУГ, максимально давление в статике может быть увеличено до 130 атм.

В целях безопасности, при указании предельного давления в динамических условиях в матрице MPD закладывается 80% от максимального давления. Более того, при разработке матрицы берётся худший сценарий, при котором принимается, что уплотнительный элемент в состоянии средней степени износа. Конечные предельные значения поверхностного давления представлены

в матрице МРД в следующем разделе.

2.2. Роторный устьевой герметизатор «RCD3»

Данное оборудование представляет собой устройство пассивного уплотнения, устанавливаемое на противовыбросовое оборудование. РУГ обеспечивает безопасное отведение выходящих из скважины материалов – находящегося под давлением газа, бурового раствора, пластового флюида и выбуренной породы – к оборудованию контроля забойного давления и сепарации газа. Герметизация пространства вокруг буровой колонны осуществляется за счет полиуретановых уплотнителей, закреплённых с помощью болтового соединения на вращающейся части РУГ – подшипниковом уплотнительном узле.



Рисунок 4 – Корпус РУГ (А) и подшипниковый уплотнительный узел (Б) в корпусе

Подшипниковый узел вставляется в корпус РУГ и зажимается с помощью специального металлического хомута. Данная конструкция позволяет

оперативно производить замену изношенного уплотнительного элемента вместе с подшипниковым узлом (при наличии достаточной квалификации у обслуживающего персонала замена осуществляется в течение 30– 40 минут). В таблице 2 представлены основные характеристики РУГ модель «RCD3».

Таблица 2 – Основные характеристики РУГ

Спецификация РУГ «RCD3»	
Максимальное статическое давление	204 бар [Частота вращения - 0 об/мин]
Максимальное давление в динамических условиях	102 бар при 80 об/мин; 68 бар при 100 об/мин; 46 бар при 120 об/мин; 34 бар при 150 об/мин.
Высота	1030 – 1102 мм
Максимальный диаметр проходного отверстия	При демонтированном подшипнике: 346.1 мм [модель 13 5.8”]; 279.4 мм [модель 11”].
	При установленном подшипнике: 179.4 мм
Диаметр боковых фланцев	52.4 мм [2 1/16”] - макс давление 340 бар; 103.2 мм [4 1/16”] - макс давление 204 бар; 179.4 мм [7 1/16”] - макс давление 204 бар.
Диаметр нижнего фланца	279.4 мм [11”] - макс давление 340 бар; 346 мм [13 5/8”] - макс давление 340 бар.
Вес	1200 кг

Вес контейнера с РУГ и ЗИП	3000 кг
----------------------------	---------

2.2.1. Подшипниковый уплотнительный элемент

Подшипниковый уплотнительный элемент, изображённый на рисунке 5, представляет собой устройство пассивного уплотнения, устанавливаемое в корпус РУГ и обеспечивающее безопасный отвод выходящих из скважины материалов – газа под давлением, жидкостей и бурового шлама – к наземной системе сепарации во время бурения с контролем давления или бурения на депрессии. Характеристики ПУУ представлены в табл. 3.

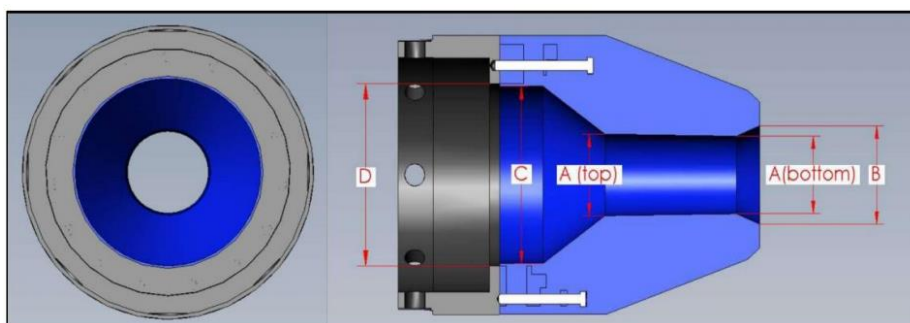


Рисунок 5 – Подшипниковый уплотнительный элемент

Таблица 3 – Характеристики уплотнительных элементов RCD3

Min - Max ВД БТ, дюйм / мм	Max ВД муфты, дюйм / мм	Цвет уплотнителя	Размерность, мм					Материал
			A _{Top}	A _{Bottom}	B	C (уретан)	D (сталь)	
3 ½ и 4	5 ¼	Зелёный	81.02	76.96	97.53	175.76	181.1	Уретан
88.9 и 101.6	133.35							
4 ½ и 5	6 ¾	Синий	103.63	98.8	119.38	175.76	181.1	Уретан
114.3 и 127	171.45							

2.2.2. Факторы уменьшения срока службы уплотнительного элемента

В данной секции перечислены факторы, способствующие преждевременному износу уплотнительного элемента РУГ. Данный список включает, но не ограничивается следующими пунктами:

- метраж протаскивания бурильного инструмента через уплотнительный элемент;
- скорость расхаживания и СПО через уплотнитель без давления;
- скорость расхаживания и СПО через уплотнитель при наличии давления;
- concentricity СВП и ПВО;
- дефекты на поверхности бурильной трубы (сколы, задиры, заусенцы и другие дефекты, нарушающие заводскую шероховатость инструмента;
- наличие износостойкого наплавления на замковом соединении бурильной трубы («Hardbanding»);
- ненадлежащие условия эксплуатации оборудования;
- превышение допустимой частоты вращения СВП/Ротора – 150 об/мин;
- наличие сероводорода H₂S;
- внешний диаметр, тип и состояние замковых соединений труб;
- температура и тип бурового раствора (РВО или РУО), анилиновая точка (для РУО);
- степень смещения бурильной трубы в горизонтальной плоскости при бурении;
- эффект биения, раскачивания бурильной трубы.

Оборудование компании Шлюмберже спроецировано для работы в экстремальных условиях эксплуатации, включающие экстремально высокие температуры, давления, а также высокую вибрацию и шоки. Однако, всё механическое и электрическое оборудование обладает определёнными техническими ограничениями и требованиями спецификации, которые необходимо соблюдать для достижения более эффективных результатов при эксплуатации. В случае, если один из указанных выше факторов был зафиксирован, для успешной проводки скважины с применением технологии

регулирования давления необходимо предпринять меры по его устранению и минимизации.

Перед каждой установкой подшипникового уплотнительного элемента будет производиться заполнение чек-листа контроля центровки СВП и состояния бурильного инструмента с подписанием представителя заказчика. Данный документ прикладывается к акту списания уплотнительного элемента и принимается во внимание при расследовании в случае преждевременного выходе из строя ПУУ.

Рекомендациями по минимизации степени воздействия факторов преждевременного износа являются:

- Устранить или максимально минимизировать эксцентricность СВП и ПВО до установки подшипникового узла РУГ. Использовать талрепы для выравнивания ПВО и гидравлические домкраты буровой для выравнивания буровой вышки.

- Устранить или максимально минимизировать остаточную эксцентricность СВП и ПВО, при выявлении во время установки ПУУ. Использовать чек-лист для определения степени соосности СВП и ПВО.

- Во время аудита буровой необходимо уделить особое внимание соосности СВП и ПВО с указанием информации в документе.

- При возникновении эффектов биения / раскачивания трубы при бурении подобрать оптимальную нагрузку на долото и обороты СВП/Ротора, при которой данные эффекты будут минимизированы.

- Произвести оценку состояния бурильных труб и замковых соединений на предмет наличия дефектов. При возможности, устранить дефекты с помощью ручного инструмента (устранение задиров на замках с помощью напильника).



Рисунок 6 – Пример дефектов на замковых соединениях буровой трубы

- Применять смазку при спуске буровой трубы, особенно, если присутствуют следы коррозии. Как правило, для этих целей в горловину подшипникового узла заливается отработанное масло.
- Рекомендуется очистить буровую трубу, если она покрыта слоем застывшего бурового раствора.
- Производить периодическую проверку соосности СВП и ПВО, особенно при изменении траектории буримой секции, после переходов из вертикальной части ствола скважины в наклонно-направленную и горизонтальную. Эксцентricность может быть выявлена непосредственно по расположению буровой трубы относительно подшипникового узла.
- Поддерживать противодействие в скважине в зелёной зоне, в соответствии с операционной матрицей МРД. При возможности, рекомендуется снизить противодействие с помощью утяжеления бурового раствора.
- Поддерживать скорость СПО через уплотнительный элемент не более 0.1 м/с (6 м/мин).

2.2.3. Рекомендации по замене ПУУ – суммарное время вращения

подшипника

Рекомендованное время по замене уплотнительного элемента составляет 72 часа вращения инструмента. При превышении времени вращения более 72 часов существует высокая вероятность отказа уплотнительного элемента, которая приведёт к нарушению герметичности устья и разливам. Фактическое время работы уплотнителя может быть гораздо выше 72 часов вращения, тем не менее: рекомендованное время замены уплотнительного элемента составляет 72 часа вращения. Если наработка на уплотнительный узел достигает и превышает данное значение, возрастает вероятность нарушения герметичности.

Ориентировочное время, необходимое для замены уплотнительного элемента составляет порядка 1 часа, однако фактическое время будет зависеть от оборудования буровой и состояния скважины. В это время не включаются такие операции, как пересменки бригады, собрания по безопасности, регулирование концентричности СВП-ПВО, стравливание давления и другие работы, не относящиеся непосредственно к процессу замены уплотнительного узла.

2.2.4 Рекомендации по замене ПУУ – хождение инструмента

Другой фактор износа уплотнительного элемента – метры протаскивания инструмента – суммарная длина инструмента, прошедшего через уплотнительный элемент в процессе бурения, проработки, расхаживания и СПО как с противодавлением, так и без него: рекомендованная предельная наработка на уплотнительный элемент по метрам протаскивания составляет 1 000 м. Если наработка на уплотнительный узел достигает и превышает данное значение, возрастает вероятность нарушения герметичности

Фактическое значение предельной наработки на уплотнительный узел может быть существенно снижено, если в соответствии с рекомендациями, не были устранены факторы преждевременного износа, равно как и в случае

нарушения рекомендованной величины рабочего давления для соответствующего режима эксплуатации (максимальное давление по частоте оборотов СВП).

2.3 Манifold с полуавтоматическими дросселями «LPAC»

На скважине #365 СДМ планируется использование manifold «горизонтального» исполнения с полуавтоматическими дросселями «LPAC» (Low Pressure Auto Choke). LPAC предназначен для создания требуемого противодействия в скважине как в динамических, так и в статических условиях. Изменение положения дросселя увеличивает или уменьшает эффективный диаметр проходного отверстия, что облегчает или затрудняет прохождение жидкости через данную секцию и таким образом влияет на величину противодействия.

2.3.1 Дроссельный manifold

Дроссельный manifold, представленный на рисунке 7, оснащен датчиком давления затрубного пространства, что позволяет автоматической системе при необходимости подбирать соответствующее заданному противодействию положение дросселя.



Рисунок 7 – Дроссельный manifold БРД

Дроссельный manifold оснащён механической запорной арматурой

высокого давления на каждом контуре. Данная арматура позволяет изолировать от давления вышедший из строя контур и произвести обслуживание дросселя без остановки работ. Технические характеристики представлены в табл. 4.

Таблица 4 – Технические характеристики дроссельного манифольда

Рабочее давление	340 бар
Соединительные фланцы	103 мм, максимальное давление 340 бар
Диаметр выходного отверстия	103 мм
Приблизительная масса манифольда	В сборе – 9091
	Без дросселей и адаптера – 4455 кг

2.3.2 Гидравлический дроссель «Auto-choke» и панели управления дросселем

Блок дросселирования оснащён двумя автоматическими дросселями, управление которым осуществляется с помощью стационарной либо дистанционной панели. Как правило, при бурении используется один дроссель, в то время как второй находится в полностью закрытом положении и используется в качестве резервного.

Управление гидравлическим дросселем осуществляется с помощью силовой гидравлической установки (СГУ). Создание давления в гидравлическом контуре происходит с помощью пневмогидравлического насоса, для работы которого необходима подача воздуха от буровой под давлением не менее 8 бар.

Максимально операционное давление, которое способна поддерживать СГУ с помощью дросселей составляет 100 атм. При превышении давления 100 атм дроссель начнёт автоматически открываться и поддерживать своё предельное значение по давлению.

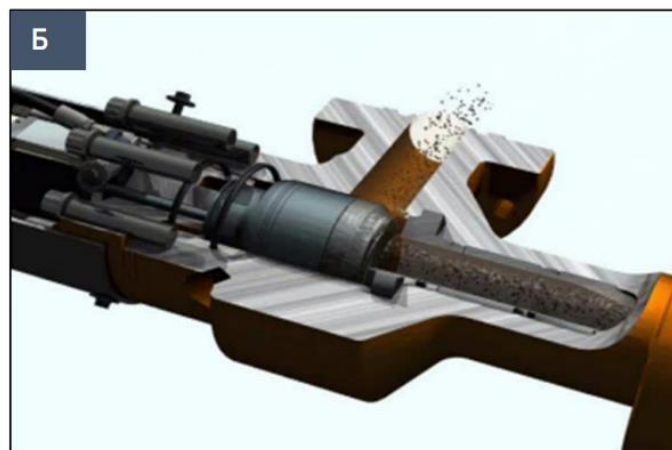


Рисунок 8 – Стационарная и дистанционная панели управления LPAC(A), автоматический дроссель БРД(Б).

Таблица 5 – Технические характеристики панели управления дросселем

Максимальное рабочее давление	100 бар
Чувствительность контроля давления	+/- 3.45 бар
Воздушное питание	5.5 – 10.3 бар
Электропитание	120V AC – 240 V AC, 50/60 Гц
Рабочая температура	-7 – 93 О

Стационарная панель управления оснащена источником бесперебойного питания, а также пневматическими аккумуляторами, позволяющими обеспечить работоспособность системы в случае отключения электроэнергии – в течение 1 часа (0.5 часа для дистанционной панели), в случае потери давления в пневматической линии – в течение 2 часов.

2.3.3 Датчики давления и счетчики ходов насоса

Система «LPAC» оснащена датчиками давления в затрубном пространстве и в буровом манифольде, рассчитанными на максимальное рабочее давление 340 бар. Данные датчики оснащены средоразделительной мембраной, которая непосредственно передаёт давление в контур LPAC. Схематическое

изображение датчика указано на рисунке 9. Также система оснащена датчиками давления пневматического и гидравлического контура.

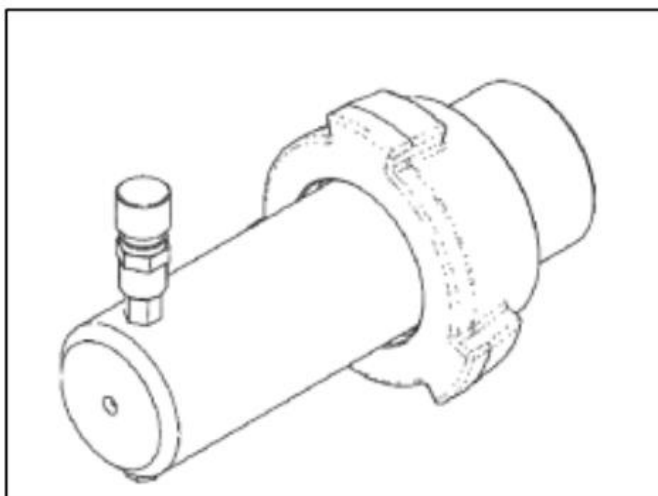


Рисунок 9 – Схематическое изображение датчика давления со средоразделителем LPAC

Также система оснащена двумя датчиками ходов насоса (рисунок 10), которые устанавливаются в камеры насоса для подсчёта производительности. Устройство используется при расчёте замещения скважины, а также установок и прокачек пачек.

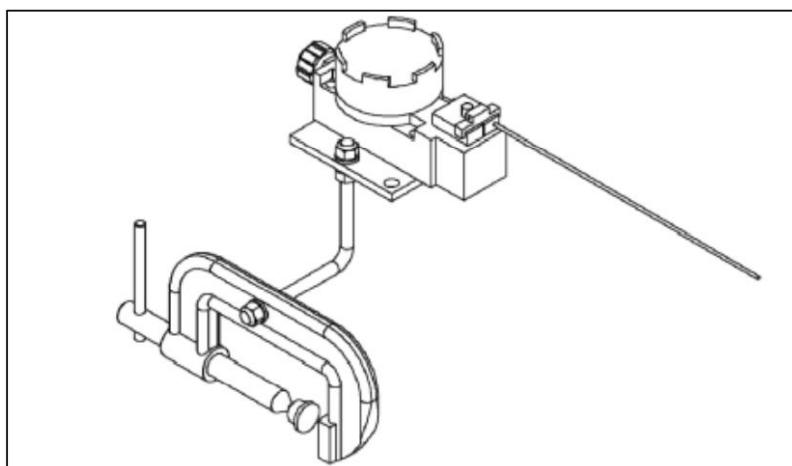


Рисунок 10 – Схематическое изображение счётчиков ходов насоса

2.4 Газовый расходомер Carbon Tracker

Газовый расходомер (рисунок 11) дает точные результаты при скорости потока от 0,3 до 83,8 м/с. Он устанавливается на линии отвода газа между газосепаратором бурового раствора и факельной стойкой для измерения

скорости потока газа, температуру и давление, что позволяет определить реальный и стандартный объемный расход, а также массовый расход.



Рисунок 11 – Газовый расходомер

Таблица 6 – Технические характеристики газового расходомера

Наименование параметра	Значение
Точность измерения потока, м/с	$\pm 0.3 \dots \pm 83.8$
Точность измерения молекулярной массы, г/моль	1.8%, молек масса от 2 до 120
Точность массового расхода, %	3...7
Диапазон измерения	2750 / 1
Источник питания	12В...28В пост тока, $\pm 5\%$
Диапазон температур, °С	70...170
Максимальное давление, баар	103,4
Корпус	NEMA 7 Класс 1 Разряд 1, гр С
Соединение проточной камеры, мм	Фланец 150, класс ASME
Размер проточной камеры, мм	304,7 (12") ANSI 150 RF
Длина проточной камеры, мм	1371,6
Вес, кг	908

2.5 Газосепаратор «MGS»

Вертикальный газовый сепаратор «MGS» (рисунок 12) – сепаратор атмосферного типа, который сепарирует не менее 70 % свободного газа

(величина зависит от свойств промывочной жидкости, растворимости газа в ней и температуры). Раствор поступает в газосепаратор после дроссельного манифольда через верхнее входное отверстие сосуда. Внутри сосуда раствор стекает вниз по установленным поочерёдно пластинам, что увеличивает площадь и время контакта бурового раствора с окружающей средой и способствует более эффективной сепарации. В качестве разделительного барьера для поступающего газа выступает гидрозатвор или U-Tube, гидростатическое давление которого препятствует попаданию газа на оборудование очистки. Отделённый газ направляется на факельную линию через отвод, расположенный в верхней точке резервуара, где в последствии сжигается. Технические характеристики представлены в таблице 7.



Рисунок 12 – Газосепаратор MGS –Mud Gas Separator

Таблица 7 – Технические характеристики вертикального газосепаратора «MGS»

Габариты	Длина – 5.499 м
	Ширина – 2.235 м
	Высота – 3.912 м
Максимальное рабочее давление	8 атм

Продолжение таблицы 7

Рабочие характеристики в атмосферных условиях	Максимальный объём обрабатываемого газа – 482400 м
	Максимальный объём обрабатываемой жидкости – 5000 л/мин
Минимальная рабочая температура	29° С
Максимальная рабочая температура	343° С
Объём резервуара	6 м ³
Приблизительный вес сухого устройства	3000 кг
Данные характеристики были получены при тестировании на технической воде с подачей газа СО ₂	

2.6 Факельная установка

Факельная установка (рисунок 13) применяется для отжига газа, поступающего из газосепаратора. Факельная стойка представляет собой трубопровод высотой 11.5 м и диаметром 203 мм у основания и 152 мм в центральной и верхней секции. В верхней части установки смонтирована линия подачи газа воспламенителя – пропана, который позволяет сжигать попутный газ, в случае его поступления со скважины. Воспламенение выходящего из трубопровода газа осуществляется с помощью автоматической системы поджига.



Рисунок 13 – Факельная установка

2.7 Схема обвязки оборудования БРД

Схема обвязки оборудования представлена в Приложении В.

2.7.1 Главная линия БРД

Главная линия БРД – это линия высокого давления от РУГ до дроссельного манифольда БРД, представлена на рисунке 14. Эта линия выступает в роли барьера скважины, с её помощью осуществляется контроль и поддержание баланса в затрубном пространстве скважины, в том числе избыточного давления.

Наиболее приемлемым вариантом монтажа является монтаж гибкого шланга высокого давления в сочетании с трубной обвязкой.

Необходимый комплект для монтажа линии:

- переводники: по мере необходимости от РУГ до задвижки высокого давления и от задвижки до главной линии БРД;
- задвижки высокого давления: 4 1/16” 5,000 PSI для 4” линии;
- главная линия БРД: 4” (трубы или гибкий шланг) в зависимости от потерь на трение. Сопутствующие элементы обвязки (тройники и уголки) подбираются в соответствии диаметру главной линии БРД;
- компоненты: 2” Fig. 1502 уголки, тройники, переводники 1/2” NPT и пр.;
- длина главной линии: ~ 45 м.

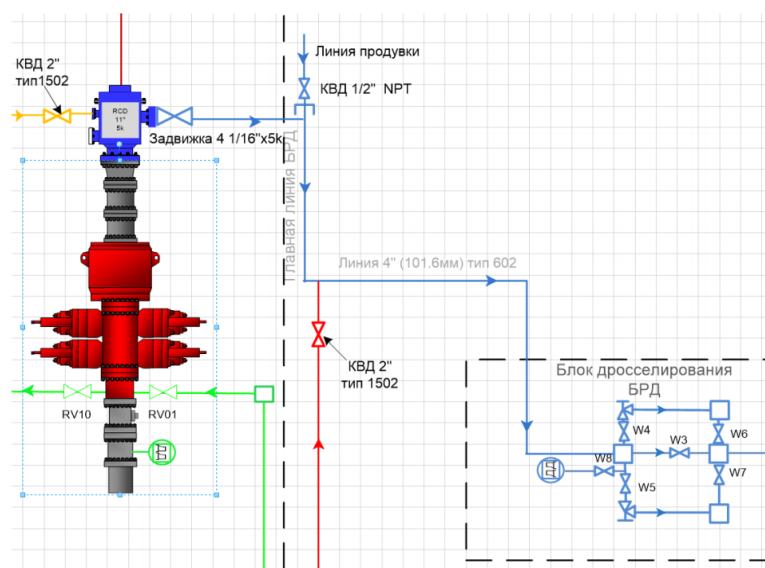


Рисунок 14 – Главная линия БРД

2.7.2 Вспомогательная линия БРД

Вспомогательная линия – линия высокого давления, включающая запорную арматуру (рисунок 15). Служит для обеспечения связи между затрубным пространством скважины и оборудованием БРД при закрытом ПВО буровой установки.

Линия используется в случае, появления необходимости циркуляции при закрытом ПУГ или плашечном превенторе (если точка врезки вспомогательной линии ниже плашечного превентора). Также, вторая линия используется для поддержания необходимого затрубного давления при замене подшипнико-уплотнительного устройства при закрытом ПВО.

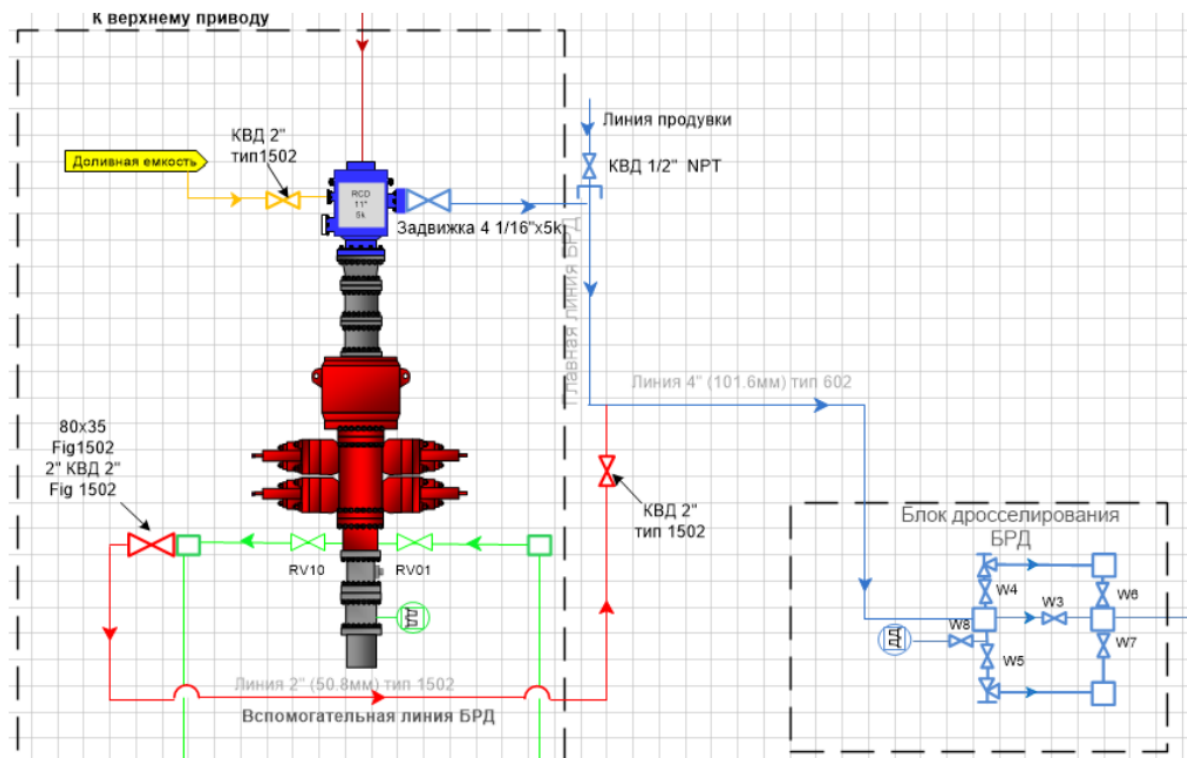


Рисунок 15 – Вспомогательная линия БРД

3. Плотность бурового раствора

3.1 Опасные факторы

Небольшая разница между поровым давлением и давлением гидроразрыва, характерная для многих глубоких скважин, представляет собой серьезный и опасный фактор. В сложных условиях бурения небольшие колебания давления могут привести к серьезным и дорогостоящим последствиям в виде потери циркуляции, выбросов газа, дифференциальному прихвату труб или даже полной потери контроля над скважиной. Если потеря давления на трение (разность между динамическим и статическим давлением) превышает рабочие параметры, скважина становится «небуримой» при использовании традиционных методов. Данный процесс и связанные с этим осложнения иллюстрирует рис. 16.

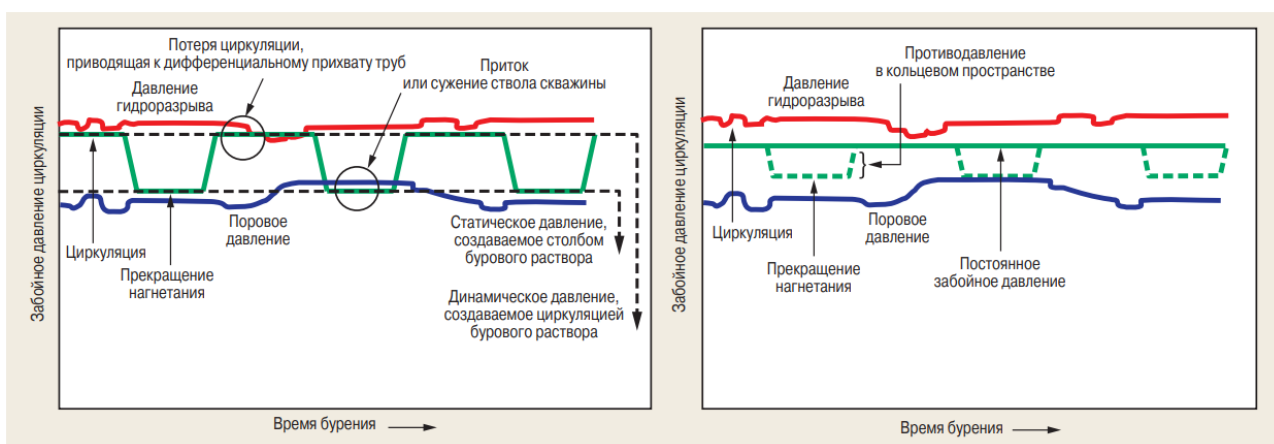


Рисунок 16 – Динамика статического и динамического давления при традиционном способе бурения (слева) и при операциях MPD СВНР (справа)

Указанные колебания давления присущи традиционным методам бурения с использованием замкнутых циркуляционных систем. Бурение с постоянным забойным давлением MPD, который оказался очень эффективным в этих условиях – часто при бурении скважин, которые были экономически неэффективны или физически невозможны при использовании традиционных методов.

Основной эффект метода MPD заключается в поддержании одного и того

же забойного давления, будь то столб неподвижного бурового раствора или циркуляция. Когда исчезает динамическое давление в кольцевом пространстве, снижение плотности нейтрализуется на поверхности путем создания противодействия в кольцевом пространстве с замкнутой циркуляционной системой. Такой контроль давления в кольцевом пространстве достигается с помощью специальной штуцерной системы, которая предотвращает колебания забойного давления, которые обычно происходят при периодическом включении и выключении буровых насосов, наращивании колонны или других операциях на буровой.

В результате бурильщики могут точнее «соблюдать баланс» между поровым давлением и градиентом давления гидроразрыва пласта. При этом снижаются непроизводительные затраты времени при борьбе с осложнениями в скважине и сокращаются затраты на буровой раствор. Также минимизируются риски для скважины, буровой установки и персонала. Кроме того, скважины можно бурить глубже и заканчивать с оптимальным диаметром ствола, так как глубину установки башмака обсадной колонны можно устанавливать глубже.

Эти уникальные возможности являются характерными достоинствами для устранения неопределенности в глубоких скважинах с высокими давлениями и температурами, бурящихся в сложных геологических условиях.

С увеличением глубины скважины возрастают как гидростатическое давление, так и температура. Эти параметры в различной степени влияют на статическую и динамическую эквивалентную плотность бурового раствора. Рост гидростатического и динамического давления (вызываемого сжатием) увеличивает эквивалентную плотность раствора. Однако плотность уменьшается при увеличении температуры и последующем тепловом расширении. Часто предполагают, что эти явления взаимно компенсируют друг друга.

Однако исследования свидетельствуют о том, что влияние температуры на давление в кольцевом пространстве намного более существенно, чем влияние

давления при точной оценке статической и динамической плотности раствора, которые имеют особенное значение в операциях MPD.

3.2 Плотность в поверхностных и скважинных условиях

Точная оценка эквивалентной плотности циркулирующего бурового раствора (equivalent circulating density – ECD), забойного статического давления и давления циркуляции имеет существенное значение в методах MPD. Однако плотность бурового раствора, замеренная на поверхности, не представляет собой плотность бурового раствора в стволе скважины. По мере циркуляции раствора в углубляемой скважине на него действует скважинное давление и температура. Следовательно, при оценке фактической плотности бурового раствора необходимо учитывать статическое и динамическое давление и потери давления на трение.

С учетом всех этих параметров были успешно и эффективно пробурены скважины с очень небольшой разницей между поровым давлением и давлением гидроразрыва в 3,5-7 кгс/см². Без точной оценки вероятность выброса и потери циркуляции были бы выше.

Исследования проводились в нескольких направлениях. Проведены лабораторные исследования по влиянию давления и температуры на изменение плотности бурового раствора. Выполнены теоретические расчеты по влиянию температуры циркуляции и переходных явлений циркуляции на плотность бурового раствора. Выполнено гидродинамическое моделирование по изучению влияния температуры и давления при определении забойного давления циркуляции и статического давления. Кроме того, моделирование применялось при проверке гидродинамических моделей во время применения на месторождении.

В проведенных исследованиях несколько понятий являются наиболее актуальными. Эквивалентная плотность бурового раствора в неподвижном

состоянии (equivalent static density – ESD) представляет собой гидростатическое давление, создаваемое статическим столбом раствора. Гидростатическое давление определяется как давление, создаваемое в любой точке статическим столбом жидкости, и которое зависит от плотности жидкости и высоты столба жидкости.

Гидростатическое давление часто вычисляют, пользуясь плотностью раствора в стандартных условиях или условиях на буровой площадке. Поскольку на плотность раствора влияют пластовое давление и температура, вычисленное гидростатическое давление необходимо скорректировать, пользуясь колебанием плотности раствора. Таким образом, получают истинное значение статического забойного давления.

ECD определяется как сумма ESD и потерь давления в кольцевом пространстве из-за движения раствора.

Повышенная пластовая температура вызывает тепловое расширение бурового раствора, которое снижает ESD и ECD, а повышенное пластовое давление приводит к сжатию, что увеличивает ESD и ECD. Влияние температуры и давления не обязательно компенсируют друг друга. Окончательное определение эффекта можно сделать исходя из конкретных условий при планировании и проведении операций MPD СВНР.

3.3 Определение температуры бурового раствора

При циркуляции бурового раствора его температура на некой определенной глубине не является постоянной из-за тепловых явлений. Разница между температурой по геотермической шкале и температурой бурового раствора означает, что тепло передается от пласта скважине. Этот процесс может быть описан как теплоперенос между раствором внутри бурильной колонны (перемещающимся с поверхности на забой) и раствором внутри кольцевого пространства (перемещающимся от забоя к поверхности).

Для расчета температуры циркулирующего бурового раствора в

статическом состоянии в зависимости от глубины внутри бурильной колонны и в кольцевом пространстве применяется математическая аналитическая модель. Это происходит во время бурения или промывки скважины. Результаты моделирования, сверенные с термограммами, используются в различных ситуациях для эффективного расчета забойной температуры.

Однако выводы и аналитические выражения, используемые для определения профиля температуры бурового раствора в кольцевом пространстве, получены в вертикальных скважинах. Для наклонных скважин тот же самый метод применяется в отношении математического выражения, которое корректируется для любой траектории скважины. Эти выражения используются для описания искривления скважины в виде общих терминов и для недопущения итеративных расчетов в аналитической модели.

3.4 Гидравлические расчёты MPD для бурения секции 152,4 мм

В данном разделе будут представлены результаты моделирования процесса бурения на примере скважины №365Р Кп №1 Северо-Даниловского месторождения при различных режимах. Моделирование осуществлялось с использованием информации, предоставленной заказчиком АО «Верхнечонскнефтегаз».

На основании результатов расчётов были определены рекомендуемые значения противодействия на поверхности в динамических и статических условиях. Глубины залегания пластов, отображённые на диаграммах, были взяты из проектного профиля скважины №365, которые представлены в Приложении Б.

Представленные результаты расчётов являются предварительными и могут отличаться от фактических значений того или иного параметра. Моделирование профиля ЭЦП, а также определение оптимальных величин противодействия будет произведено повторно после калибровки модели с использованием показаний датчика забойного давления (если присутствует),

фактических параметров бурового раствора, градиентов пластового давления и давления поглощения или фактического давления на стояке.

3.5.1 Входные данные для гидравлических расчётов ЭЦП

Для моделирования гидродинамических условий в скважине в процессе бурения использовались данные, представленные в таблице 8.

Таблица 8 – Входные данные для расчётов бурения секции 152.4 мм

Наименование параметра	Значение
Диаметр долота	152.4 мм
Длина секции	2866-3030 м
Глубина долота	3030 м
Производительность насосов	600 – 1200 л/мин
Механическая скорость проходки	5 – 15 м/ч
Частота вращения инструмента	0 – 40 об/мин

Параметры бурового раствора, используемого в расчётах, представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры бурового раствора ПСР, используемого на скважине 365

Наименование параметра	Значение
Температура замера	20 °С
Плотность	1,50 г/см ³
R600	92
R300	60
R200	47
R100	30
R6	16
R3	11
Gel10s	12
Gel10m	25

3.5.2 Расчёт ЭЦП при бурении на растворе 1,50 г/см

Наибольший риск при бурении данной секции представляет ГНВП – поступление пластового газа в ствол скважины, приводящее к загрязнению и ухудшению свойств бурового раствора. С целью предотвращения ГНВП необходимо поддерживать минимальную безопасную репрессию в зоне кровли пласта, равную $1,88 \text{ г/см}^3$.

На рисунке 17 представлена динамика изменения ЭЦП.

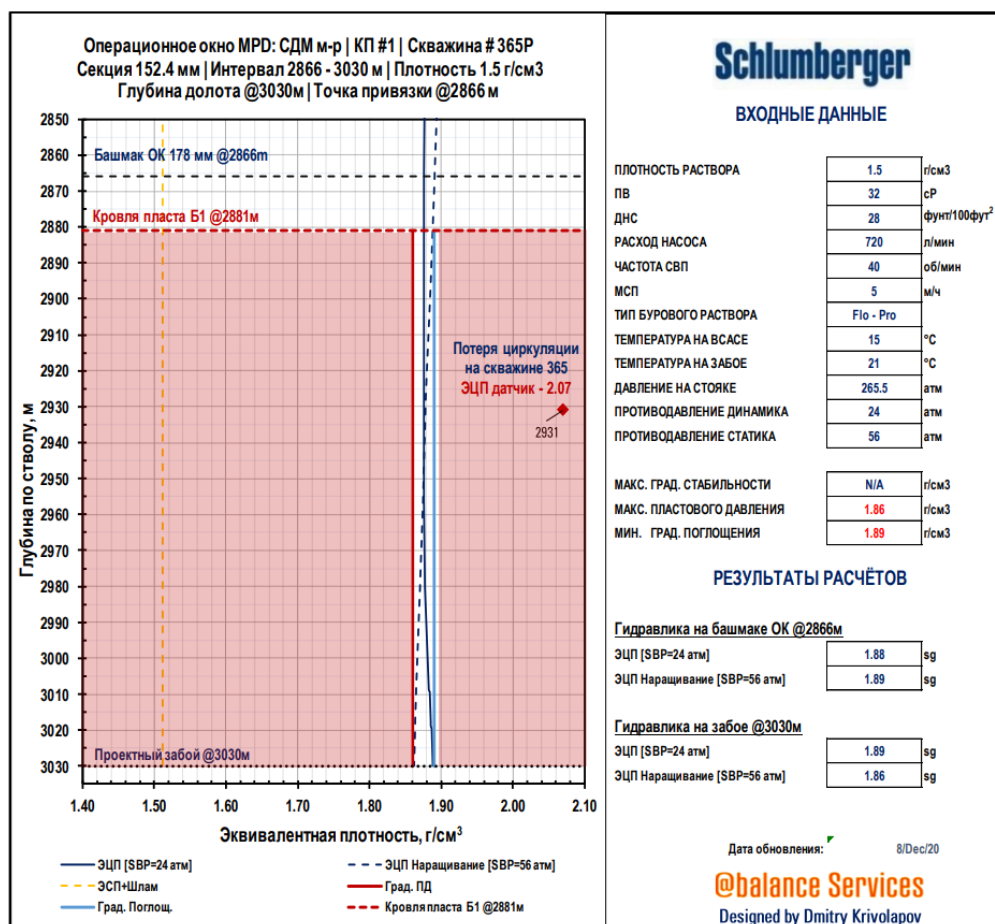


Рисунок 17 – Динамика изменения ЭЦП в бурении с MPD на растворе $1,50 \text{ г/см}^3$

По графику видно, что при плотности бурового раствора $1,50 \text{ г/см}^3$ и приложении противодавления на поверхности удастся не превысить предположительный верхний предел по ЭЦП. Однако, к моменту достижения проектной глубины ЭСП на наращивании будет равна градиенту пластовому давлению, что связано с риском загрязнения бурового раствора из-за взаимодействия с пластом. В связи с этим, при возможности рекомендуется скорректировать противодавление в статике на основании результатов тестов

DFIT и поддерживать ЭСП как минимум на $0,03 \text{ г/см}^3$ выше градиента пластового давления. В случае возникновения поглощения не снижать противодействия, так как это приведёт к поступлению флюида из кровли пласта Б-1.

3.5.3 Расчёт ЭЦП при переводе скважины на раствор $1,86 \text{ г/см}^3$

На рисунке 18 представлен расчёт максимальной ЭЦП.

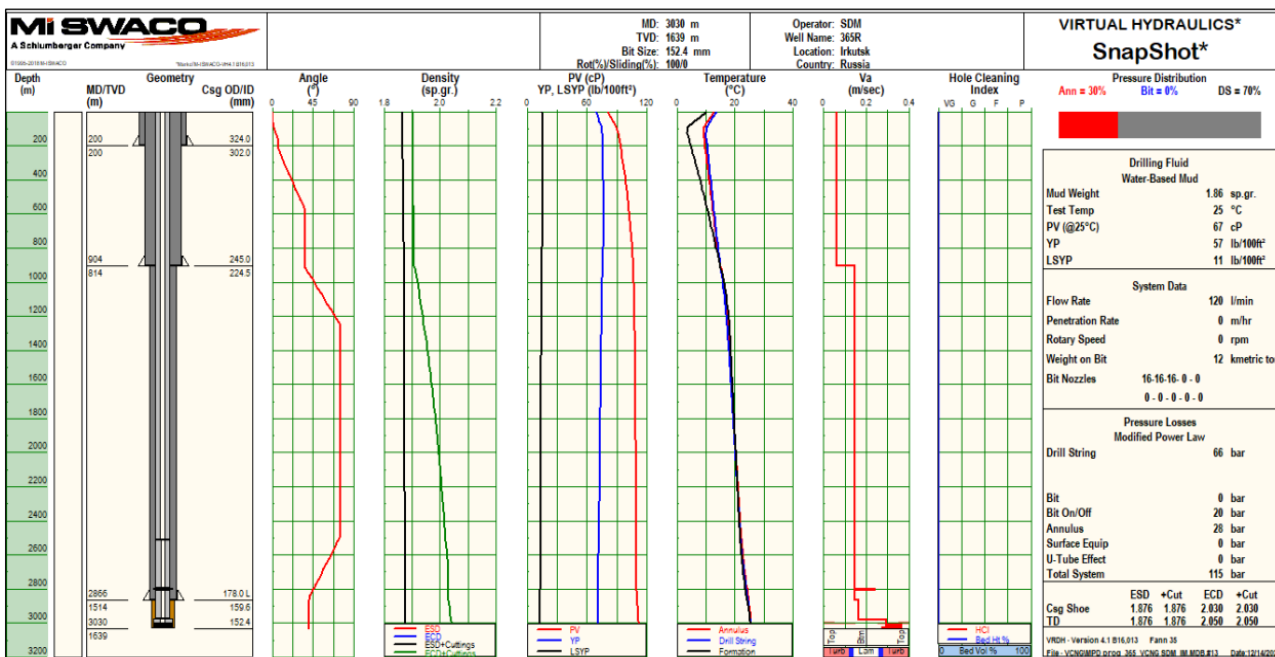


Рисунок 18 – Расчёт максимальной ЭЦП при переводе скважины на раствор $1,86 \text{ г/см}^3$, расход насоса – 2 л/с

По графику видно, что максимальная ЭЦП при замещении на раствор глушения составит $2,05 \text{ г/см}^3$ при известном градиенте гидроразрыва $2,07 \text{ г/см}^3$

4 Стратегия MPD на примере скважины №365Р Кп №1 СДМ

4.1 Бурение в интервале с применением технологии MPD

Бурение скважины будет осуществляться с использованием бурового раствора плотностью 1.50 г/см³. В качестве точки привязки по давлению будет выбран башмак ОК 178 мм. При бурении планируется создание противодействия на поверхности: 24 атм при циркуляции, 56 атм при наращивании инструмента, однако параметры будут корректироваться, исходя из актуальных геологических условий. Циркуляция будет осуществляться согласно схеме, представленной в приложении В.

Бурение с противодействием более 15 атм сопряжено с повышенным износом уплотнителя и увеличивает риски раннего выхода из строя ПУУ РУГ.

4.2 Наращивание бурильного инструмента

В процессе снижения расхода насоса перед наращиванием в системе MPD будет ступенчато создаваться противодействие. Набор давления будет осуществляться согласно заранее составленной схеме. Предварительная схема остановки буровых насосов представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Предварительная карта остановки буровых насосов с MPD

Процедура выключения насосов и наращивания давления на дросселе MPD			
Производительность насосов, л/с	Потери на трение в затрубном пространстве, атм	Давление на дросселе БРД, атм	ЭЦП, г/см ³
720	34,5	24	1,88
600	33,2	27	1,88
300	29,9	30	1,88
180	28,3	31	1,88
0	0	56	1,88

Величина противодействия каждой ступени будет зависеть от плотности и реологии раствора, а также от фактического значения потерь давления на трение в кольцевом пространстве.

Ответственная сторона – сервис MPD, бурильщик.

4.3 Спускоподъёмные операции

4.3.1 Подъем с противодавлением в башмак ЭК с целью замены ПУУ РУГ

Для проведения СПО с плотностью бурового раствора 1.50 г/см^3 без циркуляции необходимо перенастроить буровой насос для циркуляции через блок глушения/дросселирования по принципу обратной циркуляции.

Согласно предварительным расчётам (Приложение Г.1), для компенсации эффекта свабирования будет прикладываться противодавление 65 атм (расчёт проведён для скорости СПО $150 \text{ м/ч} - 0.04 \text{ м/с}$). Таким образом, ЭЦП при подъеме составит $1,88 \text{ г/см}^3$.

Долив скважины будет осуществляться в процессе подъёма в затрубное пространство через РУГ.

4.3.2 Подъём с противодавлением после замещения на раствор глушения $1,88 \text{ г/см}^3$

Для проведения СПО с плотностью бурового раствора $1,88 \text{ г/см}^3$ без циркуляции необходимо перенастроить буровой насос для циркуляции через блок глушения/дросселирования по принципу обратной циркуляции.

Согласно предварительным расчётам (Приложение Г.2), для компенсации эффекта свабирования будет прикладываться противодавление 5 атм (расчёт проведён для скорости СПО $150 \text{ м/ч} - 0.04 \text{ м/с}$). Таким образом, ЭЦП при подъеме составит $1,88 \text{ г/см}^3$.

Долив скважины будет осуществляться в процессе подъёма в затрубное пространство через РУГ.

4.4 Ответственные стороны

Сервис MPD производит расчёт требуемого противодействия при СПО. Контролирует процессе СПО, ведёт коммуникацию с бурильщиком.

Буровая бригада перенастраивает обвязку буровой под использование бурового насоса для циркуляции через блок глушения/дросселирования

(настройку задвижек в блоке глушения/дросселирования, коренная задвижка на линии глушения).

Успешность и эффективность применения технологии MPD напрямую зависит от грамотно выстроенной коммуникации как полевого, так и офисного персонала. На кустовой площадке коммуникация в процессе работ с MPD будет организована посредством радиостанций сервиса MPD. Рации выдаются с составлением акта передачи имущества во временное пользование бурильщику и представителю заказчика, при этом не менее двух раций должно остаться в пользование бригады MPD. В случае, если произошёл отказ одной из раций, приоритет остаётся у бурильщика и супервайзера MPD. Ответственная сторона – сервис MPD.

Для возможности контроля параметров бурения в реальном времени необходимо обеспечить персонал MPD средствами для просмотра диаграммы ГТИ, а также стационарным рабочим телефоном для экстренной связи с буровым супервайзером и другим инженерным составом, непосредственно вовлечённым в процесс строительства скважины. Работа сервиса MPD без диаграммы ГТИ запрещается. Ответственная сторона – станция ГТИ.

Персоналу MPD будет оказываться техническая поддержка из отдела инжиниринга компании, предоставляющие услуги сервиса MPD. Коммуникация будет осуществляться с помощью мобильной связи.

4.5 Картирование градиентов давления

Технология MPD позволяет картировать давление поглощение и пластовое давление с помощью процедур MPD Formation Integrity Test (FIT) и MPD Formation Pressure Test (FPT) соответственно. В зависимости от применяемого комплекса оборудования, режима бурения, геологических условий, данные тесты проводят либо при циркуляции (Dynamic – DFIT/DFPT), либо в статике (Static – SFIT/SFPT).

Цель тестов FIT состоит в том, что результаты тестов дадут информацию о верхнем безопасном значении ЭЦП, что позволит оценить риски

возникновения поглощения при бурении интервала, а также при замещении на УБР, и подобрать необходимый режим замещения.

Цель тестов FPT заключается в том, что информация о пластовом давлении позволит определить нижний безопасный предел ЭЦП и выбрать оптимальную плотность раствора глушения (УБР), а также подобрать оптимальную стратегию MPD по поддержанию противодействия.

Учитывая отсутствие датчика забойного давления и высокоточного расходомера, на скважине №365P будут проводиться статические тесты. При отсутствии датчика забойного давления проводится FIT тест в статических условиях (SFIT) с помощью циркуляции в поверхностном контуре через линию глушения-дресселирования бурового подрядчика (настройка по принципу обратной циркуляции).

После вскрытия первого продуктивного пласта (Б-1):

- Проводится тест по определению градиента начала поглощения (Static FIT) на целевую ЭЦП – 2.0 г/см³ (позволит спрогнозировать риски поглощения на проектной глубине).

- Проводится тест по определению градиента пластового давления (Static Formation Pressure Test). На основании результатов теста производится расчёт:

- требуемой плотности раствора глушения на случай внеплановой, плановой СПО;
- расчёт ЭЦП после замещения и требуемого расхода насоса;
- расчёт целевой ЭЦП для проведения теста Static FIT на проектной глубине.

На основании результатов тестов будет скорректировано противодействие на поверхности и целевая расчётная ЭЦП для обеспечения запаса по репрессии на пласт.

После достижения проектного забоя:

- проводится тест по определению градиента поглощения DFIT/Static

FIT. Целевая ЭЦП при тесте равна расчётному значению ЭЦП при переводе скважины на раствор глушения перед подъёмом инструмента;

- производится тест на избыточное давление и пересчитать плотность глушения при необходимости.

4.6 Замещение скважины на раствор глушения

При расчёте плотности глушения необходимо руководствоваться требованиями правил нефтяной и газовой промышленности (п. 2.7.3.3 и п. 2.7.3.6), ориентируясь на фактическое состояние скважины и геологические условия (градиент пластового давления и давления поглощения).

Градиент пластового давления определяется либо с помощью теста MPD DFPT, SFPT, либо, если скважина загерметизирована с ПВО – с помощью $P_{\text{изб.тр.}}$ (избыточное трубное). Для определения $P_{\text{изб.тр.}}$ потребуются проведение процедуры прокачки обратных клапанов на минимальном расходе бурового насоса ЦА.

Градиент начала поглощения определяется с помощью теста MPD DFIT/SFIT либо Conventional FIT тест.

Согласно пункту 2.7.3.3 правил ПБНГП: «Проектные решения по выбору плотности бурового раствора должны предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления на забой скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

- 10 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);
- 5 % для интервалов от 1200 м до проектной глубины.»

Согласно пункту. 2.7.3.6, допускается отклонение от пункта правил 2.7.3.3: «По совместному решению проектировщика, заказчика и подрядчика допускаются отклонения от требований п. 2.7.3.3 в следующих случаях:

- при поглощениях бурового раствора в процессе бурения (с выходом или без выхода циркуляции). Углубление скважины в таких условиях должно

осуществляться по плану с комплексом мероприятий по недопущению газонефтепроявлений. План должен быть согласован с территориальным органом Госгортехнадзора России и противофонтанной службой;

- при проектировании и строительстве скважин со вскрытием продуктивных пластов с забойными давлениями приближающимися к пластовому (на равновесии) или ниже пластового (на депрессии).»

При подтверждении ПД 1.86 г/см³ (тест MPD SFPT) и отсутствии поглощения, глушение скважины возможно осуществить следующими методами:

- утяжеление раствора по циклу до плотности 1.86 – 1.88 г/см³;
- замещение скважины на раствор 1.86 – 1.88 г/см³.

Фактическая плотность раствора глушения, а также режим и метод замещения будет определён, исходя из фактических геологических условий в скважине, а именно – градиент пластового давления и градиент начал поглощения. Окончательное решение по плотности глушения принимается Заказчиком.

5 Действия при нештатных ситуациях

5.1 Дерево решения при поглощении

На рисунке 19 представлено дерево решений при возникновении поглощения в процессе бурения.

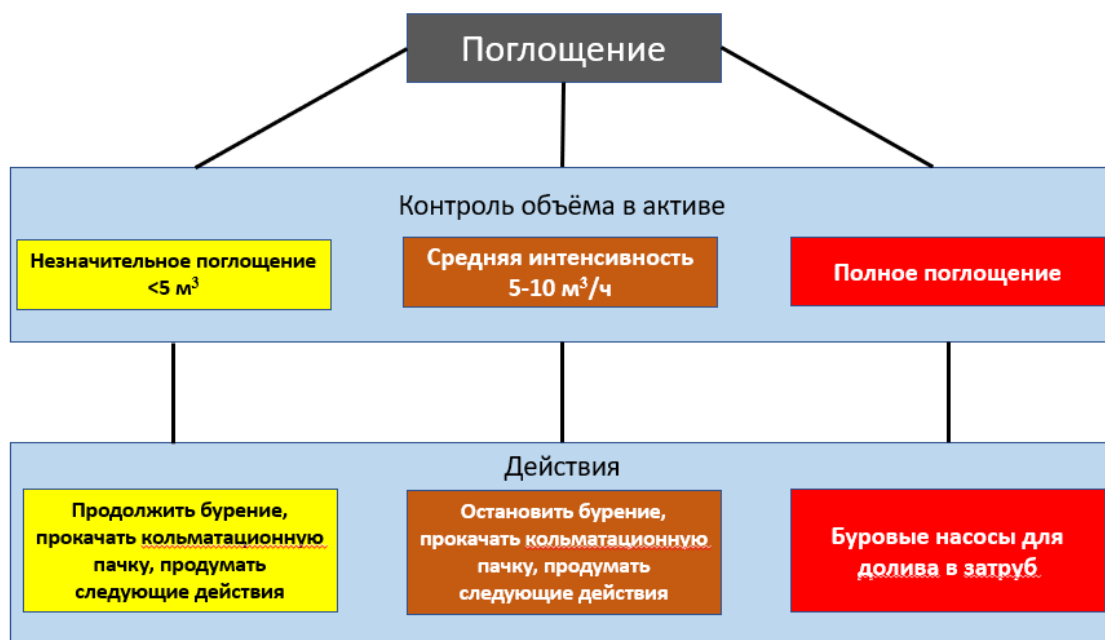


Рисунок 19 – Дерево решения при поглощении раствора

При возникновении поглощений необходимо следовать рекомендациям сервиса по буровым растворам относительно фракционного состава кольматационных пачек, объёма и режима прокачки.

При потере циркуляции рекомендуется приступить к доливу скважины в затрубное пространство и поддерживать постоянный статический уровень.

5.2 Действия при ГНВП – матрица MPD

В процессе бурения инженеру предлагается руководствоваться матрицей MPD (действия при ГНВП), которая представлена в приложении Д. В расчётах матрицы используются градиент начала поглощения или результаты FIT теста башмака ОК, а также учитывается рейтинг давления поверхностной обвязке. Результаты расчётов, а также рейтинг давления оборудования MPD представлены в разделе 2.1.

При подтверждении ГНВП по основным признакам (увеличение уровня в рабочих емкостях) для принятия решения необходимо использовать операционную матрицу MPD, которая представлена в приложении Д.

В соответствие с предварительными расчётами, с помощью системы MPD возможно произвести вымывание притока объёмом не более 1 м³, поступившего в скважину не быстрее 1 мин, при этом противодействие не должно превышать 50 атм.

При попадании параметров в коричневую и красную зону матрицы необходимо произвести совместную герметизацию устья скважины. Система MPD позволит существенно сократить объём притока в скважину, так как по мере остановки насоса будет прикладываться противодействие с запасом, до полного закрытия дросселя MPD.

Далее, производится герметизация скважины с помощью ПУГ. Оборудование MPD и персонал не участвует в процессе ликвидации ГНВП.

MPD не отменяет стандартные инструкции компаний по отношению к ГНВП. Бурильщик обязан загерметизировать скважину в любой момент, когда посчитает, что ситуация выходит из-под контроля.

5.3 Действия при признаках нестабильности ствола

При появлении признаков нестабильности ствола скважины противодействие будет ступенчато увеличено до ликвидации осложнения. Противодействие в статических и динамических условиях будет скорректировано в соответствие с новыми геологическими условиями.

5.4 Действия при отказе обратных клапанов в КНБК

Обратные клапаны в КНБК являются необходимым условием для реализации технологии MPD. При отсутствии обратных клапанов в бурильной колонне оборудование MPD не сможет поддерживать противодействие в затрубном пространстве во время наращиваний, так как всё давление будет стравливаться через трубное пространство.

Для снижения рисков сервис MPD рекомендует предусмотреть в КНБК не менее 2х обратных клапанов

Выход из строя обратных клапанов может быть обнаружен в процессе наращивания по следующим индикаторам:

- после стравливания давления с манифольда наблюдается роста давления на стояке;
- вместе с ростом давления на стояке наблюдается падение давления в затрубе;
- рост давления отсутствует, однако при отвороте СВП наблюдается перелив из труб.

В случае обнаружения перетока через трубное пространство бурильщику необходимо:

1. Сообщить супервайзеру MPD о переливе из труб.
2. Навернуть СВП, начать циркуляцию и попытаться прочистить обратные клапаны КНБК промывкой в течение 10-15 мин.
3. Выключить циркуляцию, наблюдать за давлением на стояке.
4. В случае отсутствия роста давления считать отчистку клапанов успешной.
5. Отвернуть СВП и проверить на перелив.
6. В случае возрастания давления и невозможности восстановления рабочего состояния обратных клапанов КНБК произвести глушение скважины закачкой утяжеленного БР.
7. Произвести СПО для смены обратных клапанов КНБК.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие виды:

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

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

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

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

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

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

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

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

- а) работа долота на забое скважины (собственно процесс механического

бурения или углубление скважины);

б) наращивание инструмента;

в) разборка бурильных труб.

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

а) смена (разборка, сборка) забойного двигателя;

б) геофизические исследования, замеры отдельных параметров;

в) переоснастка талевого системы, смена и перетяжка талевого каната;

г) крепление скважины (весь комплекс работ: проработка, спуск обсадных труб, цементирование, ОЗЦ и др.);

д) работа испытателем пластов;

е) смена бурильных труб в связи с выходом из строя или изменением диаметра, или материала изготовления;

ж) смена бурового и силового оборудования;

з) работы по предупреждению возникновения осложнений в скважине;

и) приготовление, утяжеление и обработка бурового раствора (если эти работы не включены в нормы на механическое бурение);

к) сборка и разборка элементов компоновки бурильного инструмента: переводников, калибратора, центратора, стабилизатора и др.;

л) продувка грязевого шланга для слива раствора в зимнее время [27].

Расчет нормативной карты производится по следующему плану

Нормативного времени на механическое бурение рассчитывается по формуле 3.

$$T_m = T_M^{1M} \cdot H, \quad (3)$$

где T_m – нормативное время на механическое бурение рассчитываемого интервала;

T_M^{1M} – нормативное время на механическое бурение одного метра данного интервала (из местных норм), час.;

H – количество метров в интервале, м.

Согласно «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ, и другие полезные ископаемые» нормативное время на механическое бурение одного метра составляют: для интервала под направление (0-20 м) – 0,03 ч; для интервала под кондуктор (20-950 м) – 0,1 ч; для интервала под эксплуатационную колонну (950-3379 м) – 0,1 ч; для интервала открытого ствола(3379-3590 м) – 0,12 ч [28].

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Нормативное количество долблений по каждому интервалу рассчитывается по формуле 4.

$$n = \frac{H}{H_d}, \quad (4)$$

где n – нормативное количество долблений;

H – количество метров в интервале, м;

H_д – проходка на долото (из местных норм).

Количество долблений составляет 1 на каждый интервал, т.е. предполагается, что интервалы будут пробуриваться без смены долота.

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

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

Нормативное время на спуск свечей рассчитывается по интервалам по формуле 5, на подъем свечей рассчитывается по формуле 6.

$$T_C = T^1_C \cdot \frac{N_C}{60}, \quad (5)$$

$$T_\Pi = T^1_\Pi \cdot \frac{N_\Pi}{60}, \quad (6)$$

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

При оснастке талевой системы 5х6

$$T_{C}^{1C} = 1,5 \text{ мин}; T_{П}^{1C} = 1,5 \text{ мин}$$

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

Расчет нормативного времени на наращивание труб.

Нормативное время на наращивание труб рассчитывается по формуле 7

$$T_{Н} = T_{Н}^{1T} \cdot N, \quad (7)$$

где $T_{Н}^{1T}$ – нормативное время на одно наращивание 0,2 ч;

$N_{Н}$ – количество наращиваний, которое равно количеству свечей в каждом интервале.

Время на подготовительно – заключительные работы

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

Расчет для каждого интервала по формуле 8.

$$T_{нзр} = T_{1нзр} \cdot n, \quad (8)$$

где $T_{1нзр}$ – норма времени одного цикла подготовительно – заключительных работ, равная в сумме 0,45 часа;

n – нормативное количество долблений в интервале.

Время на проверку превентора

Нормативное время на проверку превентора рассчитывается по формуле 9.

$$T_{nn} = T_{1nn} \cdot N, \quad (9)$$

где T_{1nn} – норма времени одной проверки превентора, равная 0,25 часа;

N – общее по скважине количество долблений.

Время на переоснастку талевой системы

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

Время на сборку и разборку УБТ

Время на сборку и разборку свечей УБТ рассчитывается по формуле 10.

$$T_{cp} = T_{cb}^{1cb} \cdot N_{cb} \cdot N, \quad (10)$$

где N_{cb} – количество свечей;

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

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

Расчет нормативного времени на ремонтные работы

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

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

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

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока –

70,5 часов; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 173,4 часа; на сборку вышки – 314,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 230,2 часа; на сборку оснований насосного блока – 288,7 часа; на монтаж буровой установки – 91,4 часа. Суммарное время на строительные-монтажные работы составляет 1168,7 часа или 48,7 суток [29]. В таблице 11 показана продолжительность строительства скважины, в таблице 12 показана продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин.

Таблица 11 – Продолжительность строительства скважины

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

Таблица 12 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

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

6.2 Разработка календарного план-графика строительства скважины




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

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

При составлении графика учитывается тип буровой установки, месячная производительность, то есть число скважин, законченных за месяц буровой бригадой и количество календарных часов для бурения. В таблице 13 представлена продолжительность бурения и крепления по интервалам [30].

Таблица 13 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам

Вид работ	Месяцы											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Вышкомонтаж	[Гранный узор]											
2. Бурение	[Черный узор]											
3. Освоение	[Вертикальный узор]											

-  - монтаж буровой установки (48,7 суток)
-  - бурение скважины (17,7 суток)
-  - освоение скважины (15 суток)

6.3 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

В таблице 14 представлена сводная смета на строительство скважины.

Таблица 14 – Сводная смета на строительство скважины

№	Наименование работ или затрат	Стоимость в ценах 1984 г, руб.	Стоимость в текущих ценах, руб. (коэффициент удорожания на 2020 г. составляет 251,4)
1	2	3	4
I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и др.	78 979	19856900
2	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2295	577009

Продолжение таблицы 14

3	В т.ч. работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1401	352239
4	Техническая рекультивация	12192	3065313
5	Разборка при технической рекультивации	116	29165
	Итого	93582	23528356
II. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования			
6	Строительство и монтаж, перетаскивание	177954	44741195
7	Разборка и демонтаж	11351	2853868
8	В т.ч. работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	192	48273
	Итого	189497	47643336
III. Бурение и крепление скважины			
9	Бурение скважины	268643	67542223
10	Крепление скважины	249324	62685040
	Итого	517967	130227263
IV. Промыслово-геофизические работы			
11	Затраты на промыслово-геофизические работы, 9 % от пункта III	44617	11217606
V. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
12	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4 % (ВСН-39-86 [4])	14539	3655395
13	Снегоборьба, 0,4% (ВСН-39-86 [4])	1083	272288
14	Эксплуатация котельной установки	31464	7910679
	Итого	47086	11838362
VI. Прочие работы и затраты			
15	Премии и прочие доплаты, 24,5%	302547	76066367
16	Вахтовые надбавки, 4,4%	54335	13660906
17	Добровольное страхование, 0,9%	11114	2794282
18	Топографо-геодезические работы	76360	19198431
19	Платежи за выбросы в атмосферу		1300
1	2	3	4
20	Платежи за ущерб промышленным животным		4080

Продолжение таблицы 14

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

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

6.4 Расчёт стоимости установки оборудования MPD

В основной части выпускной квалификационной работы была рассмотрена новейшая технология, применяемая при бурении скважин с узким окном бурения. Далее будет произведен расчёт стоимости установки оборудования технологии MPD.

Трудоёмкость

Трудоёмкость установки роторного устьевого герметизатора составляет 210 минут.

Трудоёмкость установки подшипникового уплотнительного узла составляет 90 минут.

Трудоёмкость установки дроссельного узла, манифольда, монтаж и опрессовка линий составляет 540 минут.

Трудоёмкость установки газосепаратора составляет 360 минут.

Трудоёмкость установки факельной линии составляет 380 минут.

Таким образом, если сложить полученное время монтажа оборудования, получается: чтобы установить оборудование технологии MPD, буровой бригаде потребуется 1580 минут или 26,3 часа (1,1 сут.).

Результаты по расчету заработной платы рабочего персонала представлены в таблице 15.

Продолжение таблицы 15 – Расчёт заработной платы

№ п/п	Наименование Категории Работников в 2016 году	Численность по штату (ед)	Средняя заработная плата одного чел. дня (12ч), руб	Фонд з/платы в день, руб	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ, руб
1	Бур. бригада – 6 человек	1	24108	24108	1,1*2	53037,6
2	Слесарь	2	4018	8036	1,1*2	17679,2
3	Электромонтёр	2	4018	8036	1,1*2	17679,2
4	Крановщик	2	4018	4018		8839,6
Итого						97235,6

Страховые взносы определяются согласно установленным налоговым кодексом РФ.

7. Социальная ответственность

Введение

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

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

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

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

При осуществлении трудовой деятельности между работником и работодателем заключается трудовой договор, в котором прописываются обязанности сторон, ответственность, а также права работника. Документом, определяющим трудовые отношения между работником и работодателем, является трудовой кодекс.

Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на [1]:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются статьёй 298 ТК РФ [2].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [3].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно статье 30 «Сохранение права на досрочное назначение страховой пенсии» Федерального закона от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях» [4].

7.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места оборудуются в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [5].

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» [6].

7.2. Производственная безопасность

7.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Согласно ГОСТ 12.0.002-14 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения» [7] факторы производственной среды представлены, как опасные и вредные производственные факторы.

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

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

В сфере бурения нефтяных и газовых скважин, входящей в состав нефтегазового комплекса, при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке скважин возможны следующие опасности, представленные в таблице 16:

Таблица 16 – Сводная таблица опасных и вредных факторов на производственном объекте нефтегазового промысла

Факторы	Этапы работы	Нормативные документы
	Эксплуатация	
1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [11]
2. Повышенный уровень шума на рабочем месте	+	

Продолжение таблицы 16

3.Повышенный уровень электромагнитного излучения	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы
4.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	«Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». [8]
5.Поражение электрическим током	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к
6.Возгорание	+	естественному, искусственному и совмещённому освещению
7. Повышенный уровень вибрации	+	жилых и общественных зданий. [9]
8. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	+	СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. [10] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [12]

7.2.1.1 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

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

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

Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации. Труд всех работающих в условиях крайнего Севера по профессиям, связанных с бурением нефтяных и газовых скважин, по микроклиматическому признаку регламентируется в соответствии с Р 2.2.2006-05. [13]

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

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

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

7.2.1.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте.

Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

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

Возможные последствия от действия фактора на организм человека. Шум, возникающий в результате работы производственного оборудования, превышающий допустимые нормативные значения, пагубно воздействует на

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

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

Рассмотрим данный фактор с точки зрения ГОСТ 12.1.003-83 [14].

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

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

7.2.1.3 Повышенный уровень вибрации.

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

Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Обеспечение вибрационной безопасности на буровой площадке

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

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

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

Соблюдение требований техники безопасности по данному фактору регламентируется ГОСТ 12.1.012-2004 [15].

На рабочем месте бурильщика во время долбления наибольшая вибрация отмечена на установке роторного бурения — до 123 дБ в октавной полосе 31,5 Гц. На установках, осуществляющих бурение турбобуром, параметры среднеквадратичной колебательной скорости ниже допустимого уровня и зачастую не превышают его. В целом наиболее высокие уровни вибрации, до 90—123 дБ, отмечены в полосах частот 8—63 Гц. На всех буровых установках средние величины вибрации в диапазоне частот 8—63 гЦ превышают допустимые уровни. Значительное превышение вибрации над допустимыми величинами имеется в проходах у силовых агрегатов различных типов буровых установок.

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 виброрукавицы.

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

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

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

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013г.№101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП) [16] и приведены в Таблице 17.

Таблица 17 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещённость, лк	Пространство	Освещённость, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

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.

7.2.2 Анализ опасных производственных факторов

7.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

В процессе строительства скважины возможно получение механических травм. Источником механических травм при сооружении скважины является выполнение технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности оборудования.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП, инструктажей по ТБ, расположение оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны ставиться на учет и испытываться согласно РД 10-525-03 [17]. Весь рабочий персонал согласно ГОСТ 12.4.011-89 [18] обеспечивается средствами индивидуальной защиты: касками, спецодеждой, рукавицами.

7.2.2.2 Поражение электрическим током

Поражение электрическим током возможно при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Прохождение электрического тока через организм может привести к судорогам, ожогам частей тела, нарушению сердечной и дыхательной функций, а также являться причиной смерти.

Производственные помещения буровой установки относятся к опасным и особо опасным помещениям в отношении опасности поражения электрическим током. ГОСТ 12.1.019 [19] устанавливает общие требования по предотвращению

опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [20] «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [21];
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления, зануления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе с электрооборудованием лиц, имеющих группу допуска по электробезопасности не ниже III.

7.2.2.3 Пожаровзрывоопасность

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" [22].

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

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения.

Противопожарные щиты 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.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. Для курения и разведения огня отводятся специальные места. Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" [23].

7.3 Экологическая безопасность

7.3.1 Анализ влияния процесса объекта исследования на окружающую среду

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

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в Приложении А.

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

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

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортным средством (цементовоз, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар. Требования к сооружению шламовых амбаров регламентированы РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» [24].

7.3.2 Охрана недр

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

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.
- Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:
 - разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от

металлолома и другого мусора;

- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку испланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли.

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

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.4.1 Анализ возможных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований

Чрезвычайная ситуация – это процесс возникновения, в течение короткого периода времени, экстремальных условий для человека, преодоление которых требует высокого уровня физической, физиологической, психологической, моральной адаптированности. В чрезвычайных ситуациях возникают экстремальные условия для человека.

Возможные ЧС: аварийные разливы нефти и выбросы газа, взрывы, пожары, разрывы ПВО и труб в процессе опрессовки, открытые фонтаны, затопление прибрежной территории, шквальные ветра, ливневые дожди, заморозки и др.

К наиболее вероятным производственным чрезвычайным ситуациям в нефтегазовом комплексе относятся:

- пожары;
- наводнение;
- газонефтеводопроявление.

Рассмотрим один из самых опасных и вероятный случаев.

7.4.1.1 Газонефтеводопроявление

Газонефтеводопроявление (ГНВП) – выброс нефти, газа или воды из продуктивного пласта в скважину, через устье на поверхность при производстве ремонта, освоения или бурения скважины.

Причины газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых нефтяных и газовых фонтанов:

- невыполнение требований проекта и технологических регламентов по параметрам промывочной жидкости, промывкам скважины, скоростям спуска и подъема бурильной и обсадных колонн, что приводит к снижению противодействия на пласт;
- длительные простои скважины без промывки и долива;
- снижение уровня промывочной жидкости в скважине в процессе спускоподъемных операций, геофизических исследований, ремонтных работ и простоев в результате несвоевременного и недостаточного ее заполнения промывочной жидкостью;
- непринятие оперативных мер по герметизации устья скважины при появлении признаков нефтегазоводопроявления;
- увеличение объема вытесняемого из скважины раствора при спуске бурильных или обсадных колонн по сравнению с расчетным.

7.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [25].

Вывод:

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

Управление давлением в процессе бурения — усовершенствованная форма первичного управления скважиной, созданная для предотвращения простоев и затрат непродуктивного времени, присущих традиционным способам бурения. Наиболее распространенные варианты контроля давления в процессе бурения обеспечивают возможность использования закрытой системы возврата раствора и системы, которая выдерживает высокое давление. Последнее позволяет, в свою очередь, более точно управлять профилем давления по всему стволу скважины.

Преимуществом контроля давления в процессе бурения следует считать и возможность регулировать давление на забое при минимальном прерывании хода буровых работ. В отличие от бурения на депрессии, основная цель которого состоит в повышении производительности скважины за счет минимизации риска повреждения продуктивных зон, главной целью технологии управления давлением в процессе бурения служит снижение его стоимости. Значительное количество проблем, связанных с бурением (а соответственно и со временем работы без углубления забоя), с которыми сегодня сталкивается отрасль бурения, может быть в той или иной степени решено посредством выстраивания более точной технологии управления давлением в стволе скважины.

Проанализировав особенности бурения скважин с управляемым давлением, была выведена схема указаний (приложение Е), в которой описаны действия при возникновении осложнений во время использования технологии БРД, что позволит сделать правильные шаги при их устранении.

Результатом данной работы стало обобщение и систематизация данных в области строительства скважин с управляемым давлением.

Научная новизна заключается в разработке указаний при возникновении осложнений при использовании технологии MPD.

Результаты данной работы могут быть использованы при проектировании строительства скважин с узким «окном бурения», недропользователями, сервисными организациями.

В разделе социальной ответственности рассмотрены опасные и вредные факторы при выполнении буровых работ, в том числе ликвидации ГНВП, и мероприятия по их устранению, приведен анализ экологической безопасности, а также безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список использованных источников

1. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021).
2. «Трудовой кодекс Российской Федерации» Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом.
3. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».
4. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «О страховых пенсиях»
5. 5. ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
6. 6. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
7. ГОСТ 12.0.002-14 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения.
8. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».
9. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
10. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
11. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
12. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

13. Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
14. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
16. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
17. . РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
18. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
19. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
20. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
21. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
22. 11. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности". [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://stroysvoimirukami.ru/gost-122003-91/> (дата обращения 01.06.2021).
23. 12. ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности". [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://weldzone.info/norms/44-defend/689-gost-123003-86-sistema-standartovbezopasnosti-truda-raboty-elektrosvarochnye-trebovaniya-bezopasnosti> (дата обращения 01.06.2021).

24. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

25. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

26. George H. Medley, SPE, Signa Engineering Corp., Jerome J. Schubert, SPE, TAMU, Paper SPE 122281 presented at the IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 12-13 February 2009.

27. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемы [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.html (дата обращения: 13.05.2021).

28. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства 102 Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1” [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/> (дата обращения 18.05.2021).

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

30. «Ведомственные строительные нормы инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» ВСН 39-86. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://txt.g-ost.ru/55/55328/> (дата обращения: 15.05.2021).

31. Gerbersdorf, S.U., Hollert, H., Brinkmann, M., Wieprecht, S., Schuettrumpf, H. and W. Manz (2011): Planung des Öl-und Gasbrunnenbaus, Anwendung neuer Entwicklungen im technologischen Prozess 2017, 31-39;

32. Yu. V. Vadetsky "Drilling of oil and gas wells" - Moscow: Publishing Center "Academy", 2010. - 352 p.

33. Siraev R.U. & Co. Ways of the decision of geology-technological problems at opening rifewcarbonate adjournment UTM.// 2-th Irkutsk International Conference GEOBAIKAL- 2012. – Irkutsk, 2012.

34. Usachev A. S. Drilling rig and its components – - Moscow: 2017

35. Vakhromeev A.G. & Co/ First deep horisontal boreholes drilling and pamping for oil extraction (at) the urubchenotohomskoe oil-gas-condensate/ 5th Saint Petersburg International Conference & Exhibition 2012. – Saint Petersburg, 2012.

36. Managed-Pressure Drilling With Dynamic Annular Pressure-Control System Proves Successful in Redevelopment Program on Auger TLP in Deepwater Gulf of Mexico. Paper presented at the IADC/SPE Managed Pressure Drilling & Underbalanced Operations, Galveston, Texas, U.S.A., March 2007.

37. Managed pressure drilling candidate selection by Anantha Sarat Sagar Nauduri, Submitted to the Office of Graduate Studies of Texas A&M University in partial fulfillment of the requirements for the degree of, Hans C. Juvkam-Wold, Jerome J Schubert

38. Managed-Pressure Drilling: What It Is and What It Is Not, Kenneth P. Malloy; Rick Stone; George Harold Medley; Don M. Hannegan; Oliver D. Coker; Paper presented at the IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference & Exhibition, San Antonio, Texas, February 2009.

39. Safety and risk analysis of managed pressure drilling operation using Bayesian network, Majeed Abimbola, Faisal Khan, Nima Khakzad, Stephen Butt, published 14 April 2014

40. MPD is a good well control tool, but questions remain n Innovating While Drilling®, News, Safety and ESG Apr 21, 2015

Приложение А (справочное)

Analysis of the technology of drilling wells with controlled pressure at the bottom

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Кулешов Даниил Игоревич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалёв А.В.	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОИЯ	Сумцова О.В.	к.ф.н.		

Introduction

The use of traditional technology of drilling oil and gas wells, as a rule, involves the creation of a significant repression on the reservoir in order to prevent manifestations, maintain the stability of the well walls, etc. The application of this technology is accompanied by a decrease in the mechanical speed of penetration and deterioration of the reservoir properties of the layers. The solution of these problems with the use of energy-intensive bits, forced drilling modes, clay-free drilling fluids generally requires significant capital investments and does not justify itself from a technical and economic point of view, especially in remote regions of the Far North. The need for exploration and production drilling in this region, related to its prospects for hydrocarbon reserves, requires the development and improvement of drilling technologies that ensure the maintenance of the necessary minimum pressure at the bottom.

One of the promising ways to solve this problem is the drilling technology with the regulation of differential pressure in the "well-formation" system. A variant of the implementation of the technology currently being implemented is the use of a sealed circulation system, which significantly simplifies the well flushing scheme and provides smooth control of the pressure at the bottom.

The purpose of this work is to generalize and systematize data in the field of well construction with controlled pressure, based on the literature analysis of this technology and the equipment used.

Controlled pressure drilling technology

Description of controlled pressure drilling technology

The traditional method of drilling involves exceeding the hydrostatic pressure of the drilling fluid in the well above the reservoir pressure. During the drilling fluid circulation, the pressure exerted on the formation increases in comparison with static conditions due to the occurrence of friction forces in the annular space during the movement of the liquid.

$$P_{\text{downhole}} = P_{\text{hydrostatic}} + P_{\text{friction loss}} \quad (1)$$

For convenience and ease of comparing bottomhole pressure in dynamic conditions with a reservoir pressure gradient and drilling mud density, the term “equivalent circulating density” (ECD) is used and calculated by means of the following formula:

$$\text{ECD} = \rho_{\text{solution}} + F_{\text{friction loss}} / (9.81 \times H_{\text{vertically}}) \quad (2)$$

In the conventional drilling, ECD depends on geometry of the internal space of the well and the drilling tool being lowered, drilling modes, rheology, and the density of the drilling fluid. At the planning stage, the density of the drilling fluid is selected in such a way that under static conditions the pressure of the fluid column exceeds the pressure of the reservoir fluid and the pressure at which the well walls remain stable, thereby preventing fluid occurrence and destruction of the trunk whereas the pressure under dynamic conditions does not exceed the pressure of hydraulic fracturing (fracking), excluding the occurrence of fracking with subsequent absorption. A common scheme of the traditional drilling method is shown in Figure 1.

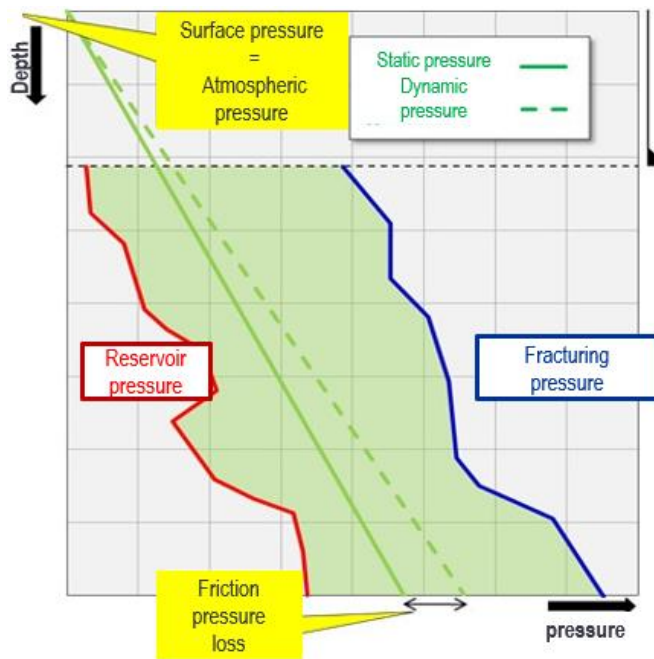


Figure 1 – Operating window for conventional drilling through the areas with the normal reservoir pressure

The range between the reservoir pressure and the fracturing pressure is called the acceptable drilling conditions window or the operating window. In this case, the window is wide enough to drill the well without causing complications such as hydraulic fracturing and loss of circulation.

In the case when during the well construction, formations with the abnormal pressure value (AVPD, ANPD) are opened, the operating window narrows, and the drilling picture takes the form shown in Fig. 2.

In this scenario, under static conditions, the well is in a stable state, but when the circulation resumes, the downhole pressure increases, the value of which exceeds the pressure of the reservoir rupture leading to the absorption of the washing liquid. As a rule, in such cases, it is economically feasible to lower the intermediate casing string.

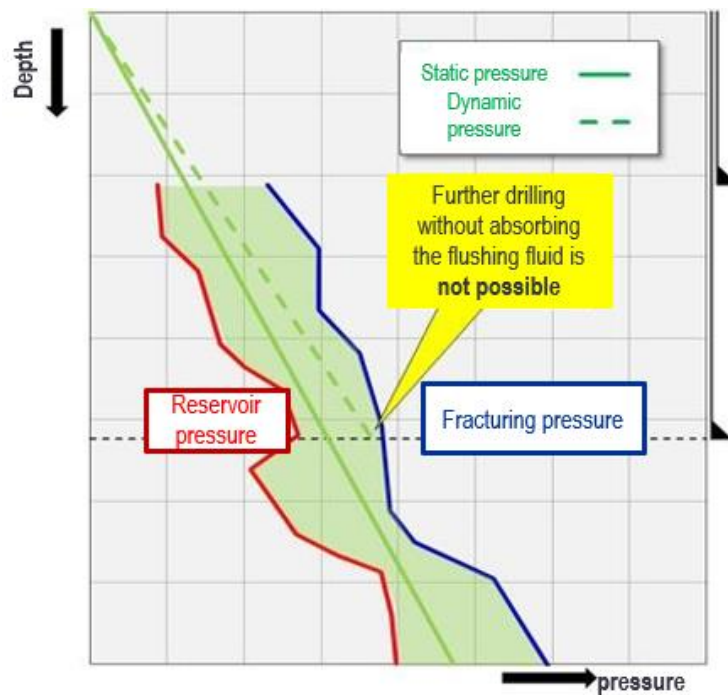


Figure. 2 – Operating window for conventional drilling through the areas with the abnormal reservoir pressure

Drilling of the wells in the fields of Eastern Siberia is carried out on the productive layer of Riphean deposits, which are characterized by high fracturing and the presence of cavities, as well as a high gas fluid factor (close to 200 m³/m³) [2], while the pressure of the productive layer is abnormally low – the value of the reservoir pressure gradient lies in the range of 0.85-0.92. The view of the operating window is identical to Fig. 2, so the construction of the horizontal section is associated with a number of complications due to intensive absorption and loss of circulation.

Preventing the loss of circulation by reducing the density of the drilling mud came up ineffective due to the unpredictable nature of the cracks and the location of the caverns. The use of drilling mud with a density close to the value of the reservoir pressure gradient allowed to reduce the intensity of absorption during drilling, but during the shutdown of the pumps, an influx was observed, which required taking measures to dampen the well by injecting a weighted solution. In turn, pumping of the well-killing fluid led to an increase in excess pressure on the formation, there was an increase in cracks and a growth in the absorption intensity, consequently, under static

conditions, the level of drilling fluid in the well decreased, and the pressure of the liquid column on the formation declined resulting in gas show.

Pressure-controlled drilling

Pressure-controlled drilling (PCD) is an adaptive drilling method that provides a precise control of the pressure profile over the entire annular space of the wellbore under both dynamic and static conditions. The use of special equipment and software and hardware complex allows determining the limit values of reservoir pressure and hydraulic fracturing pressure safely, and in accordance with the obtained values, monitoring the pressure profile in the annulus. In the event of a gas and oil occurrence, the incoming fluid or gas is diverted to special receivers, or burned at a flare installation without the need to suspend the drilling process.

The PCD technology allows drilling in the areas with the abnormal formation pressure at minimum risks of complications, eliminating the need for the descent of intermediate casing strings. A schematic representation of the pressure distribution in the well during drilling with the pressure control technology is shown in Figure 3.

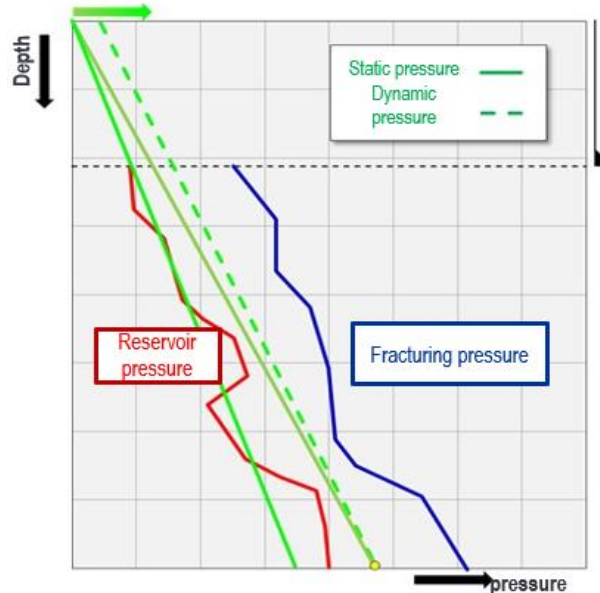


Figure 3 – The nature of the pressure profile in the well at PCD

In this case, drilling mud with a density lower than the value of the reservoir pressure gradient (bright green line) was used as the flushing fluid. Figure 3 shows that the bottom-hole pressure remains unchanged under both static and dynamic conditions.

There are several PCD methods, but the most suitable for the fields of Eastern Siberia is the use of the multiphase drilling flushing fluid. The principal difference between the multiphase method is the injection of gas (nitrogen is most often used) into the drilling manifold together with the flushing liquid, which significantly reduces the pressure along the entire wellbore.

The main advantages of the PCD technology include:

- The ability to reduce the pressure gradient of the carbonated liquid in the well to a value lower than the hydrostatic pressure gradient of the liquid itself;
- The ability to control the pressure in the well dynamically without stopping drilling;
- Minimization of the swabbing and plunging effect during the descent and lifting operations;
- Minimization of the penetration degree of the drilling mud components into the productive formation;
- Early detection of fluid / gas phenomena;
- Minimization of the volume of washing liquid absorption;
- Risk minimization of differential tacks;
- Increase in commercial drilling speed.

To solve the problems described above when drilling a horizontal section of a well in the fields of Eastern Siberia, the single-phase PCD method was previously used. This made it possible to start drilling the horizontal section by means of a drilling mud with a density significantly lower than that used in traditional drilling, while ground-based equipment made it possible to control the gas show in static conditions without additional time expenditures. The use of this method of PCD technology allowed to reduce the volume of absorbed drilling fluid when drilling a horizontal section of the well from 2000 m³ to 1200 m³, as well as to avoid the need for the use of MBP. However, the drilling mud absorption was still significant, having regard to the cost of the hydrocarbon-based drilling mud used. In this connection, the need for reducing the

drilling mud loss, as well as minimizing the impact of its products on the reservoir properties of the productive formation remained.

As a result of the analysis of data obtained during the construction and geophysical studies of a number of wells drilled in the fields of Eastern Siberia, it was determined that the most appropriate method to achieve the objectives of minimizing the volume of flushing fluid absorption during drilling, achieving the design depth of the horizontal section and minimizing damage to the reservoir properties is a pressure control drilling, which will reduce the ECD to values equal to, or, if necessary, lower than the value of the reservoir pressure gradient.

MPD Equipment

This section describes the MPD equipment used for drilling. The complex of equipment is designed for precise control of the downhole pressure in the well both in dynamic and static conditions during drilling, expansion and descent and lifting operations. To enable pressure monitoring, a closed circulation system is in need, which requires the following equipment:

- Throttle manifold with hydraulic chokes;
- Automatic downhole pressure control system;
- Early recognition system for gas and oil-water phenomena;
- Back pressure generation system when the pumps are switched off;
- Associated and process gas separation system;
- Specialized pipe strapping for connecting the main MPD units to the drilling rig equipment.

MPD-Borehole System Pressure Ratings

A comparative table of the system pressure ratings is presented below.

Table 1 – MPD equipment pressure ratings

Name	Description	Operational limit
Gradient of the absorption beginning	Based on project data	1.29 g/cm ³
Dynamic MAASP*	With ECP on the casing shoe 1.69 g/cm ³	30 atm
Static MASSP**	For a design density of 1.50 g/cm ³	58 atm

Continuation of table 1

RCD3 Max pacing pressure	Limited by the sealing element	100 atm
RCD3 Max. rotating pressure 80 rpm	Limited by the sealing element	100 atm
RCD3 Max static pressure (no movement, no rotation)	Limited by the sealing element	100 atm
MPD Main Line High Pressure Pipe Strapping	4" 602	100 atm
MPD manifold shut-off valve	Manifold API 4 1/16 5K	340 atm
Maximum operating pressure of the hydraulic connection	Low Pressure Auto-Choke (LPAC system)	100 atm

When isolating the MPD equipment from a rotating control device, the maximum static pressure can be increased to 130 atm.

For safety reasons, when specifying the maximum pressure under dynamic conditions, 80% of the maximum pressure is set in the MPD matrix. Moreover, when developing the matrix, the worst-case scenario is taken, in which it is assumed that the

sealing element is in a state of moderate wear. The final limit values of the surface pressure are presented in the MPD matrix in the next section.

Rotating Control Device «RCD3»

This equipment is a passive sealing device installed on the blowout equipment. The RCD ensures that the materials coming out of the well – pressurized gas, drilling fluid, reservoir fluid, and drilled rock-are safely diverted to the downhole pressure monitoring and gas separation equipment. The sealing of the space around the drill string is carried out by means of polyurethane seals fixed by means of a bolted connection on the rotating part of the RCD – a bearing-sealing unit.



Figure 4 – Engine housing (A) and bearing seal assembly(B) in the housing

The bearing assembly is inserted into the RCD housing and clamped with a special metal clamp. This design allows you to quickly replace the worn-out sealing element together with the bearing assembly (if the maintenance personnel have sufficient qualifications, the replacement is carried out within 30 to 40 minutes).

Bearing sealing element

It is a passive sealing device that is installed in the RCD housing and ensures the safe removal of materials coming out of the well: gas under pressure, liquids and

drilling mud, to the ground separation system during pressure control drilling or drilling on a depression.

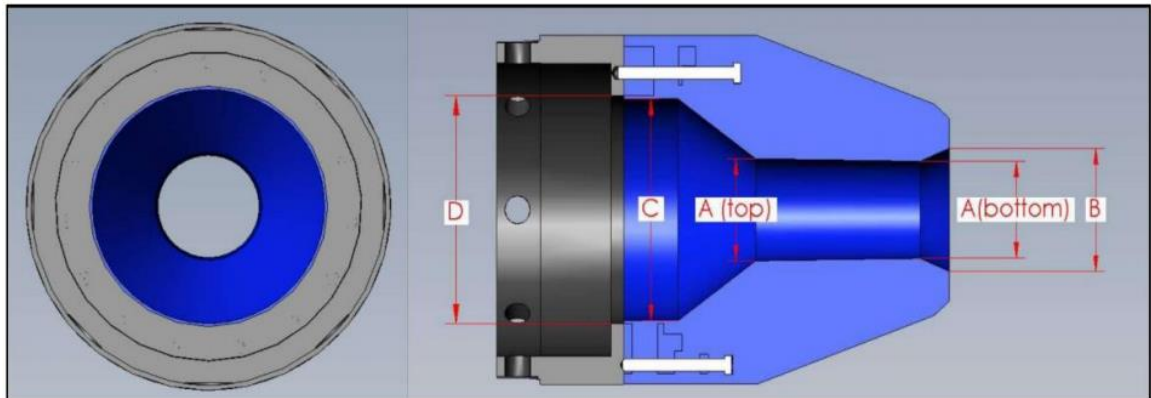


Figure 5 – Bearing sealing element with dimensions

Factors for reducing the service life of the sealing element

This section lists the factors that contribute to premature wear of the RCD sealing element. This list includes, but goes beyond, the following items:

- * The length of the drilling tool being dragged through the sealing element;
- Speed of pacing and descent and lifting operations through the sealer without pressure;
- Speed of pacing and descent and lifting operations through the seal in the presence of pressure;
- TD and Air defense concentricity;
- Defects on the surface of the drill pipe (chips, scrapes, burrs and other defects that violate the factory roughness of the tool;
- The presence of wear-resistant surfacing on the lock joint of the drill pipe ("Hardbanding»);
- Improper operating conditions of the equipment;
- Exceeding the permissible speed of the SVP/Rotor speed-150 rpm;
- Presence of hydrogen sulfide H₂S;
- External diameter, type and condition of pipe lock connections;
- Drilling fluid temperature and type, aniline point;

- The displacement degree of the drill pipe in the horizontal plane during drilling;
- The effect of beating / swinging the drill pipe.

Schlumberger's equipment is designed to operate under extreme operating conditions, including extremely high temperatures, pressures, as well as high vibration and shocks. However, all mechanical and electrical equipment has certain technical limitations and specification requirements that must be met in order to achieve more efficient operating results. If one of the above factors has been detected, it is necessary to take measures to eliminate / minimize it in order to successfully conduct the well using the pressure control technology.

Before each installation of the bearing sealing element, a checklist for monitoring the alignment of the SVP and the condition of the drilling tool will be filled out with the signature of the customer's representative. This document is attached to the write-off certificate of sealing element being taken into account in the investigation in the event of a premature failure of the BSE.

Recommendations for minimizing the impact of premature wear factors are:

- To eliminate or minimize to the uttermost the eccentricity of TD and a preventer before installing the RCD bearing assembly. To use turnbuckles to align the air defense and hydraulic drill jacks to align the rig.
- To eliminate or minimize to the uttermost the residual eccentricity of TD and the preventer, if detected during the BSE installation. To use a checklist to determine the degree of alignment of TD and the preventer;
- During the drilling rig audit, special attention should be paid to the alignment of TD and the preventer, indicating the information in the document;
- If there are effects of beating / swaying of the pipe during drilling, choose the optimal load on the bit and the TD speed/the rotor, at which these effects will be minimized;

- To evaluate the condition of the drill pipes and lock joints for defects. If possible, remove the defects with a hand tool (remove the scuff marks on the locks with a file);
- To apply grease when lowering the drill pipe, especially if there are signs of corrosion. As a rule, for these purposes, waste oil is poured into the neck of the bearing assembly;
- It is recommended to clean the drill pipe if it is covered with a layer of solidified drilling mud;
- To check periodically the alignment of TD and the preventer, especially when changing the trajectory of the drilling section, after transitions from the vertical part of the wellbore to the directional and horizontal ones. The eccentricity can be detected directly by the location of the drill pipe relative to the bearing assembly;
- To maintain back pressure in the well in the green zone, in accordance with the MPD operating matrix. If possible, it is recommended to reduce the back pressure by weighting the drilling mud;
- To maintain the speed of descent and lifting operations through the sealing element no more than 0.1 m/s (6 m/min).

Recommendations for replacing BSE-total bearing rotation time

The recommended time to replace the sealing element is 72 hours of a tool rotation. If the rotation time exceeds more than 72 hours, there is a high probability of the sealing element failure, which will lead to the mouth depressurization and spills. The actual operating time of the seal may be much higher than 72 hours of the rotation, however: The recommended replacement time of the seal element is 72 hours of the rotation. If the operating time for the sealing unit reaches and exceeds this value, the probability of leakage increases.

The estimated time required to replace the sealing element is about 1 hour, but the actual time will depend on the drilling equipment and the condition of the well. This time does not include operations such as crew shifts, safety meetings, TD-

preventer concentricity control, pressure bleed, and other operations that are not directly related to the sealing unit replacement process.

Manifold with semi-automatic chokes «LPAC»

At the well # 365, the use a "horizontal" version of the manifold with semi-automatic "LPAC" (Low Pressure Auto Choke) chokes is planned. The LPAC is designed to create the required back pressure in the well under both dynamic and static conditions. Changing the position of the throttle increases / decreases the effective diameter of the passage hole, which makes it easier/more difficult for the liquid to pass through this section and thus affects the amount of back pressure.

Throttle Manifold

The throttle manifold is equipped with an annulus pressure sensor, which allows the automatic system to select the throttle position corresponding to the specified back pressure, if necessary.



Figure 7 – Throttle manifold

The throttle manifold is equipped with high-pressure mechanical shut-off valves on each circuit. This valve allows isolating a failed circuit from the pressure and perform maintenance of the throttle without stopping the work.

"Auto-choke" hydraulic throttle and throttle control panels

The throttling unit is equipped with two automatic throttles, which are controlled by a stationary or remote panel. As a rule, one choke is used during drilling, while the second one is in the fully closed position and is used as a backup.

The hydraulic throttle is controlled by a hydraulic power unit (HPU). The pressure in the hydraulic circuit is created by means of a pneumatichydraulic pump, which requires air supply from the drilling rig at the pressure of at least 8 bar.

The maximum operating pressure that the HPU is able to maintain with the help of chokes is 100 atm. When the pressure exceeds 100 atm, the throttle will automatically open and maintain its pressure limit.



Figure 8 – Stationary and remote control panels LPAC (A), automatic throttle BRD (B).

The stationary control panel is equipped with an uninterruptible power supply, as well as pneumatic accumulators, which allow to ensure the operation of the system in the event of a power outage – within 1 hour (0.5 hours for the remote panel), in the event of a pressure loss in the pneumatic line – within 2 hours.

Pressure sensors and pump stroke counters

The LPAC system is equipped with pressure sensors in the annulus and in the drilling manifold, designed for a maximum operating pressure of 340 bar. These sensors are equipped with a medium separation membrane, which directly transmits

the pressure to the LC circuit. The schematic representation of the sensor is shown in Figure 9. The system is also equipped with pressure sensors for the pneumatic and hydraulic circuits.

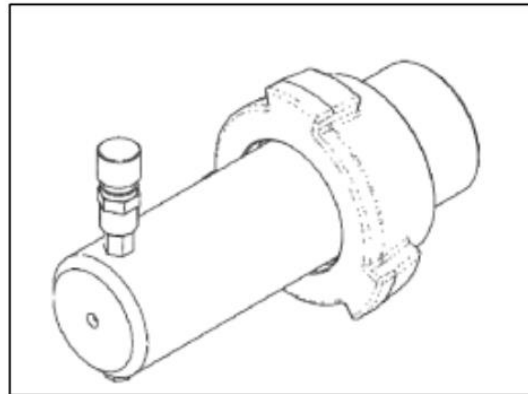


Figure 9 – Schematic representation of a pressure sensor with an LPAC medium separator

The system is also equipped with two pump stroke sensors (Figure 10), which are installed in the pump chambers to calculate the performance. The device is used in the calculation of the well replacement, as well as installations and pumping packs.

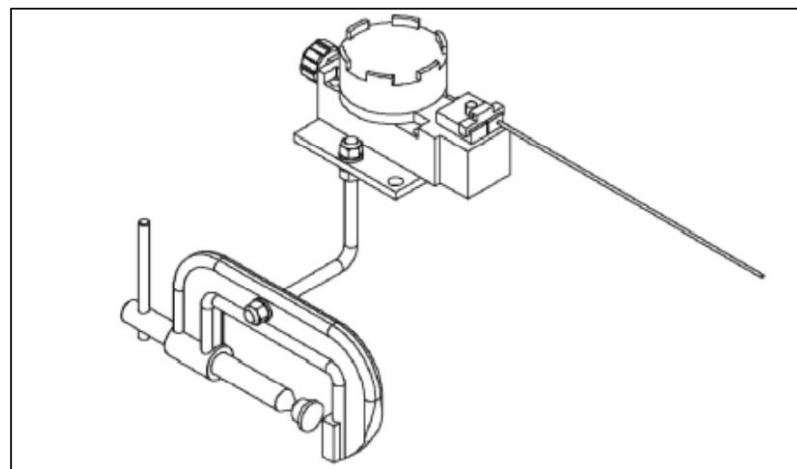


Figure 10 – Schematic representation of the pump stroke counters

Carbon Tracker Gas Flow Meter

The gas flow meter gives accurate results at flow rates from 0.3 to 83.8 m/s. It is installed on the gas discharge line between the drilling mud gas separator and the flare rack to measure the gas flow rate, temperature and pressure, which allows determining the real and standard volume flow, as well as the mass flow.



Figure 11 – Gas flow meter

Mud gas separator «MGS»

Vertical mud gas separator "MGS" is an atmospheric type separator that separates at least 70 % of the free gas (the value depends on the properties of the washing liquid, the solubility of the gas in it and the temperature). The solution enters the gas separator after the throttle manifold through the upper inlet of the vessel. Inside the vessel, the solution flows down through the plates installed alternately, which increases the area and time of contact of the drilling fluid with the environment and contributes to more efficient separation. A hydraulic seal or valve serves as a separation barrier for the incoming gas, the hydrostatic pressure of which prevents the gas from entering the cleaning equipment. The separated gas is sent to the flare line through the outlet located at the top of the tank, where it is subsequently burned.



Figure 11 - MGS-Mud Gas Separator

Flare installation

The flare installation is used for annealing the gas coming from the gas separator. The flare rack is a pipeline with a height of 11.5 m and a diameter of 203 mm at the base and 152 mm in the central and upper sections. In the upper part of the installation, the gas supply line of the igniter – propane, which allows burning the associated gas, if it comes from the well, is assembled. The ignition of the gas coming out of the pipeline is carried out by means of the automatic ignition system.



Figure 11 – Flare installation

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

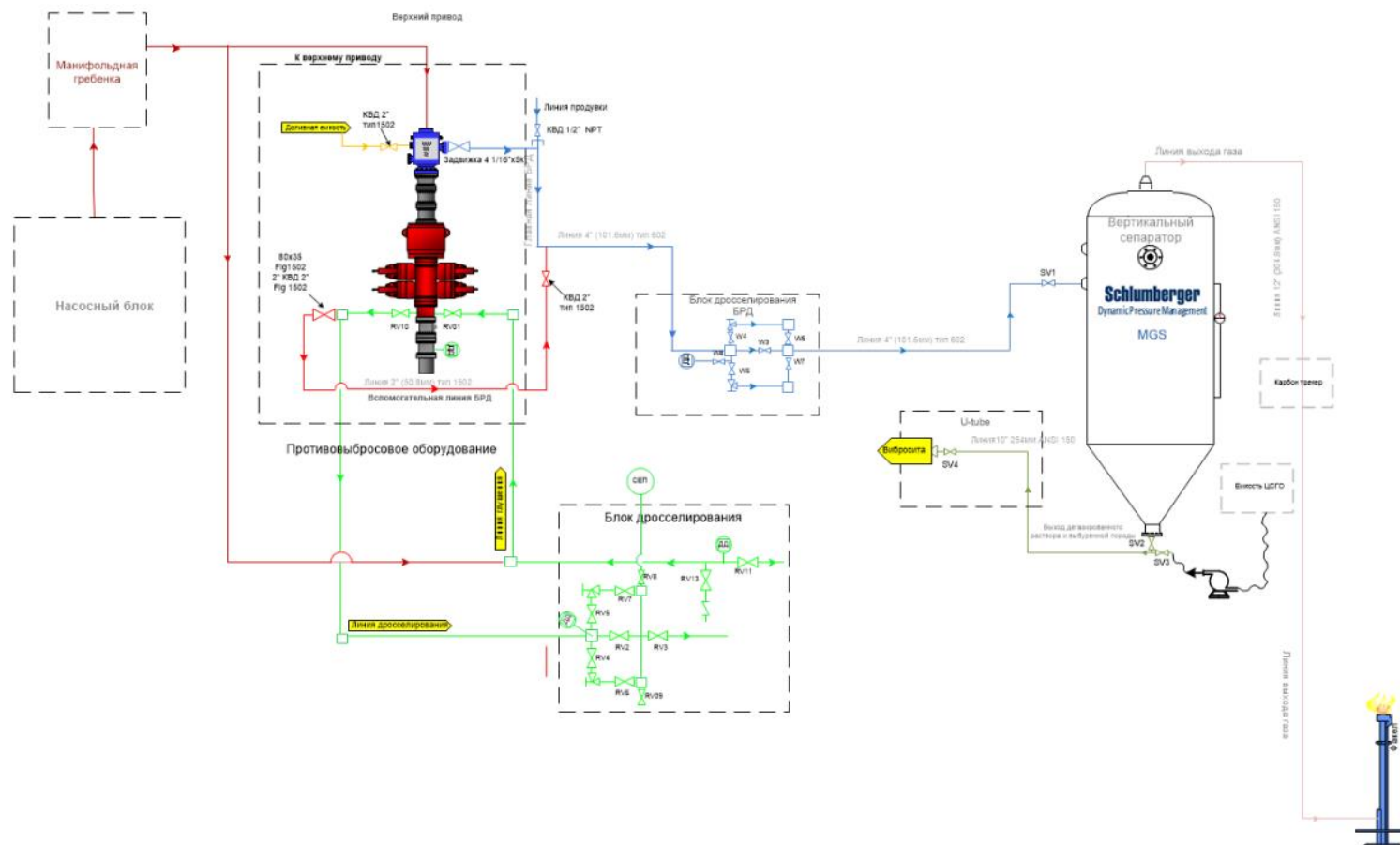
Проектный профиль скважины

Таблица Б.1 – Проектный профиль скважины

09_SDM_01_365-P_Design #6_Version 1_03-12-2020											
Дата рапорта / Report Date	December 2, 2020			Координатная привязка / Local Co-ordinate Reference				Устье скважины / Slot			
Заказчик / Client	VCSG			Метод расчета траектории / Calculation Method				Minimum Curvature			
Проект / Field	SDM, Russia_Irkutsk			Азимут вертикальной секции / Vertical Section Azimuth				(Grid North) 187.00			
Куст / Pad	1			Начало вертикальной секции / Vertical Section Origin				0.000 m, 0.000 m			
Скважина / Well	365-P			Системный уровень приведения / System Datum				Mean Sea Level			
Стол / Borehole	Wellbore 1			Привязка вертикальной отметки / TVD Reference Datum Type				Стол ротора			
План / Plan	Design #6			Смещение вертикали относительно привязки (TVD) / Datum Elevation				421.04			
Система координат / Coordinate System	Universal Transverse Mercator			Высота устья скважины относительно уровня моря / Ground Elevation (m):				407.60			
Геодезический репер / Geo Datum	WGS 1984			Ориентация относительно / North Reference				Картографический север (Grid North)			
Картографическая зона / Map Zone	Zone 49N (108 E to 114 E)			Магнитная модель / Magnetic Model				HDGM2020 (02.12.2020 г.)			
Широта / Latitude	59° 37' 58.3227 N			Магнитное наклонение / DIP Angle, °				77.71			
Долгота / Longitude	108° 4' 29.5405 E			Напряженность магнитного поля / Field Strenght (nT)				61276			
Отход на Север / Northing (m)	6614159.214			Магнитное склонение / Magnetic Declination, °				-7.90			
Отход на Восток / Easting (m)	335073.856			Схождение меридианов / Grid Convergence °				-2.52			
Кэф. Масштабирования / Scale Factor	0.9999338			Поправка Магнитный Север -> Картографический Север / Total Cor. Mag North to Grid North, °				-5.38			
Индекс сложности бурения (DDI)	6.287			Размер цели / азимут цели ² / Target Dimensions, m / Target Azimuth,				100x200@187°			
				Географические коорд. Центра цели Широта / Location Latitude:				59°36'48.8458			
				Географические коорд. Центра цели Долгота / Location Longitude:				108°04'44.8558			
Комментарии / Comments	Глубина по стволу / MD (m)	Зенитный угол / Incl (°)	Азимут / Azim Grid (°)	Глубина по вертикали / TVD (m)	Абсолютная Отметка / SSTVD (m)	СЮ/ NS (m)	ВЗ/ EW (m)	Отход / Closure (m)	Азимут на точку / Closure Azimuth (°)	Пространственная Интенсивность / DLS (°/20m)	Положение Отклонителя / TF (°)
Tie-In	0.00	0.00	0.00	0.00	-421.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
Четвертичные отложения	14.00	0.00	0.00	14.00	-407.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
КОР	80.00	0.00	0.00	80.00	-341.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
ЕОС	170.00	6.00	170.00	169.84	-251.20	-4.64	0.82	4.71	170.00	2.00	0
Верхонская свита	187.26	6.00	170.00	187.00	-234.04	-6.41	1.13	6.51	170.00	0.00	0
Направление 426 мм	200.00	6.00	170.00	199.67	-221.37	-7.72	1.36	7.84	170.00	0.00	0
КОР	220.00	6.00	170.00	219.56	-201.48	-9.78	1.73	9.93	170.00	0.00	0
Литвинцевская свита	557.01	34.08	170.00	533.00	111.96	-122.39	21.58	124.28	170.00	2.50	0
ЕОС	580.00	36.00	170.00	551.82	130.78	-135.39	23.87	137.48	170.00	2.50	0
Ангарская свита	737.20	36.00	170.00	679.00	257.96	-226.38	39.92	229.88	170.00	0.00	0
Булайская свита	858.33	36.00	170.00	777.00	355.96	-296.50	52.28	301.08	170.00	0.00	0
Кондуктор 324 мм	904.07	36.00	170.00	814.00	392.96	-322.98	56.95	327.96	170.00	0.00	0
КОР	914.07	36.00	170.00	822.09	401.05	-328.77	57.97	333.84	170.00	0.00	0
Верхне Бельская подсвита	937.86	38.74	170.77	841.00	419.96	-343.00	60.38	348.28	170.02	3.50	10
ЕОС	1258.49	75.85	176.61	1011.35	590.31	-606.63	86.61	612.78	171.87	3.50	6
Нижне-средне Бельская подсвита - Атовский горизонт (А-4 кровля)	1465.63	75.85	176.61	1062.00	640.96	-807.13	98.49	813.11	173.04	0.00	0
А-4 подошва	1645.57	75.85	176.61	1106.00	684.96	-981.30	108.81	987.31	173.67	0.00	0
Христофоровский горизонт (А-6 кровля)	2287.61	75.85	176.61	1263.00	841.96	-1602.75	145.63	1609.36	174.81	0.00	0
Усольская свита (А-6 подошва)	2459.37	75.85	176.61	1305.00	883.96	-1769.01	155.48	1775.82	174.98	0.00	0
КОР	2484.30	75.85	176.61	1311.10	890.06	-1793.14	156.91	1799.99	175.00	0.00	0
Ус (межсолевой) кровля	2838.87	41.37	186.67	1493.34	1072.30	-2090.69	153.35	2096.30	175.80	3.00	163
ЕОС	2846.20	40.67	187.00	1498.87	1077.83	-2095.46	152.78	2101.03	175.83	3.00	163
Ус (межсолевой) подошва	2853.15	40.67	187.00	1504.14	1083.10	-2099.96	152.23	2105.47	175.85	0.00	0
ЭК 178 мм	2866.00	40.67	187.00	1513.89	1092.85	-2108.27	151.20	2113.69	175.90	0.00	0
КОР	2875.43	40.67	187.00	1521.04	1100.00	-2114.37	150.46	2119.72	175.93	0.00	0
ЕОС - Осинский горизонт (Б-1 кровля)	2881.20	40.00	187.00	1525.44	1104.40	-2118.08	150.00	2123.39	175.95	3.50	180
Б-1 подошва	2999.87	40.00	187.00	1616.34	1195.30	-2193.79	140.70	2198.30	176.33	0.00	0
Б-2 кровля	3002.09	40.00	187.00	1618.04	1197.00	-2195.20	140.53	2199.70	176.34	0.00	0
TD	3030.00	40.00	187.00	1639.42	1218.38	-2213.01	138.34	2217.33	176.42	0.00	0

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Схема обвязки оборудования БРД



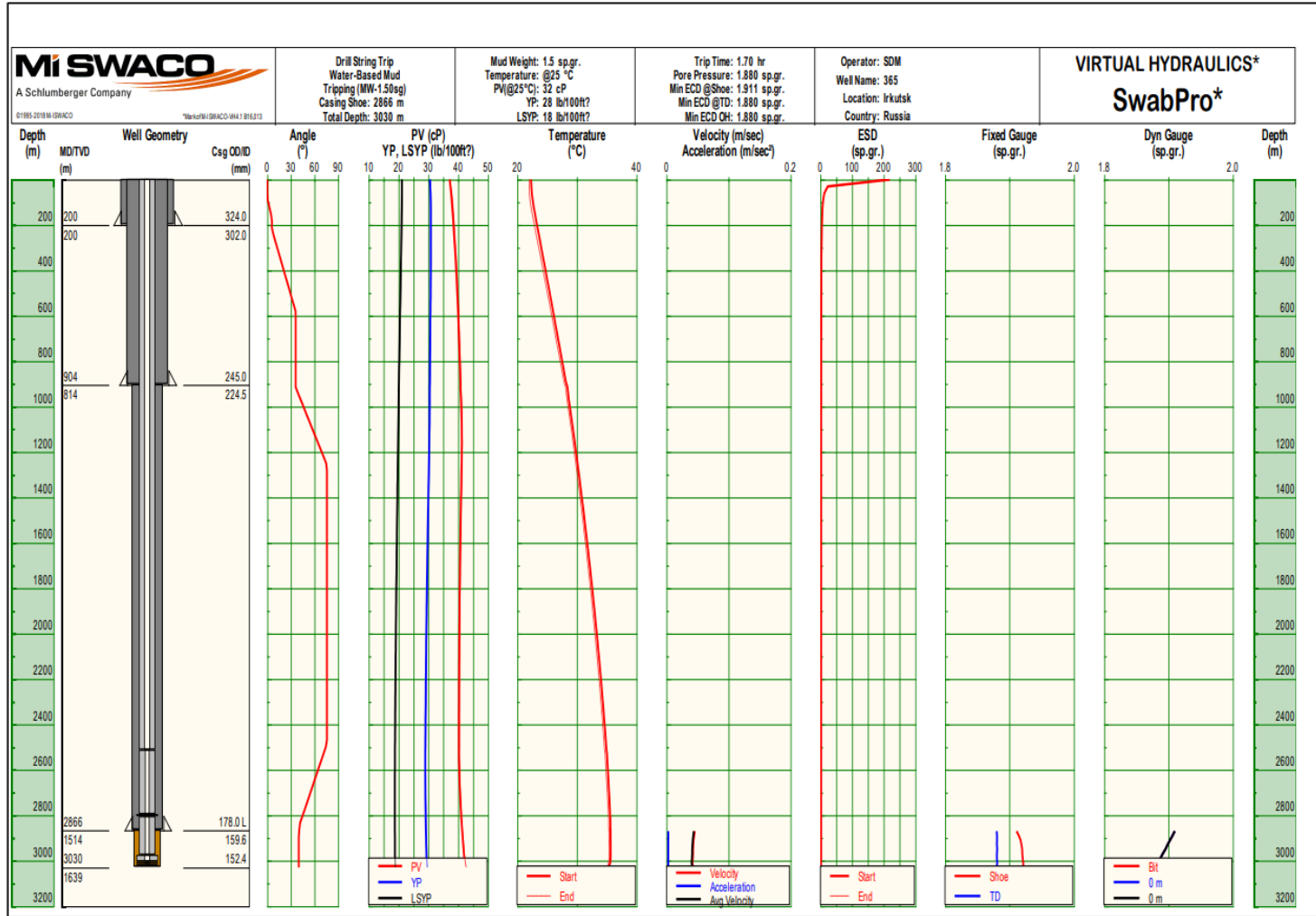
<p>Легенда:</p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="text-align: center;">⊗</td> <td style="text-align: center;">⊗</td> <td style="text-align: center;">(СЕП)</td> <td style="text-align: center;">⊗</td> <td style="text-align: center;">⊗</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Задвижка</td> <td style="text-align: center;">Дроссельная задвижка</td> <td style="text-align: center;">Газосепаратор буровой</td> <td style="text-align: center;">Клапан высокого давления</td> <td style="text-align: center;">Квадратный фланец 6032</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">⊙</td> <td style="text-align: center;">Z</td> <td style="text-align: center;">⊗</td> <td style="text-align: center;">⊗</td> <td style="text-align: center;">⊗</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Центробежный насос</td> <td style="text-align: center;">Обратный клапан</td> <td style="text-align: center;">Буровой насос</td> <td style="text-align: center;">Квадратный фланец 6032</td> <td style="text-align: center;">Квадратный фланец 6032</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">⊙</td> <td style="text-align: center;">⊗</td> <td style="text-align: center;">⊗</td> <td style="text-align: center;">⊗</td> <td style="text-align: center;">⊗</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Датчик давления</td> <td style="text-align: center;">Подъемный клапан</td> <td style="text-align: center;">Квадратный фланец 6032</td> <td style="text-align: center;">Квадратный фланец 6032</td> <td style="text-align: center;">Квадратный фланец 6032</td> </tr> </table>	⊗	⊗	(СЕП)	⊗	⊗	Задвижка	Дроссельная задвижка	Газосепаратор буровой	Клапан высокого давления	Квадратный фланец 6032	⊙	Z	⊗	⊗	⊗	Центробежный насос	Обратный клапан	Буровой насос	Квадратный фланец 6032	Квадратный фланец 6032	⊙	⊗	⊗	⊗	⊗	Датчик давления	Подъемный клапан	Квадратный фланец 6032	Квадратный фланец 6032	Квадратный фланец 6032	<p>Описание линий:</p> <p>Линии буровой:</p> <ul style="list-style-type: none"> — линии с бурового насоса — линии ПВО бурового подрадка <p>Линии БРД:</p> <ul style="list-style-type: none"> — главная линия 4" тип 602 — линия дегазированного раствора 10" фланец ANSI 150 — линия выхода газа 12" фланец ANSI 150 — вспомогательная линия 2" тип 1502 	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Подготовил</td> <td>Аскар Фезиев</td> <td>ИМЯ</td> </tr> <tr> <td>Проверил</td> <td></td> <td>Северо-Даниловское месторождение</td> </tr> <tr> <td>Одобрил</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Рецензия 1</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Рецензия 2</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Рецензия 3</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Масштаб</td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">Schlumberger Dynamic Pressure Management</p> <p style="text-align: right;">ЗАКАЗЧИК АО «Верхнеконскнефтегаз»</p> <p style="text-align: right;">DPM-P&ID-RCA-SDM 20</p>	Подготовил	Аскар Фезиев	ИМЯ	Проверил		Северо-Даниловское месторождение	Одобрил			Рецензия 1			Рецензия 2			Рецензия 3			Масштаб		
⊗	⊗	(СЕП)	⊗	⊗																																																	
Задвижка	Дроссельная задвижка	Газосепаратор буровой	Клапан высокого давления	Квадратный фланец 6032																																																	
⊙	Z	⊗	⊗	⊗																																																	
Центробежный насос	Обратный клапан	Буровой насос	Квадратный фланец 6032	Квадратный фланец 6032																																																	
⊙	⊗	⊗	⊗	⊗																																																	
Датчик давления	Подъемный клапан	Квадратный фланец 6032	Квадратный фланец 6032	Квадратный фланец 6032																																																	
Подготовил	Аскар Фезиев	ИМЯ																																																			
Проверил		Северо-Даниловское месторождение																																																			
Одобрил																																																					
Рецензия 1																																																					
Рецензия 2																																																					
Рецензия 3																																																					
Масштаб																																																					

Рисунок В.1 – Схема обвязки оборудования БРД

Приложение Г

Расчёт свабирования при СПО

Таблица Г.1 – Расчёт свабирования при СПО с раствором 1,50 г/см³



Приложение Д

Операционная матрица MPD

Таблица Д.1 – Операционная матрица MPD

Секция 152.4 мм		Операционная матрица MPD				
Плотность = 1.5 г/см ³ Q = 720 л/мин ЭЦП = 1.72 г/см ³ * Град. пласт. = 1.86 г/см ³ ** Град. погл. = 1.89 г/см ³ **		Максимальные значения параметров при бурении				
		Бурение			Наращивание и СПО	
		24 атм < SBP < 40 атм 580 psi < SBP < 880 psi	40 атм < SBP < 60 атм 580 psi < SBP < 880 psi	60 атм < SBP < 80 атм 880 psi < SBP < 1170 psi	SBP > 80 атм SBP > 1170 psi	SBP > 80 атм SBP > 1170 psi
Нет притока	Штатное бурение	Не останавливая бурение: 1. ЭЦП датчик; 2. Qax / Qвых; 3. Тренд изменения положения дросселя; 4. Утяжелить раствор для снижения противодействия.	Остановить бурение: 1. Остановить насос; 2. Загерметизировать скважину на дросселе MPD; 3. Закрыть ПУГ; 4. Проверить поверхностное оборудование MPD на наличие пробки/мусора; 5. Утяжелить раствор для снижения противодействия.	Загерметизировать скважину: 1. Закрыть ПУГ; 2. Передать скважину под управление буровому подрядчику.	Загерметизировать скважину: 1. Закрыть ПУГ; 2. Передать скважину под управление буровому подрядчику.	
V < 1 м ³ (1мин)	Остановить бурение и оторваться от забоя. Далее: 1. Ступенчато увеличить SBP до остановки притока (до 50 атм / 735 psi); 2. Не меняя расход насоса вымыть приток по методу бурильщика (не допускать падения давления на стояке); 3. Скорректировать противодействие/плотность раствора. Контролировать состояние раствора. В случае химической агрессии и потери текучести перейти в КОРИЧНЕВУЮ зону (для предотвращения попадания раствора в газовую линию MPD)	Загерметизировать скважину: 1. Остановить насос; 2. Загерметизировать скважину на дросселе MPD; 3. Закрыть ПУГ; 4. Передать скважину под управление буровому подрядчику; 5. Утяжелить раствор для снижения противодействия.	Загерметизировать скважину: 1. Закрыть ПУГ; 2. Передать скважину под управление буровому подрядчику.		Загерметизировать скважину: 1. Закрыть ПУГ; 2. Передать скважину под управление буровому подрядчику.	
V > 1 м ³ (1мин)	Загерметизировать скважину: 1. Остановить насос; 2. Загерметизировать скважину на дросселе MPD; 3. Закрыть ПУГ; 4. Передать скважину под управление буровому подрядчику; 5. Утяжелить раствор для снижения противодействия.	Загерметизировать скважину: 1. Закрыть ПУГ; 2. Передать скважину под управление буровому подрядчику.	Загерметизировать скважину: 1. Закрыть ПУГ; 2. Передать скважину под управление буровому подрядчику.		Загерметизировать скважину: 1. Закрыть ПУГ; 2. Передать скважину под управление буровому подрядчику.	
80% от DMAASP = 100*0.8 = 80 атм					80% MAASP = 100*0.8 = 80 атм	
*Пересчитать предельные параметры если факт ЭЦП отличается от расчётной **Пересчитать предельные параметры если фактический градиент поглощения окажется >1.89 г/см ³ Из-за геологической неопределённости в качестве предельных значений используется лимит для оборудования MPD						

Приложение Е

Рекомендации при осложнениях во время бурения с MPD

