

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ «МИСиС»

ГОРНЫЙ ИНСТИТУТ
КАФЕДРА ГЕОТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ НЕДР

НАПРАВЛЕНИЕ 15.04.02. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

**ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
РАБОТА МАГИСТРА**

на тему: Разработка и экспериментальные исследования высокоточных комплексов бурения скважин сложного профиля

Студент Анищенко Василий Иванович 

Руководитель работы Атрушкевич Виктор Аркадьевич

Работа рассмотрена кафедрой и допущена к защите в ГЭК

Заведующий кафедрой _____ профессор, д.т.н. Мельник В.В.

Директор института _____

Москва _____ 2020

Аннотация: Под руководством автора данной работы и его научного руководителя совместно с коллективом завода Universal HDD производилось проектирование, производство, опытное бурение и внедрение буровых станков нового поколения. Данная работа подтверждает актуальность разработки нового поколения универсальных реечных наклонных буровых станков с автоматической центровкой труб на мачте и центровкой мачты на устье скважины. Автор работы является инициатором идеи и концепта одного из ведущих мировых производителей, руководил проектом по созданию установок в США разработал и передал технологию бурения российским компаниям. Буровая установка нового поколения может применяться для бурения дегазационных скважин угольных пластов, добычи СВН, титана, ванадия, скважинной добычи золота, строительства ПХГ и водопонижения рудников и скважин. Автор работы дает обоснование конструкции станка, подтверждает расчетом правильность технических решений, раскрывает особенности конструкции и делится собственным опытом применения первых экземпляров данного оборудования в полевых условиях.

Содержание:

- I. Введение. Актуальность проблемы
- II. История развития технологии бурения горизонтальных скважин и эволюция конструкции станков начиная с 70-х годов 20го века до наших дней
 1. История развития технологии
 2. Классификация буровых станков
- III. Опыт применения речного оборудования
 1. Первый опыт применения речных буровых станков на месторождениях в Море
 2. Российский опыт применения буровых станков речного типа
- IV. Факторы, определившие необходимость глубокой модернизации бурового оборудования для бурения горизонтальных направленных скважин и производства нового поколения буровых станков
 1. Экономические риски применения традиционных нефтегазовых буровых станков,
 2. Риски, связанные с безопасностью работы на модернизированном буровом оборудовании ГНБ,
 3. Требования к времени производства работ, технология бурения скважины
- V. Проектирование бурового станка нового поколения. Конструкция бурового станка обусловленная условиями бурения. Универсальность конструкции
 1. Определение и обоснование необходимых технических характеристик исходя из анализа условий производства работ и требований рынка
 2. Конструкция станка: устройство привода, устройство мачты, вспомогательное оборудование
 3. Порядок сборки бурового станка
 4. Расчет мачты буровой установки на прочность и устойчивость
 5. Разработка элементов ручного и автоматического управления буровой установкой
- VI. Описание практического опыта проектирования и производства бурового станка ADI 360 VS
 1. Экономический эффект от внедрения нового поколения оборудования
 2. Сложности, связанные с первым опытом эксплуатации станков и их преодоление
- VII. Заключение. Выводы
 1. Перспективы применения мобильных универсальных буровых станков в различных добывающих отраслях
 2. Перспективы производства данного типа оборудования в России.

I. Введение. Актуальность проблемы

Добыча полезных ископаемых в России является основным источником дохода большого количества государственных и частных компаний. При этом машиностроительная отрасль страны не всегда успевает за требованиями и нуждами добывающих предприятий. Внедрение современных буровых технологий для добычи драгоценных и редкоземельных металлов, обеспечения безопасности добычи угля, строительства ПХГ и иных целей проходит, как правило через несколько лет после того, как эти технологии были опробованы за рубежом. В данной работе речь пойдет об исключительной ситуации, когда новая технология использования наклонных речных буровых станков была полностью разработана в России, но новое поколение оборудования было налажено в соответствии с разработками автора данной работы в США и внедрено на российских месторождениях.

Применение технологии бурения скважин для добычи тяжелой нефти и выделения из нее ванадия и титана активно проходило в Канаде, Казахстане и России начиная с 80-х годов 20го века [6]. Бурение горизонтальных направленных скважин со значительным отводом ствола для этих целей применялось на месторождениях в Эдмонтоне и Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти. Разница применения этих месторождений в Канаде и России состояла в том, что в Канаде большая часть диоксида титана добывалась на глубине более 1 км, и пласты мелкого заложения (менее 500 метров) встречались значительно реже. Это связано с тем, что буровые станки, применяемые на месторождениях Альберты были и остаются талевыми. В Канаде не возникает проблем с инвестициями в подобные проекты и по этой причине у буровых компаний имеют возможность потратить более десяти миллионов долларов на закупку одного бурового комплекса. Глубина залегания пласта на Российских месторождениях в Ашальчах и Яреге в среднем составляет от 180 до 300 метров, что делает бурение вертикальных скважин невозможным и устья добывающих скважин находятся под углом 45 градусов к горизонту. Опыт бурения горизонтальных скважин значительного диаметра и протяженности открывает новые возможности для скважинной добычи рудных полезных ископаемых. Добыча рудных полезных ископаемых в промышленном масштабе скважинным способом из скважин протяженностью более полутора километров диаметром более 300 мм в России до сих пор не производилась и в этом состоит новизна данной работы.

На момент внедрения технологии скважинной добычи в начале двухтысячных годов [7] России не было оборудования, способного бурить скважины с горизонтальным участком ствола более 1 км на небольшой глубине, а закупка канадского оборудования лишала проекты по добыче полезных ископаемых экономического смысла из-за дороговизны оборудования и его низкой производительностью в условиях российских проектов, а так же из-за требований российских инвесторов, связанных с сжатыми сроками окупаемости проектов. На повестке дня встал вопрос о производстве нового поколения буровых станков, снижении стоимости их производства и повышении производительности буровых работ.

Львиная доля инноваций в промышленности внедряются на стыке технологий и на границе между смежными отраслями, которые, ранее не имели отношения друг к другу. В данной работе речь пойдет об инновациях на стыке таких отраслей, как бурение скважин и добыча рудных полезных ископаемых, традиционное бурение и строительное горизонтальное направленное бурение [8] для объектов

трубопроводного транспорта, дегазация угольных пластов для повешения безопасности добычи угля и добыча метана при помощи бурения с дневной поверхности.

Количество буровых установок нового типа, которое закупается в мире доказывает актуальность их разработок.

Основной целью данной работы является доказательство возможности строительства скважин значительной протяженности и диаметра при помощи специализированного горно-рудного бурового оборудования.

Задача данной работы - разработка конструкции новой буровой установки и описание изменений в технологии строительства скважин в различных отраслях промышленности, которые должны быть обусловлены внедрением нового оборудования.

Буровые станки похожей конструкции до внедрения оборудования, представленного автором работы, не строились и не поставлялись, разработка и внедрение станка обеспечивает инновацию данной работы. Данная работа является доказательством того, что разработанный станок относится к новому, ранее не существующему типу буровых установок: универсальная мобильная речная буровая установка с наклоняемой мачтой во взрывобезопасном исполнении для строительства наклонных направленных скважин в целях добычи рудных полезных ископаемых.

Работа раскрывает особенности проектирования основных функциональных узлов оборудования и их связь с технологией строительства скважин.

II. История развития технологии бурения горизонтальных скважин и эволюция конструкции станков начиная с 70-х годов 20го века до наших дней

1. История развития технологии

Обращаясь к истории вопроса и эволюции бурового оборудования следует упомянуть, что бурение скважин с наклонным устьем и традиционное бурение добывающих скважин и шурфов разделились на два независимых и параллельных направления в 1970 х годах, когда Мартин Черингтон [9] впервые наклонил мачту бурового станка для прокладки трубопроводов под реками и естественными и искусственными преградами. Его инновация дала начало новой отрасли в строительстве трубопроводного транспорта, ГНБ (горизонтальное направленное бурение). Данные технологии широко применяются в строительной отрасли сегодня. Строительная отрасль по всему миру не приносила сверхприбыли и не имела бюджетов нефтяных компаний, производство оборудования не было монополизировано. По этой причине при разработке оборудования ГНБ особое внимание уделялось экономической эффективности производства, снижении стоимости оборудования, которое в условиях сильной конкуренции должно было постоянно совершенствоваться. Основными производителями оборудования ГНБ стали такие компании, как Sreicher, Германия, Universal HDD, США, Vermeer, (США-Китай), Prime Drilling (Германия), American Augers (США), Dich-Witch (США), Херпенкнехт (Германия-Китай), Gallagher (Австралия), Han-Jin (Южная Корея), XCMG (Китай), Mitsubishi Heavy Machinery (Япония). Компания Черингтона, дав начало новой отрасли в 70-е годы, потеряла свои позиции к 2006-2007му году [9].

Все производители ГНБ оборудования используют в конструкции станка цепной, или реечный привод каретки (силовой привод) реже используется система гидравлических цилиндров. Такая компоновка мачты не требует лебедок, снижает общий вес оборудования и упрощает его обслуживание. До 2010 года подобное оборудование использовалось исключительно в строительных целях, но А.С. Хрулев в своих работах по геотехнологии и скважинной добычи рудных полезных ископаемых отмечает высокую перспективность данного оборудования для рудной отрасли при условии проведения необходимых модификаций [6]. Данная работа описывает именно ту модификацию бурового оборудования, которая позволит бурить скважины достаточной длины и достаточного диаметра, которые позволят вести добычу рудных полезных ископаемых скважинным способом.

В конце 1990-х годов в Канаде компанией Dresco (Канадский завод NOV) был произведен станок с наклонной мачтой и канатной системой перемещения привода. Позже подобные станки произвела шведская фирма Atlas Copco см. рис.1.



Рис. 1. Установка с наклонной мачтой, канатом и лебедкой для движения верхнего силового привода производства компании NOV DRESCO 2000.

Поскольку компании, производящие канатное буровое оборудование для бурения скважин с наклонным устьем были ближе к отраслям, связанным с добычей полезных ископаемых, именно канатные станки были впервые использованы для ведения буровых работ в проектах, где это было необходимо. Первый опыт применения канатных станков выявил ряд неудобств, вызванных талевой системой:

- Сложности с оказанием достаточной контролируемой и измеряемой осевой нагрузки на долото
- Значительное время на монтаж-демонтаж бурового комплекса и установку лебедок
- Требования безопасности, связанные с канатами
- Провисание канатов буровых установок большой мощности
- Необходимость использования дополнительного вибропогружателя при забуривании

- Износ и регулярная замена канатов
- Сложности с установкой фундамента и анкеров бурового станка

На момент появления наклонных канатных станков речные буровые станки были широко распространены в ГНБ и буровые компании из добывающих отраслей начали обращать на них внимание. В 2010 году Австралийская компания Lucas применила речной буровой станок для добычи угольного метана и дегазации угольных пластов, мачта которого была произведена компанией Prime Drilling, а вспомогательные системы Lucas произвела самостоятельно. Начиная с 2010 года наклонные речные станки начали активно применяться в рудной и нефтегазовой отраслях.

На момент производства мачты для универсального речного бурового станка компании-производители речного бурового оборудования не видели для себя достаточного объема заказов и доли рынка для серьезных вложений в разработку принципиально нового оборудования и ограничивались модернизированными станками ГНБ, которые имели возможность поднимать мачту на необходимый угол, но не являлись станками в горно-рудном исполнении. Модификация такого типа была явно не достаточной для эффективного освоения рудных месторождений скважинным способом. См. рис.2

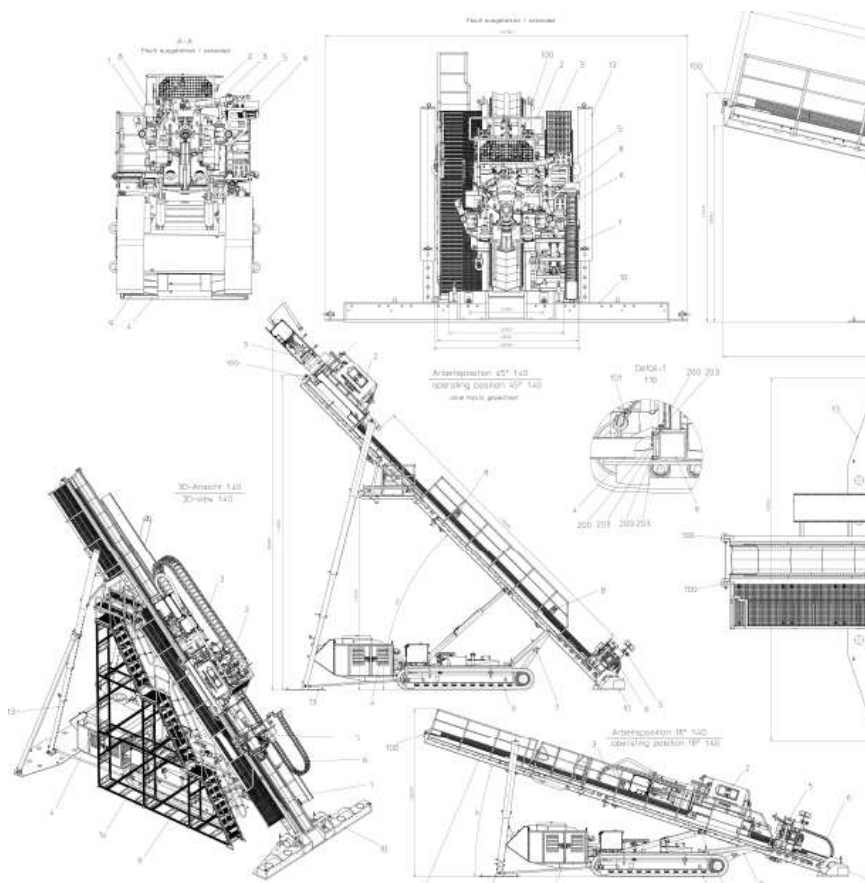


Рис. 2. Поднятый на 45 градусов станок ГНБ. Максимальный угол подъема мачты – 45 градусов.

Опыт применения речных станков ГНБ под экстремальными углами на тот момент был, однако нельзя сказать, что данная технология была широко распространена. Одним из примеров строительства скважин с устьем под углом 45 градусов можно

назвать строительство выхода в море трубопроводов Норвежских нефтеналивных терминалов в 2008-2009 годах. См. рис. 3.



Рис. 3. Станок ГНБ в Норвегии. Модификация недостаточна для бурения скважин в горно-рудной области.

В 2007 году в России на Ашальчинском месторождении СВН началось экспериментальное бурение пар парогравитационных скважин для добычи СВН и побочных продуктов. Применение станков БУ75 не помогло достичь необходимой производительности и не позволило провести скважину достаточно большого диаметра. Компания ТатНефть принимает решение приобрести станок Dresco, NOV в Канаде с усилием 150 тонн на крюк (рис.1) с тем, чтобы применить канадскую технологию бурения. Данная установка, см рис. 1, несмотря на ряд недостатков позволила произвести установку фильтров и бурение скважин достаточного диаметра и длины, однако бурение было осложнено всеми перечисленными выше факторами.

Начиная с 2010 года буровые подрядчики России смогли убедить руководство компаний Суэк, Лукойл и Татнефть в необходимости применения речных станков и первый из таких станков отправился на Ярегское месторождение СВН. Несмотря на то, что данный станок являлся невзрывобезопасной и недостаточной для буровой отрасли модификацией станка ГНБ, он позволил значительно повысить производительность работ и значительно снизить их стоимость.

Для модификации и приспособления станков ГНБ для бурения добывающих и дегазационных скважин подрядчики производили следующие мероприятия:

1. Редукторы гидравлических приводов вращения и движения станка заливались трансмиссионным маслом немного большей вязкости до максимально возможного уровня
2. Под станком варилась рама из стандартного таврового профиля для удержания мачты под нужным углом
3. Перед станком устраивался котлован размером 2500х2500х2500мм. В котловане устанавливался спайдер-элеватор с клиньями для удержания буровой колонны в нужном положении

4. На верхней образующей мачты приваривались дополнительные механические упоры в качестве меры безопасности против опрокидывания силового привода
5. Сходни вдоль мачты оснащались лестницей с ограждающими ее перилами
6. Для безопасности персонала применялось инерционное страхующее устройство и альпинистский пояс.
7. Кабина станка устанавливалась на высоте 2-3 метра для лучшего обзора устьевой зоны
8. На станок монтировался манипулятор для монтажа труб и элементов буровой колонны
9. В исключительных случаях на скважинах с высоким газовым фактором станок монтировался на аппарели и в котловане на устье производился монтаж противовыбросового оборудования.
10. Закрепление станка на грунте производилось в районе устья

С 2010 по 2014 год около двух десятков станков ГНБ было модифицировано таким образом. Реечные станки начали массово применяться в добывающих отраслях, однако их применение было связано с рядом сложностей:

1. Модифицированные машины ГНБ не соответствовали правилам безопасности угольной, нефтяной и газовой промышленности
2. Стандартные буровые насосы для ГНБ не справлялись с потоком и давлением необходимым для бурения добывающих скважин на значительной глубине
3. Установка ПВО в котловане запрещена
4. Работа персонала в котловане у устья скважины опасна
5. Анкерные системы загромождали устье скважин
6. Установка каждой последующей обсадной требовала отрыва станка от анкеров после цементации обсадной колонны, небольшого сдвига станка назад для центровки обсадных несмотря на наличие центраторов на замках каждой из устанавливаемых обсадных труб. На изменение позиции станка требовалась работа бригады сварщиков в течение одной смены.
7. Системы управления установками ГНБ плохо совместимы с современными высокоточными навигационными системами

После ввода в эксплуатацию первой сотни добывающих наклонных и вертикальных скважин построенных станками ГНБ на различных месторождениях в РФ подрядчики поставили вопрос о производстве станков специально предназначенных для такого бурения.

На рынке появились концепты фирм Universal (ADI360VS – 4 шт) Май 2015 года, Prime Drilling (PD150Vertical – 3 шт) Сентябрь 2014 года, Herrenknecht (SDD НК150 Anlage – 1 шт) January 2016, Schtreicher (SVR 150 – 1 шт) August -September 2016.

Дальнейшая работа будет в большей степени касаться установки ADI 360, так как в основе данного концепта лежит опыт полученный при непосредственном участии в разработке концепта автором работы, проектировании и производстве первых нескольких установок.

2. Классификация бурового оборудования

Существующие в современной технической литературе классификации буровых установок не отражают в полной мере все многообразие буровых установок, применяемых в отрасли. Единой классификации буровых установок принятой во всех отраслях не существует. Однако

в различных отраслях буровые установки на классы и различают по признакам, имеющим отношение к особенностям конструкции станков [10-18].

Классы буровых установок определены ГОСТ 16293—82 и СТ СЭВ 2446—80 [18] «Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения».

Данный документ определяет классы установок в зависимости от таких параметров, как «допускаемая нагрузка на крюке» и «глубина бурения» и использует их в качестве основных для выбора класса дизельных или дизель-электрических буровых установок. Данная классификация не относится к установкам для морского бурения и не учитывает некоторые их особенности. Классификация была составлена в восьмидесятые годы 20го века не учитывает технические особенности речных буровых станков, буровых станков системы «рогатка», где перемещение силового вертлюга осуществляется телескопическими гидравлическими цилиндрами, станков с многорядной цепью для осевого перемещения привода вращения колонны.

В связи с этим в дополнение к существующей классификации следует предложить классификацию буровых станков по способу осевого перемещения привода вращения и типов скважин. Классификации западных производителей канатных станков основаны на потребляемой мощности оборудования. В классификации так же следует учесть особенности бурения скважин для нужд рудной отрасли, например, скважины для дегазации часто бурятся станками, устанавливаемыми непосредственно в забое штрека, или в шахте

Параметр «допускаемая нагрузка на крюке» характеризует способность подъемного механизма установки, состоящего из буровой лебедки с приводом, талевой системы и вышки с основанием, воспринимать все виды вертикальных нагрузок от веса бурильной колонны, находящейся в скважине, обсадных труб, спускаемых в скважину, а также нагрузки, возникающие при ликвидации аварий и осложнений в скважине. По признаку допускаемая нагрузка на крюке буровые установки делятся на классы с 1 по 12, как указано в таблице

Наименование параметра	Значение параметра для буровых установок классов											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Допускаемая нагрузка на крюке, кН	800	1000	1250*	1600	2000	2500	3200	4000*	5000*	6300	8000*	10000
2. Условная глубина бурения, м	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6500	8000	10000	12500	16000
3. Скорость подъема крюка при расхаживании и колонны, м/с	От 0,1 до 0,25											

4. Скорость подъема крюка без нагрузки, м/с, не менее	1,5										1,3
5. Расчетная мощность, развиваемая приводом на входном валу подъемного агрегата, кВт**	От 200 до 240	От 240 до 360	От 300 до 440	От 440 до 550	От 550 до 670	От 670 до 900	От 900 до 1100	От 1100 до 1500	От 1500 до 2200	От 2200 до 3000	От 3000 до 4000
6. Диаметр отверстия в столе ротора, мм, не менее	440	520			7000			950		1250	
7. Расчетная мощность привода, кВт, не более	180		300		370		440		550		750
8. Мощность бурового насоса, кВт, не менее**	375	<u>475</u> 375** *	<u>600</u> 175***	750 600*5		950		1180			
9. Высота основания (отметка пола буровой), м, не менее**	3	5	5,5		6*4		8	9	10	11	

Таблица 1. Классификация канатных буровых станков. Разделение по классам

* В классах 3, 8, 9 и 11 допускается изготовление буровых установок с допускаемыми нагрузками на крюке соответственно 1400, 4500, 5800 и 9000 кН.

Многие подрядчики в разговоре с производителями буровых станков требуют определить глубину бурения. По этой причине условная глубина бурения часто включается в спецификацию стандартного бурового оборудования. Параметр «глубина бурения» — условный, потому что он относится к бурильной колонне из труб, 1 м которых весит 300 Н. Глубина бурения в каждом отдельном случае может быть уменьшена или увеличена по сравнению с «условной глубиной» в зависимости от типа и веса бурильных труб и компоновки бурильной колонны. ГОСТ 16293—82 допускает увеличивать нагрузку на крюке от веса бурильной колонны до 0,6 допускаемой нагрузки. На морские комплексы этот ГОСТ не распространяется.

Российские заводы пользуются классификацией, предложенной в ГОСТе [16-18], Так, ООО «Волгоградский завод буровой техники» специализируется на

производстве установок классов 1—4 для бурения скважин глубиной от 800 до 2500 м, а ПО «Уралмаш» — классов 5—11 для глубин бурения от 3200 до 12500 м.

Буровая установка для глубины бурения до 2500 м с дизель-гидравлическим приводом универсальной монтажеспособности шифруется как БУ2500ДГУ, где Б — буровая; У — установка; 2500 — условная глубина бурения в м; Д — дизельная; Г — с гидropередачей в трансмиссии; У — универсальной монтажеспособности.

Если в шифрах после цифры стоят буквы ДЭ, это значит, что установка с дизель-электрическим приводом, т. е. с автономной электрогенераторной станцией постоянного тока. Если стоят буквы ЭП, это значит, что установка с электроприводом постоянного тока с питанием от сетей переменного тока с тиристорными выпрямителями. Если в шифре после цифры стоит одна буква Э, это указывает, что установка имеет привод от электродвигателей переменного тока. Буровая установка для глубин 3000 м и кустового бурения скважин с электроприводом от переменного тока шифруется как БУ3000ЭУК. Последние буквы после цифры означают: Э — электропривод переменного тока; У — универсальная монтажеспособность; К — для кустового бурения.

Для того, чтобы разобраться в многообразии конструкций буровых установок рассмотрим различные критерии, по которым их можно отнести к различным типам:

В стандарте «ПРОКЛАДКА ПОДЗЕМНЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ КОММУНИКАЦИЙ МЕТОДОМ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ, СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011 [9] применительно к речным установкам горизонтального направленного бурения применяются три класса, которые отображают классификацию принятую во всем мире:

Типовые размеры	Класс буровой установки		
	Мини	Миди	Макси, Мега
Длина буровых штанг	От 1,5 до 3,0	От 3 до 9	От 6 до 12
Площадь основания установки	От 0,9×3,0 до 2,1×6,0	От 2,1×6,0 до 2,4×13,5	Более 2,4×13,5
Рекомендуемые размеры рабочей площадки	6×18	30×45	45×60

Таблица 3. Классы буровых установок речного типа по международной классификации

Приняв во внимание особенности конструкции буровых станков нового типа можно привести классификацию буровых установок по типу перемещения верхнего привода и по расположению станка относительно дневной поверхности:

По типу привода для перемещения привода				По расположению станка		
Талевые (канатные)	Речные	Цилиндровые	Цепные	Для бурения с дневной поверхности	Для бурения скважин из шахты	Для бурения скважины

По типу продольного перемещения главного привода

- Талевые (Большинство производимых в РФ буровых установок)
- Реечные (Например установки ГНБ и некоторые установки морского базирования)
- Установки с цепным приводом (строительные установки)
- Установки с гидравлическими цилиндрами (например установки с системой «Рогата» типа Terra Invader 250, применяемые компанией Shell)

По типу силовой установки

- Дизель-гидравлические
- Дизель-электрические
- Электрические
- Электро-Гидравлические
- Пневматические

По наклону мачты:

- Вертикальные
- Наклонные

При этом установки, транспортировка мачты и основных рабочих элементов которых производится на одной гусеничной, или колесной платформе являются мобильными, а установки, для транспортировки которых необходимо большое количество техники и которые собираются по частям и не имеют возможности передвигаться без демонтажа являются стационарными.

Мобильные установки по типу платформы бывают

- Гусеничными
- Колесными
- Установки на раме

По отношению к классу взрывобезопасности

- Взрывобезопасные (нефтегазовые и рудные буровые установки)
- Невзрывобезопасные (строительные буровые установки для установки свай и установки ГНБ)

По месту установки буровые станки можно условно разделить на

- Станки шахтного базирования (установки, которые могут работать из шахт и котлованов)
- Станки, которые бурят с дневной поверхности (большинство буровых установок)
- Станки для бурения в забое выработок и рудников (такие машины часто используются для бурения шпуров при проходки выработок буровзрывным способом, станки для дегазации угольных пластов из забоя и разведочные станки в тоннелепроходческих комплексах)

По назначению бурения и отраслевому применению:

- Станки для бурения геолого-разведочных скважин
- Станки для бурения эксплуатационных скважин с целью добычи полезных ископаемых (как углеводородов, так и рудных ископаемых)
- Станки для горизонтального направленного бурения (для прокладки трубопроводов и инженерных коммуникаций под естественными и искусственными преградами)
- Станки для погружения буронабивных свай и устройства стен в грунте
- Станки для бурения артезианских скважин и скважин для добычи воды

Все отрасли, где используется бурение перечислить в одной классификации невозможно, и нужно понимать, что каждый тип станка можно применять в различных отраслях с оглядкой на его функциональные особенности.

По типу воздействия на забой различают

- Ударно-канатные буровые установки
- Роторные буровые установки
 - Установки для роторного бурения (в том числе использующие РУС (роторные управляемые системы)
 - Установки для бурения при помощи ВЗД (винтового забойного двигателя)
 - Установки для бурения при помощи ультразвука
 - Установки для струйного бурения
- Шнековые установки
- Электро-гидравлические установки (бурение ведется при помощи диэлектрика и электровзрыва)
- Гидроударные буровые установки
- Пневмоударные буровые комплексы и системы

По типу выноса породы

- Установки с гидротранспортом
- Установки с пневмотранспортом
- Установки с использованием плазмы

Для решения задач рудной отрасли в последнее время наибольшую актуальность приобрело бурение горизонтальных направленных скважин на глубинах до одного километра. При этом диаметр этих скважин должен быть максимальным. Очень часто одна горизонтальная скважина может заменить десять, или двадцать вертикальных, так как она дает доступ к большей площади пласта.

Для бурения скважин большого диаметра и искривления их на небольшой глубине часто требуется наклон мачты с тем, чтобы не допустить превышения минимального радиуса изгиба обсадных труб.

Это значит, что установка для бурения с дневной поверхности должна быть наклонной, взрывобезопасной, роторной, с гидравлическим, или электрическим приводом, быть мобильной и иметь максимально возможный момент вращения.

Как показала практика, этот тип станков является наиболее многофункциональным и имеет широчайший спектр применения. Установки данного типа появились впервые в 2015 году и являются новейшим направлением в буровой отрасли. Именно этот тип буровых станков лег в основу данной работы.

Для бурения условной скважины длиной от 1 до 3 км диаметром от 100 до 800 мм можно использовать реечную установку с усилием прямой и обратной тяги от 140 до 200 тонн и моментом вращения от 50 до 70 кНм.

Фактические последние разработки промышленных концернов-производителей буровой техники привели к появлению многофункционального типа станков, который может использоваться во многих направлениях. Классификация станков по направлениям использования может выглядеть следующим образом:

- Для бурения скважин для добычи углеводородов
- Для бурения скважин для добычи битумов с последующей добыче диоксида титана и ванадия
- Для бурения скважин для скважинной добычи золота
- Для бурения сложных скважин для водоотведения в шахтах и карьерах
- Для бурения скважин для геотермальной энергии
- Для бурения скважин для дегазации угольных пластов с дневной поверхности
- Для бурения скважин для добычи различных руд
- Для бурения скважин для добычи алмазов
- Для бурения скважин для прокладки инженерных коммуникаций
- Для строительства подземных хранилищ газа
- Для бурения скважин для выщелачивания полезных ископаемых

III. Опыт применения речного оборудования

1. Первый опыт применения речных буровых станков на месторождениях в Мире

30% всех буровых станков, применяемых в мировой буровой отрасли имеют речные системы для перемещения силового привода, перемещения мачты относительно несущей рамы или компенсации колебаний, вызываемых волнами при морском шельфовом бурении [22].

Австралийская компания AG Lucas первой использовала речную мачту и привод компании Prime Drilling для строительства скважин для дегазации угольных пластов в Австралии с дневной поверхности. Пористость и проводимость угольных пластов в Австралии значительно ниже, чем в РФ и австралийская технология была разработана с учетом местных факторов. Для применения в России данная технология должна быть модифицирована с учетом низкой газопроницаемости, более высокой плотности, значительной обводненности и большей глубины залегания угольных пластов.

На проектах в Австралии установка была расположена на высоте 2 метра над поверхностью земли, газовый фактор не было достаточно высок и руководитель проекта посчитал достаточным использовать резиновые уплотнения и между кондуктором и буровыми трубами для улавливания угольного метана. Газ отводился через клапан, установленный непосредственно в кондукторе. Диаметр скважины был менее 150 мм, что позволяло отвести достаточное количество метана для безопасной добычи метана в заданном районе. Фото установки на австралийском проекте ниже, см. Рис.4:



Рис. 4. Установка для наклонного бурения на проекте в Австралии

Первый опыт применения данного оборудования доказал его эффективность, но при значительной пористости пласта в Австралии угледобывающие компании сделали выбор в пользу бурения скважин диаметром менее 100 мм небольшими мобильными станками производства австралийской компании Sandvik. Успех применения данной технологии на угольных месторождения Кузбасса показал малую эффективность, в Российских условиях следовало применить больший диаметр скважин, использовать технологию Fishbone в особо сложных случаях применить пропант и ПАВ на ограниченном участке скважины для повышения газоотдачи угля.

Проблема применения австралийской технологии помимо геологических сложностей состоит так же в том, что гироскопические системы навигации, появившиеся в 2016 году имеют диаметр 63-75 мм (Разработки американской компании Бейкер Хьюз, продукт голландской компании Brown Line, Канадской Precision, а так же разработки Швейцарской компании Imar и раменского приборостроительного завода), данные системы не помещаются в проходной канал бурильных труб малого диаметра, а применение электромагнитных систем значительно ограничено тем фактом, что угольный пласт обладает высокой электропроводностью. Это значит, что австралийские системы не обладают достаточным моментом и тяговым усилием, чтобы широко применяться на проектах в России.

2. Российский опыт применения буровых станков речного типа

В августе 2014 года компания ООО «Гольфстрим», генеральный подрядчик компании Татнефть по освоению Ашальчинского месторождения подписала договор с компанией ООО «Спецмодульпроект» на передачу технологии бурения, поиск и модернизацию оборудования ГНБ применительно к бурению парогравитационных скважин. Компания СМП на момент подписания договора имела обширный опыт эксплуатации установок ГНБ в различных условиях. Партнеры компании работали над добычей ванадия в Казахстане и США.

Буровые работы производились в соответствии с регламентом (ссылка на регламент бурения ТатНиипи), ответственным за модернизацию оборудования, обучение персонала и соблюдение технологии бурения был назначен Анищенко В.И.

В основу этой работы лег опыт, полученный при организации буровых работ для добычи вязкой нефти, титана, ванадия и дегазации угольных пластов.

На большинстве российских объектов в качестве навигационных систем было принято решение применять сдвоенные навигационные системы с датчиками типа APS и намагничивание колонны. Гироскопические системы не применялись. Это связано со сложностями ввоза систем двойного назначения. В Раменском производятся навигационные системы, обладающие необходимыми параметрами, а по точности и предельно допустимой ударной нагрузке эти системы значительно превосходят западные аналоги, но на данные системы находится под грифом секретно и их применение на буровых проектах невозможно из-за отсутствия должной поддержки и понимания со стороны военных ведомств.

Точности стандартных навигационных систем на ашальчинском месторождении было недостаточно, по этому нами была предложена методика приближения плана и профиля скважины к полиномиальным функциям и вместо измерения положения долота в начале и конце буровой трубы, система проводила измерение каждые 0.2 секунды, результаты дифференцировались и таким образом вычислялся азимут и угол уклона. Данная работа заслуживает отдельной темы и дальнейшее углубление в вопрос будет отвлечением от основной темы данной работы, т.е. конструкции станка.

Самым главным следствием применения данной технологии в России была инициатива по созданию нового поколения речных буровых станков, исходящая от российских специалистов.

IV. Факторы, определившие необходимость глубокой модернизации бурового оборудования для бурения горизонтальных направленных скважин и производства нового поколения буровых станков

1. Экономические риски применения традиционных нефтегазовых буровых станков

Цены на полезные ископаемые поднимаются, оценка продуктивности месторождений не всегда оказывается точной, в постоянно меняющейся рыночной инфраструктуре любой буровой проект связан с риском. Основным экономическим риском применения традиционного нефтегазового оборудования является его высокая стоимость и задержки при введении в эксплуатацию принципиально нового оборудования. Высокая стоимость привлечения традиционного нефтегазового оборудования (буровых установок, насосов, вспомогательного оборудования, аренда систем навигации, многие из которых не продаются) отодвигает сроки окупаемости и снижает прибыльность проектов освоения месторождений.

Для анализа экономических рисков в проектах скважинной добычи рудных полезных ископаемых можно применить методику анализа рисков, которая используется для оценки нефтегазовых проектов. Это можно сделать поскольку основным видом работ является бурение. Методика анализа рисков в буровых проектах изложена в журнале ВАК Методы управления рисками в проектах разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Инновации. Инвестиции | (99) УЭКС, 5/2017 http://uecs.ru/index.php?option=com_flexicontent&view=items&id=4377

Автор статьи пишет, что наиболее важен метод передачи рисков (трансфер) в период установки производственного оборудования, так как в этот период делаются основные капитальные вложения, способ используется при этом и в последующих этапах.

Задержка первой добычи ископаемого по срокам имеет прямое влияние на дисконтированные параметры проекта. Оценка рисков в привязке к отдельному условию или критерию проекта не имеет смысла, проект следует оценивать комплексно.

Для комплексного анализа рисков воспользуемся следующей последовательностью:

Качественный анализ рисков	Количественный анализ рисков	Проектирование сценариев	Управление рисками
Первый этап 1. Выявление рисков 2. Описание рисков 3. Классификация рисков 4. Группировка рисков 5. Определение исходных допущений	Второй этап 1. Выявление неопределенности 2. Расчет рисков 3. Оценка рисков 4. Отбор существующих рисков	Третий Этап 1. Расчет возможных сценариев 2. Выбор наиболее вероятного сценария 3. Расчет вероятностных критериев эффективности	Четвертый этап 1. Определение итоговой стратегии 2. Мониторинг рисков 3. Корректировка рисков 4. Оперативные решения по изменению рисков

Таблица 3

Расчет рисков мы можем произвести отдельно для разных типов применяемого оборудования исходя из особенностей. Расчет величины риска проведем по следующей формуле:

Ожидаемая величина = Вероятность X Воздействие Угроза

Вероятность риска = количество скважин с данной проблемой/общее количество скважин

Для станков с лебедками, канатами и старыми системами навигации:

Приоритет	Причина	Последствие	Вероятность, %	Воздействие Угроза	Ожидаемая величина на риска
1	Затянутый временной график проекта	При неизменных затратах в единицу времени оборот снижается пропорционально задержке	70	3	2,1

2	Несвоевременная оплата работ со стороны заказчика	Досрочное прекращение проекта, судебные издержки с низкой вероятностью получить деньги от гос. Компании	60	3	1,8
3	Задержка поставки оборудования	Затягивание графика проекта	30	2	0,6
4	Аварии, связанные с потерей стабильности скважины	Увеличение сроков строительства скважины и расходы на ликвидацию аварии	10	2	0,2
5	Аварии, связанные с потерей контроля над долотом	Замедление скорости бурения, расходы на установку мостов, на применение вибромодулей при забуренивании	10	1	0,1
6	Потери времени при переезде с площадки на площадку	Затянутый график работ	40	1	0,4
7	Недостаточная точность позиционирования долота	Ликвидации скважины, потеря продуктивности пласта, перетоки, недостаточная производительность пласта, снижение производительности проекта, непринятие скважины заказчиком	30	3	0,9
8	Непринятие скважины заказчиком	Отнесение расходов на строительство скважины к убыткам	20	2	0,4
9	Отсутствие достаточной нормативной документации для бурения скважин с наклонным устьем	Невозможность аргументированного спора с контрольными органами заказчика, сложности с применением новых технологий, признание большинства эффективных решений нетрадиционными	50	1	0,5

10	Недостаточная нормативная документация по обогащению СВН и скважинной добыче рудных полезных ископаемых	Сложности с выбором эффективной технологии обогащения	50	1	0,5
11	Политические риски, связанные с перекрытием каналов поставок материалов и оборудования из-за рубежа	Прекращение работы оборудования, специально предназначенного для бурения нефтяных и газовых скважин, прекращение поставок материалов и запасных частей	80	2	1,6
12	Отмена льгот по НДС и увеличение налоговой нагрузки на бизнес	Повышение издержек, отмена проекта, увеличение срока окупаемости проекта	60	2	1,2
13	Риски, связанные с травмированием персонала на строительной площадке	Износ канатов, большое количество вращающихся частей оборудования, обрыв колонны, травмы	5	3	0,15
14	Погодные риски, связанные с экстремальными температурами	Запрещение работ при температурах ниже 42 градусов	5	1	0,05
15	Повышенный газовый фактор	Взрыв и пожар, травмирование персонала	5	3	0,15

Таблица 4

Среднее значение риска: 10,65

Теперь произведем расчет значения риска с применением оборудования ГНБ, модифицированного для производства работ на наклонных скважинах:

Приоритет	Причина	Последствие	Вероятность, %	Воздействие Угроза	Ожидаемая величина риска

1	Затянутый временной график проекта	При неизменных затратах в единицу времени оборот снижается пропорционально задержке	70	3	2,1
2	Несвоевременная оплата работ со стороны заказчика	Досрочное прекращение проекта, судебные издержки с низкой вероятностью получить деньги от гос. Компании	60	3	1,8
3	Задержка поставки оборудования	Затягивание графика проекта	10	2	0,2
4	Аварии, связанные с потерей стабильности скважины	Увеличение сроков строительства скважины и расходы на ликвидацию аварии	5	2	0,1
5	Аварии, связанные с потерей контроля над долотом	Замедление скорости бурения, расходы на установку мостов, на применение вибромодулей при забуренивании	10	1	0,1
6	Потери времени при переезде с площадки на площадку	Затянутый график работ	40	1	0,4
7	Недостаточная точность позиционирования долота	Ликвидации скважины, потеря продуктивности пласта, перетоки, недостаточная производительность пласта, снижение производительности проекта, непринятие скважины заказчиком	30	3	0,9
8	Непринятие скважины заказчиком	Отнесение расходов на строительство скважины к убыткам	20	2	0,4
9	Отсутствие достаточной нормативной документации для бурения скважин с наклонным устьем	Невозможность аргументированного спора с контрольными органами заказчика, сложности с применением новых технологий,	50	1	0,5

		признание большинства эффективных решений нетрадиционными			
10	Недостаточная нормативная документация по обогащению СВН и скважинной добыче рудных полезных ископаемых	Сложности с выбором эффективной технологии обогащения	50	1	0,5
11	Политические риски, связанные с перекрытием каналов поставок материалов и оборудования из-за рубежа	Прекращение работы оборудования, специально предназначенного для бурения нефтяных и газовых скважин, прекращение поставок материалов и запасных частей	5	2	0,1
12	Отмена льгот по НДС и увеличение налоговой и неналоговой нагрузки на бизнес	Повышение издержек, отмена проекта, увеличение срока окупаемости проекта	60	2	1,2
13	Риски, связанные с травмиранием персонала на строительной площадке	Канатов и лебедок нет, есть только риск высоты	4	3	0,12
14	Погодные риски, связанные с экстремальными температурами	Запрещение работ при температурах ниже 42 градусов	10	1	0,1
15	Повышенный газовый фактор	Взрыв и пожар, травмирание персонала	20	3	0,6

Таблица 5

Применение модифицированных ГНБ установок снижает значение риска до 9,12

Теперь произведем расчет риска производства работ на проекте с применением речных станков нового поколения:

Приоритет	Причина	Последствие	Вероятность, %	Воздействие Угроза	Ожидаемая величина риска
1	Затянутый временной график проекта	При неизменных затратах в единицу времени оборот снижается пропорционально задержке, но с т.к. станок специально предназначен именно для этого проекта, его применение снижает данный риск.	60	3	1,8
2	Несвоевременная оплата работ со стороны заказчика	Досрочное прекращение проекта, судебные издержки с низкой вероятностью получить деньги от гос. Компании	60	3	1,8
3	Задержка поставки оборудования	Затягивание графика проекта. При производстве станков на территории нет необходимости в доставке и таможенной очистке.	5	2	0,1
4	Аварии, связанные с потерей стабильности скважины	Увеличение сроков строительства скважины и расходы на ликвидацию аварии	5	2	0,1
5	Аварии, связанные с потерей контроля над долотом	Применение наддолотных модулей не требуется, рейка дает максимальный контроль над долотом, новое измерительное оборудование позволяет контролировать нагрузку.	4	1	0,04
6	Потери времени при переезде с	Затянутый график работ	40	1	0,4

	площадки на площадку				
7	Недостаточная точность позиционирования долота	Ликвидации скважины, потеря продуктивности пласта, перетоки, недостаточная производительность пласта, снижение производительности проекта, непринятие скважины заказчиком, применение новых навигационных систем снижает данный риск.	20	3	0,6
8	Непринятие скважины заказчиком	Отнесение расходов на строительство скважины к убыткам	20	2	0,4
9	Отсутствие достаточной нормативной документации для бурения скважин с наклонным устьем	Невозможность аргументированного спора с контрольными органами заказчика, сложности с применением новых технологий, признание большинства эффективных решений нетрадиционными. Новые установки прошли сертификацию в России.	20	1	0,2
10	Недостаточная нормативная документация по обогащению СВН и скважинной добыче рудных полезных ископаемых	Сложности с выбором эффективной технологии обогащения	50	1	0,5
11	Политические риски, связанные с перекрытием каналов поставок материалов и оборудования из-за рубежа	Прекращение работы оборудования, специально предназначенного для бурения нефтяных и газовых скважин, прекращение	4	2	0,08

		поставок материалов и запасных частей			
12	Отмена льгот по НДС и увеличение налоговой и неналоговой нагрузки на бизнес	Повышение издержек, отмена проекта, увеличение срока окупаемости проекта	60	2	1,2
13	Риски, связанные с травмированием персонала на строительной площадке	Износ канатов, большое количество вращающихся частей оборудования, обрыв колонны, травмы	4	3	0,12
14	Погодные риски, связанные с экстремальными температурами	Запрещение работ при температурах ниже 42 градусов. Риск можно снизить, изготовив установку из специальных сталей. Но это повысит ее вес и стоимость.	8	1	0,08
15	Повышенный газовый фактор	Взрыв и пожар, травмирование персонала	5	3	0,15

Таблица 6

Расчет показал снижение абсолютного значения риска до 7,57

Результат расчета можно свести в следующую табличку:

Значение риска	Снижение	
	абсолютного значения	в процентах
10,65	0	0
9,12	1,53	14,37
7,57	3,08	28,92

Таблица 7

Из таблицы выше видно, что применение станков нового поколения снижает финансовые риски проекта на 28% по сравнению с таллиевыми станками. Данная оценка является экспертной, основана на статистике аварий и причин банкротства буровых компаний на различных проектах и в условиях реального проекта следует получить несколько экспертных оценок, среднее арифметическое которых и будет наиболее близким значением. Основной вывод, который можно сделать в данном случае: применение речных станков нового поколения для устройства горизонтальных скважин для добычи рудных полезных ископаемых является одним из способов хеджирования финансовых рисков проекта.

2. Риски, связанные с безопасностью работы на модернизированном буровом оборудовании ГНБ,

Для составления экспертной оценки при расчете риска специалисты отрасли должны руководствоваться большим количеством факторов, но необходимо выделить причину по которой после замены канатных буровых установок на модифицированные установки ГНБ подрядчики не остановились на достигнутом и через короткий промежуток времени ГНБ установки были заменены на специализированные станки нового поколения. Одной из основных причин явились риски, связанные с безопасностью производства работ:

1. Опорные конструкции, изготовленные из таврового профиля для разных типов станков в большинстве не были сертифицированы и не были основаны на прочностных расчетах. Такая экономия со стороны подрядчиков увеличивала риск потери устойчивости установки установки в процессе работы. Для преодоления ситуации следовало использовать станки со штатной опорной конструкцией, способной поднимать мачту на необходимый угол.
2. Работа персонала на устье велась в котловане: котлован имел глубину 2,5 метра, был частично наполнен буровым раствором с полимерами, все поверхности были скользкими из-за полимеров. В результате устье скважины было самым опасным местом на буровой установке для персонала.
3. Несмотря на глубину котлована установка противовыбросового оборудования в котловане не представлялась возможной в первую очередь по той причине, что ПВО должно быть установлено в хорошо проветриваемом месте. Таким образом, на скважинах с небольшим газовым фактором для соблюдения требований безопасности бурения скважин требовалось поднятие всего бурового комплекса на высоту более 3х метров, что весьма сложно выполнимо технически.
4. Измерительное оборудование ГНБ не всегда позволяло полностью контролировать долото
5. Низкая скорость движения каретки привода вращения и движения установки ГНБ снижала скорость производства работ,
6. Отсутствие простого в понимании автоматического бурового журнала усложняло передачу смены,
7. При недостаточной соосности оси станка и колонны обсадных труб герметичность замков может быть под угрозой
8. Стандартные шланги подачи бурового раствора машин ГНБ не выдерживают давления более 80 Бар, что стало причиной разрывов половины манифольдов и небольших травм среди персонала. Даже при замене шланга с резьбой NPT на рукав более высокого давления возникает проблема с вертлюгом, который тоже не рассчитан на высокое давление
9. Риск перегрева редукторов при работе под углом более 30%.
10. Отсутствие системы предварительного подогрева масла ведет к финансовым потерям, связанным с закупкой значительного количества дизельного топлива (более 2 тонн топлива в день на один 150 тонный станок).
11. Недостаточный проходной диаметр тисков требовал применения цепных ключей при работе с большими диаметрами обсадных в случае демонтажа, что значительно повышало время, необходимое для ликвидации аварии

12. Риск запрета на ведение буровых работ даже при незначительных газопроявлениях. Невозможность использования ГНБ оборудования для работ по дегазации угля.
13. Насосы ГНБ установок как правило рассчитаны на меньшее давление и при поднятии рабочего давления до 100 атмосфер насос работает не на 50-70% от возможного потока, а на почти 100%. В результате из 15 станков при бурении скважин на Ашальчинском месторождении в первый год его освоения в любой момент времени работы один комплекс простаивал из-за необходимости ремонта насосного оборудования
14. Отсутствие тормоза на вращение некоторых моделей станков ГНБ приводило к авариям и незначительным травмам при работе с колонной.

3. Требования к времени производства работ. Технология бурения скважины

Затянутый временной график проекта является основным риском на пути успешного осуществления буровых проектов. В ходе эволюции буровых технологий срок бурения одной скважины длиной 1500 метров сократился с 30 до 10 дней. Для того, чтобы понять каким образом удалось достичь сокращения сроков производства работ втрое, рассмотрим этапы производства работ при бурении скважины для добычи СВН с последующей добычей титана и особенности технологии устройства данного типа скважин:

Типичная конструкция скважины на битумном месторождении:

- Первая обсадная 324 мм 50-60 м;
- Вторая обсадная 245 мм 250 – 350 м;
- Фильтры 168 мм 600 около 1 км.

В случае со скважинной добычей рудных полезных ископаемых последний этап, установка фильтров не нужна. Вместо этой операции следует предусмотреть спуск добывающей колонны с оборудованием для размыва и последующей забутовки пласта. В данной работе рассматривается только строительство оборудования и влияние его конструкции на процесс строительства скважин, а не технологии обогащения тех или иных полезных ископаемых. По этому в разделе ниже мы рассмотрим необходимые этапы строительства скважины длиной порядка полутора километров.

Этап первый.

Монтаж станка. Бурение под Первую обсадную

Возможно, но не обязательно: 2 метра: долото 393,7СЗ-ГВУ, плавающий центратор АЕ 380-385мм, бур.инструмент	60 меров: Долото АЕ393,7СЗ-ГВУ, ДГР-195(ШО-240/195 с углом перекоса 1° 30') с корпусным передвижным центратором с наружным АЕ390мм. над ГЗД в диамагнитном УБТ телесистема	Шаблонирование: башмак (БКМ) + обсадная труба 12" (10м) + ТБПК	Спуск кондуктора 12", цементирование кондуктора до получения раствора на устье	Разбуривание цементной пробки: долото 295,3мм + плавающий центратор 280 – 285мм + ТБПК
---	--	--	--	--

Таблица 8

За счет применения речной конструкции для монтажа установки достаточно только поднять мачту на нужный угол и установить анкера. После этого установка готова к работе. За счет экономии времени на монтаже бурового стола, установки мачты на стол, монтаже лебедки, проверки канатов на переезд установки с куста на куст тратится 12 часов в случае с речным станком и от полутора до двух суток в случае с канатным станком. На этапе забуривания речный станок не требует установки наддолотного вибромодуля, что экономит от трех до четырех часов. Результаты получены на практике в результате строительства первых 30 скважин с применением речных станков на Ашальчинском месторождении в Татарстане.

Этап второй

Бурение под эксплуатационную колонну

299 м: долото АЕ295,3мм, плавающий центратор Ø280-285мм, ДГР-195(ШО-240/195) с перекосом осей 1-2°, жёсткий центратор Ø280-285мм.	Промывка минимум 2 цикла, техотстой 1 час шаблонирование на сухую.	ГИС методом АМК "Горизонт"	Спуск и Цементирование э/колонны с вращением. Предусмотреть спуск 9" проверочного колена из 2 труб. Опрессовка 3,0 МПа сразу после цементирования.	Через 18 часов ОЗЦ выполнить ГГК и АКЦ (общее время)
---	--	----------------------------	--	--

т/система, т/система, ЛБТ Ø147×11 (1труба).				
--	--	--	--	--

Таблица 9

Этап третий

Демонтаж станка. Бурение горизонтального участка

До башмака 299 м: долото 215,9мм, ДР-178 с заходностью 6/7, 127мм Разбурить «башмак», поле поднять колонну	Оставшийся участок. КНБК: долото 215,9 PDC + ДР-178 , с комплектом сменных центраторов Ø210-214мм – , т/система, геофизическая т/система, ЛБТ Ø147×11 (1 труба)	спуск проверочного колена, состоящего: РШ-196 (208), 3 трубы Ø178мм с резьбами 3-133	Повторный спуск проверочного колена, состоящего: РШ-196 (208), 3 трубы Ø178мм с резьбами 3-133, остальное бурильный инструмент до забоя	Спуск фильтра ФОК-2-168 и последующие заключительные работы
---	---	--	---	---

Таблица 10

После спуска фильтра обычно требуется произвести промывку водой с использованием аэролифта. Для того, чтобы не привлекать к закачиванию скважины большой компрессор можно произвести промывку раствором с хорошими реологическими свойствами для образования взвеси, после уравнивания плотности раствора закаченного в скважину и выходящего из скважины можно переходить на воду. После достижения плотности технической воды, возвращаемой из скважины 1 т/м³ можно считать скважину чистой и начинать установку устьевого герметизатора.

Ниже приведен план бурения одной из наклонных скважин на Ашальчинском месторождении:

Проектные данные*:

- | | |
|---|------------|
| 1. Проектный горизонт - горизонт | Шешминский |
| 2. Глубина по вертикали кровли продуктивного пласта - м | 120,8 |
| 3. Альтитуда земли | |
| 126,7м | |

4. Альтитуда ротора	127,81 м	
5. Проектная глубина скважины по стволу (от ротора)	806,84 м	
6. Длина горизонтального участка		535 м
7. Горизонтальный участок скважины в интервале	807м	272 -
8. Абсолютная отметка на точку входа	м	6
9. Абсолютная отметка на забой	м	-2,98

1. Подготовительные работы:

1.1. Смонтировать установку ADI 360, емкостную систему согласно ТУ и принять ЦПДК.

1.2. Завезти на буровую инструмент, материалы и оборудование согласно ПСС и плана работ.

1.3. Завести, либо приготовить на буровой ГР с уд.весом 1,08г/см³ в объеме не менее 40м³.

1.4. Предусмотреть дополнительный амбар, для запаса и подачи раствора в емкостную систему во время бурения без выхода циркуляции.

2. Бурение под кондуктор

2.1. Собрать компоновку: долото Ø393,7СЗГВУ, ДГР-195С (ШО-240/195 с углом перекоса 1° 30') с корпусным передвижным центратором с наружным Ø390мм. Установить над ГЗД в диамагнитное УБТ телесистему (с электромагнитным каналом связи), спустить компоновку, установить в положение, обеспечивающее заданное изменение зенитного угла и азимута.

2.2. В интервале 0-60м возможно поглощение бурового раствора частичное до 15м³/час и полное. Организовать приготовление ГР с удельным весом 1,08г/см³ на буровой и бурить с полным или частичным поглощением, при этом фильтратоотдача бурового раствора не регламентируется. Глубина спуска 12" кондуктора (60м) может уточняться по фактической мере обсадных труб (интервала зоны поглощения).

2.3. При забое (60)м. поднять КНБК до устья, осуществляя промывку через верхний привод, выдержать тех. отстой в течение 1 часа и прошаблонировать скважину до забоя компоновкой: башмак (БКМ) + обсадная труба 12" (10м) + ТБПК. Поднять КНБК до устья. При наличии посадок произвести проработку ствола скважины, затем шаблонировку повторить. Спуск кондуктора допускается при свободном прохождении компоновки до забоя.

2.4. Спустить 12" кондуктор, произвести цементирование методом "снизу вверх" и "сверху вниз" по дополнительному плану. После 12 часов ОЗЦ оборудовать устье и обвязать с ЦС.

2.5. После 18ч ОЗЦ (с момента получения цементного раствора на устье), разбурить цементный стакан роторной компоновкой: долото $\varnothing 295,3\text{мм}$ + плавающий центратор $\varnothing 280 - 285\text{мм}$ + ТБПК. РЦ производить с промывкой технической водой, на глубине «башмака» кондуктора перевести скважину на глинистый раствор. Промыться, поднять инструмент с промывкой. Принять меры по недопущению попадания цементного шлама в растворный амбар.

3. Бурение под эксплуатационную колонну

3.1. Для бурения из-под кондуктора применять компоновку: долото $\varnothing 295,3\text{мм}$ + ШОТ-240/195 с перекосом осей $1,30^\circ$ + т/система + т/система + ДЛБТ $\varnothing 147 \times 11$ (1труба) + бур.инструмент.

В интервале 60-280 м возможно поглощение раствора от частичного до 15 м³/час (возможно до полного). В случае наличия поглощения в интервале бурения под 9" э/колонну предусмотреть изоляционную глиноцементную заливку по дополнительному плану.

3.2. Добурить скважину до глубины 280 м (от ротора) (глубина может уточняться по геологическому профилю и фактической мере обсадных труб). Промыть скважину с забоя с вращением и расхаживанием инструмента не менее 2-х циклов. Поднять КНБК до устья, осуществляя промывку с вращением через верхний привод каждой трубки.

3.3. Выполнить необходимый комплекс ГИС методом "АМК-Горизонт".

3.4. Спуск и цементирование э/колонны произвести по дополнительному плану. Цементирование э/колонны производить с вращением. Произвести спуск 9" проверочного колена, состоящего из 2 труб с центраторами. Подъем шаблона с промывкой и вращением каждой трубки. Опрессовку колонны на 3,0 МПа произвести сразу же после завершения процесса цементирования, продолжительность опрессовки 1,53 часа.

3.5. Общее время ОЗЦ э/колонны 24ч (с момента получения цементного раствора на устье).

3.6. За несколько часов до истечения 24 часа ОЗЦ спустить компоновку долото $\varnothing 215,9\text{мм}$, ДР-178 с заходностью 6/7, остальные бурильные трубы $\varnothing 127\text{мм}$ до «башмака» 9" э/колонны.

После истечения 24 часов ОЗЦ разбурить «башмак» с промывкой тех. водой. Перевести скважину на промывку ГР ($\gamma=1,08\text{г/см}^3$).

3.7. Поднять инструмент с промывкой каждой трубки.

3.8. После разбуривания цементного стакана выполнить ГГК+АКЦ - цементометрию 9" кондуктора в интервале 0 – 280 м.

4. Бурение горизонтального участка

4.1. На дальнейшее бурение горизонтального участка ствола скважины в соответствии с проектным профилем произвести спуск КНБК: долото 215,9 PDC + ДР-178 с углом перекоса $1,09^\circ$ с корпусным передвижным центратором $\varnothing 214\text{мм}$ (внизу ДР) + $\varnothing 210\text{мм}$

(на верху ДР) (при необходимости допускается применение центраторов «ГОТКО») + т/система + т/система + ЛБТ Ø147×11 (1 труба) + бур.инструмент с применением в качестве промывочной жидкости ГР ($\gamma=1,08\text{г/см}^3$).

4.2. В случае возникновения в процессе бурения и СПО посадок, затяжек бурильного инструмента в результате желобообразования, накопления шлама и т.д., произвести профилактическую проработку ствола скважины компоновкой:

- РШ-208, роликовый центратор Ø215мм «ГОТКО», бур.трубы;

4.3. При бурении участков стабилизации зенитного угла допускается вращение КНБК с частотой до 60 об/мин.

4.4. После добуривания скважины до проектного забоя выполнить предкаротажную подготовку:

- при необходимости обработать раствор до приведения в норму параметров бурового раствора;

- произвести очистку ствола скважины, с непрерывным расхаживанием инструмента на протяжении первого цикла;

- поднять инструмент с вращением и промывкой каждой трубки через верхний привод до башмака эксплуатационной колонны.

- выполнить каротаж методом АМК «Горизонт». По результатам АКЦ э/колонны Ø 244,5мм при необходимости выполнить дополнительно АКЦ э/колонны методом АМК «Горизонт» на бурильных трубах.

- в случае необходимости произвести спуск проверочного колена (по согласованию с заказчиком), состоящего: РШ-196 (208), 1 трубы Ø178мм с резьбами 3-133, остальное бурильный инструмент до забоя, произвести очистку ствола скважины, с непрерывным расхаживанием инструмента, поднять инструмент до устья с промывкой каждой трубки. При наличии посадок и в случае недохождения проверочного колена до забоя проработать скважину КНБК согласно п. 4.4.,. Далее спуск проверочного колена, состоящего: РШ-196 (208), 3 трубы Ø178мм с резьбами 3-133, остальное бурильный инструмент до забоя повторить.

4.5. Спуск фильтра ФОК-2-168 и последующие заключительные работы произвести по дополнительному плану.

При планировании процесса следует учитывать следующее :

1. Угол перекасаи установка отклонителя определяется специалистами компаний предоставляющих навигационное сопровождение из условия обеспечения заданного изменения зенитного угла и азимута и согласовывается с буровым подрядчиком ООО «Гольфстрим».

2. Корректировка КНБК производится по согласованию с Заказчиком (УРПС ОАО «Татнефть»).

3. Процесс подъёма компоновок производить с интенсивной промывкой каждой трубки буровым насосом через верхний привод.

4. Для бурения интервала 60-807 м предусмотреть удаление шлама методом расхаживания и вращения бурильной колонны перед каждым наращиванием, во избежание зашламовывания кольцевого пространства, потери циркуляции, прихватов.
5. В качестве смазывающей добавки в буровой раствор допускается применение СБД-М в количестве 1% от объема и (или) Reglid с ГКЖ..
6. Данные приведены без учета топографической привязки бурового блока и проектного геологического профиля скважины №15096.

Следует обратить особое внимание КНБК (компоновка низа буровой колонны, КНБК, приведенная ниже использовалась на нескольких месторождениях и несмотря на ее универсальность для каждой скважины следует вносить необходимые изменения исходя из геологических, гидро-геологических условий, падения, простираания пласта, особенностей кровли и подошвы пласта, проницаемости, буримости и т.д.)

КНБК при проводке под э/к

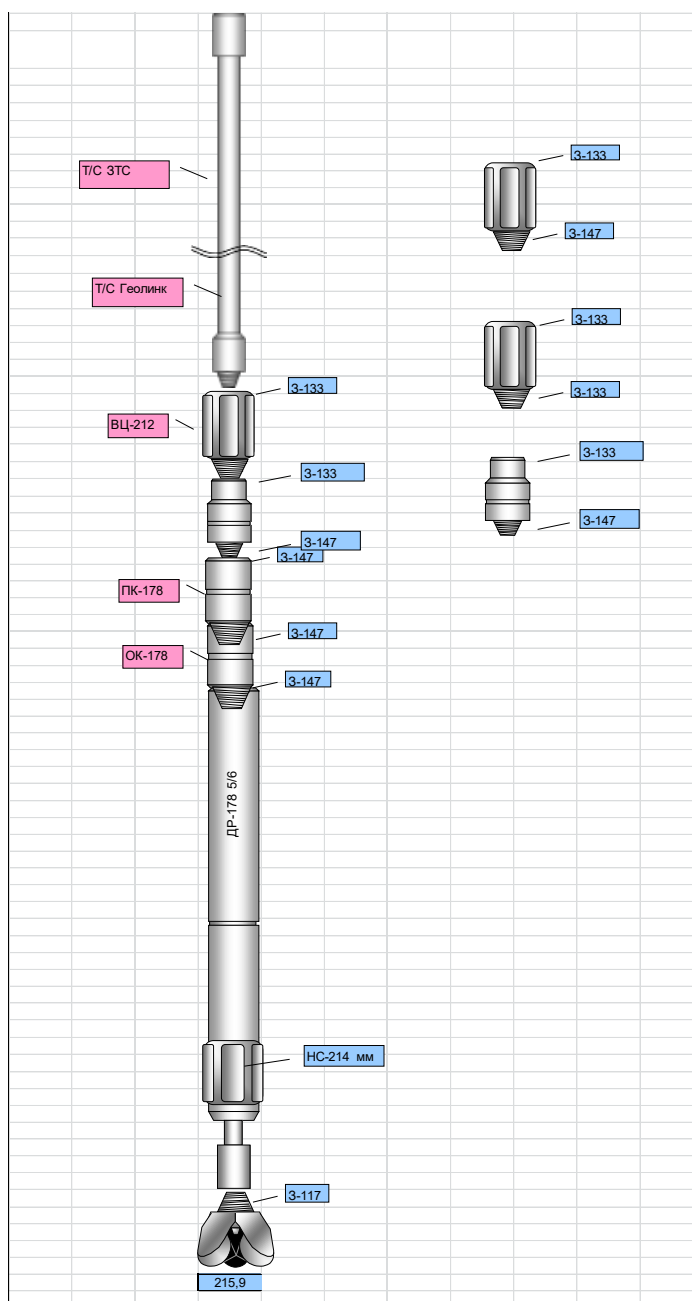


Рис.5

КНБК для проводки под 12" (Направления)

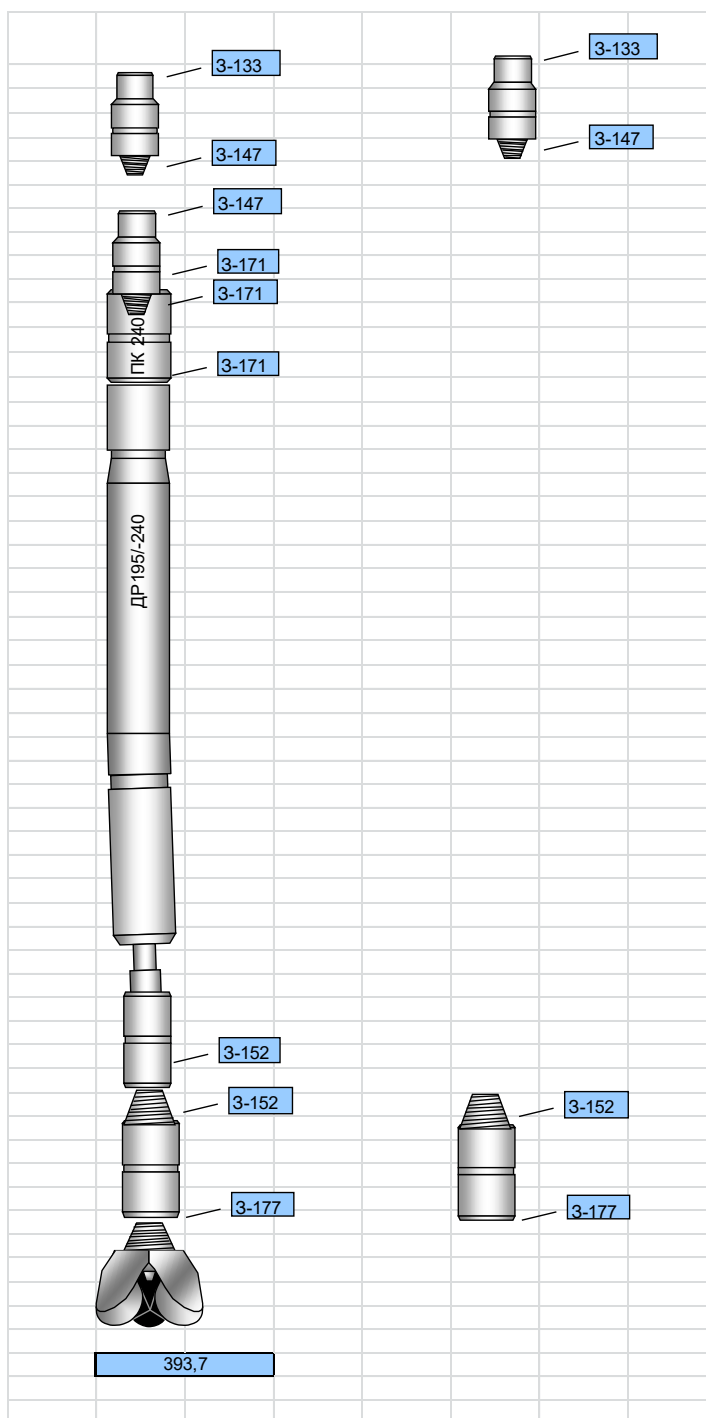


Рис.6

КНБК для проводки под 9" (кондуктор)

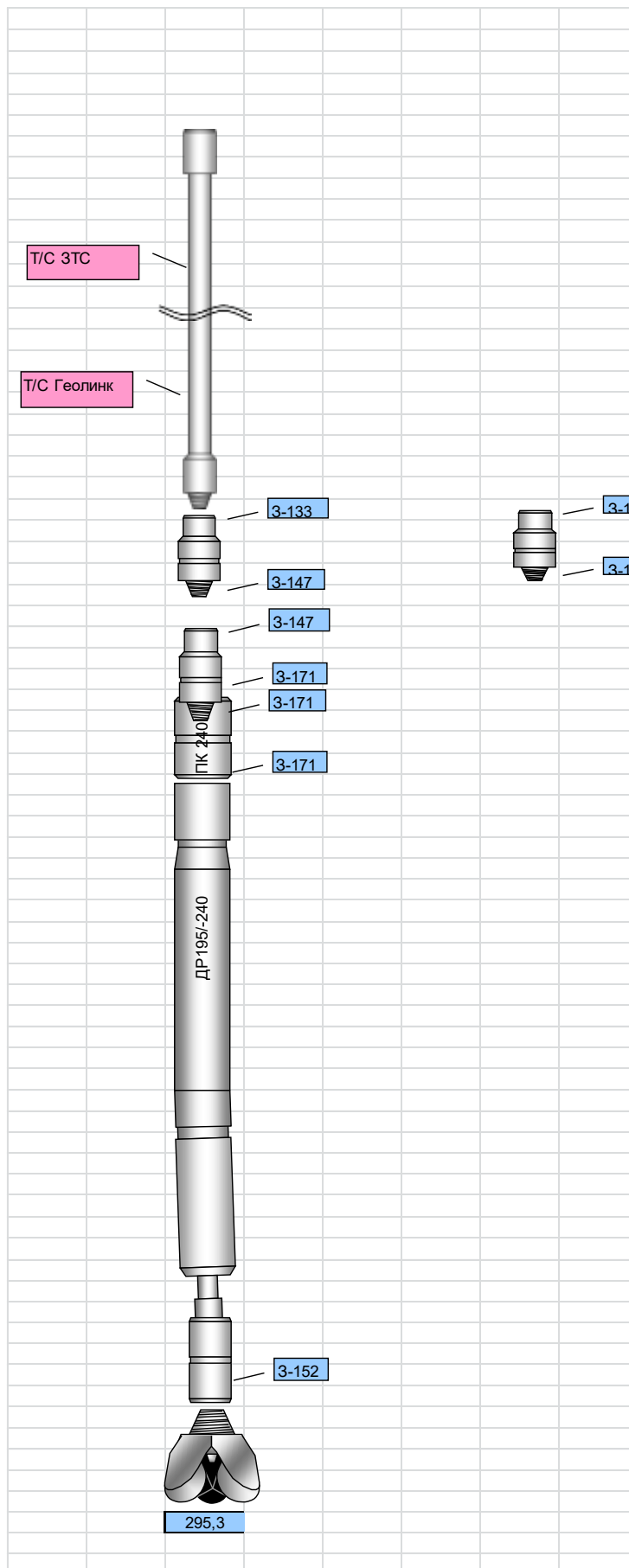


Рис.7

Для полного понимания технологии бурения необходимо видение того, как выглядит буровой процесс с точки зрения расположения оборудования на буровой площадке. При переходе на новый тип оборудования подрядчики обычно интересуются каким образом узлы бурового комплекса должны взаимодействовать между собой и в каких режимах дрынные должны работать.

Ниже схема плана расположения с применением речного станка на стройплощадке приведена ниже:

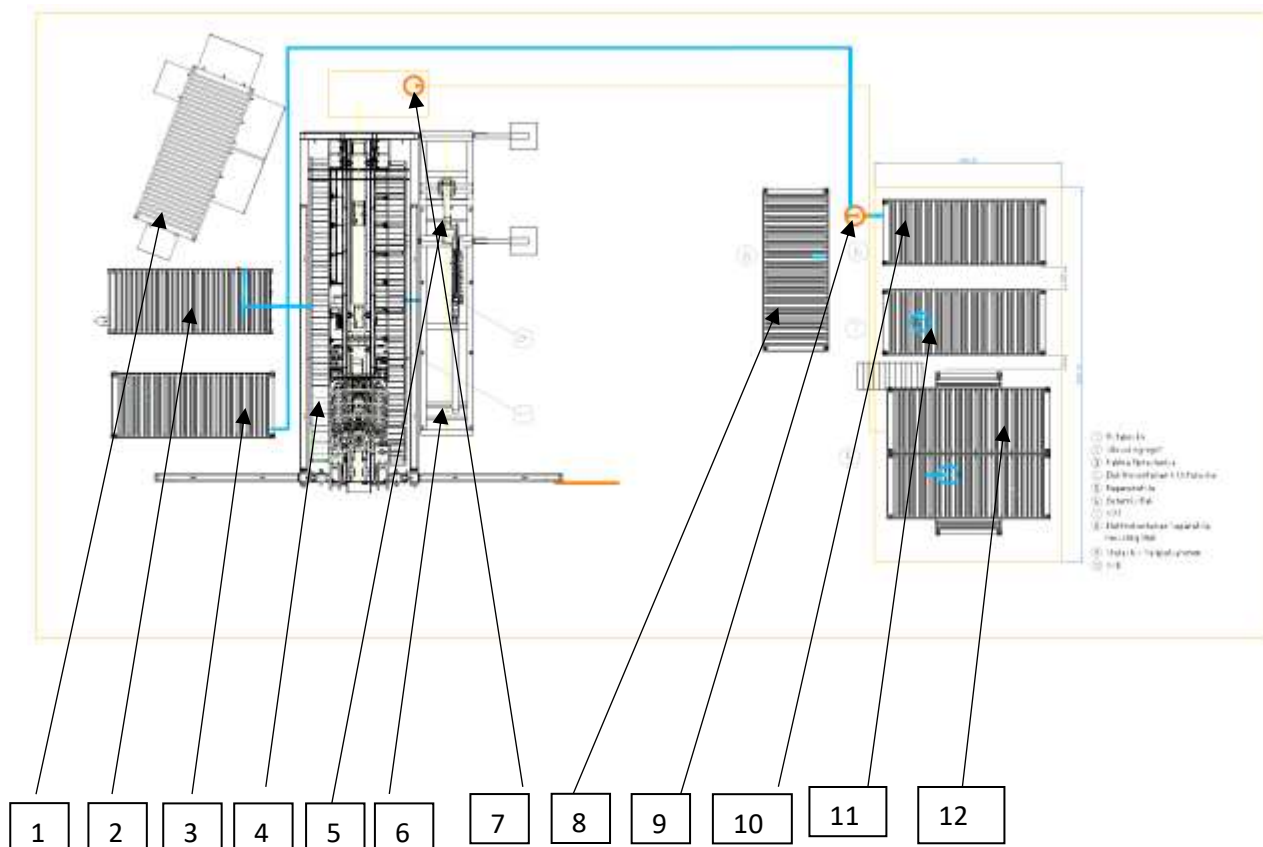


Рис.8. Схема буровой площадки с установкой ГНБ

1. Кабина оператора
2. Силовой агрегат
3. Буровой насос (основной) второй насос указанный в спецификации при производстве экономических расчетов- запасной
4. Буровая установка под углом 45 градусов
5. Кран-манипулятор
6. Стеллаж для бурильных и обсадных труб
7. Прямо́к и шламовый насос
8. Пульт управления сепарационной установкой
9. Подпорный насос
10. Буферный бак
11. Насосно-смесительный узел
12. Сепарационная установка

Как видно на рисунке ниже, схема расположения узлов оборудования на буровой площадке не изменилась после внедрения нового поколения оборудования. Универсальность узлов и агрегатов бурового станка ADI360 позволила внедрить его не прибегая к закупкам дополнительного оборудования, что позволило подрядчикам сохранить значительные средства:

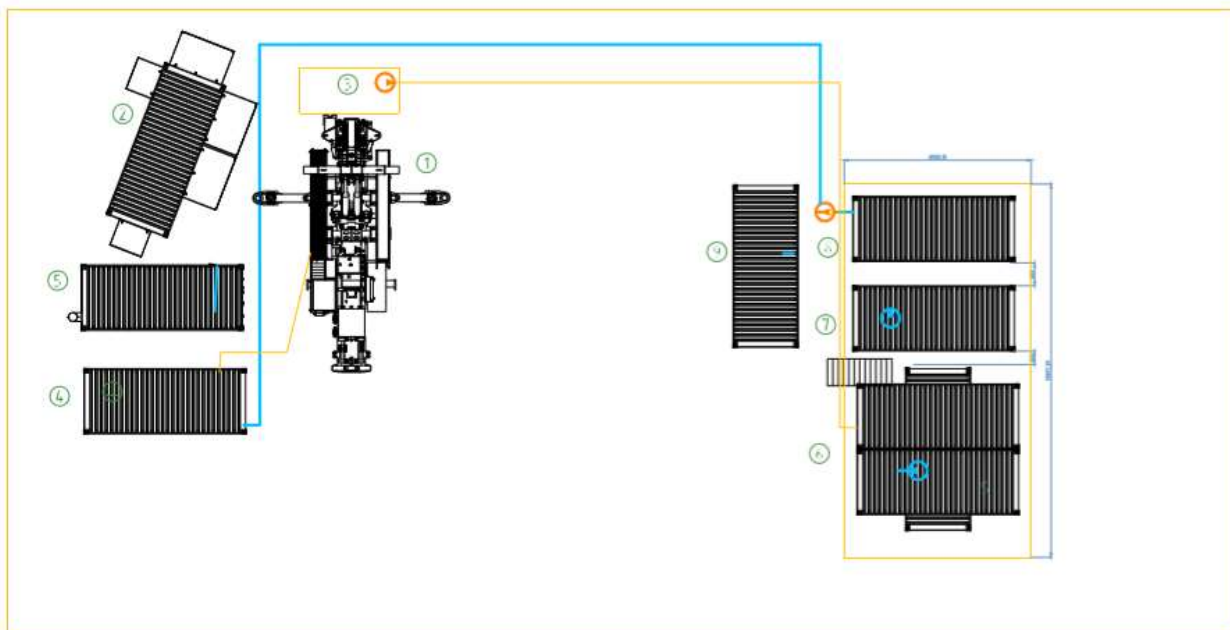


Рис. 9 . Схема буровой площадки с установкой ADI

Следует подчеркнуть важность контроля усилий спуска обсадной колонны в скважину. Важность этого момента подчеркнул опыт практической эксплуатации речных буровых машин. В одну из смен в октябре 2014 года оператор бурового станка смог оказать усилие при спуске обсадной колонны порядка 20 тонн при том, что на этом участке обсадная должна была спускаться в скважину под собственным весом. На установке была устаревшая система ведения электронного бурового журнала, которая не позволила супервайзеру проконтролировать процесс. В результате скважину пришлось ликвидировать. Причина сложностей при спуске колонны была в дюнах и предельном искривлении ствола. Вместо того, чтобы промыть скважину, оператор задавил колонну используя возможности речного станка. Проблема выяснилась на этапе проверки целостности цементного камня гамма модулем. С этого момента эксплуатирующие организации стали внимательнее относиться к расчету усилий при спуске буровой колонны. Ниже – пример подобного расчета.

Расчет усилия спуска обсадной колонны диаметром 244,5 мм при ее спуске в наклонную скважину в условиях отрицательной плавучести приведен ниже:

Расчет сил в состоянии покоя до начала движения				
Для положения трубы под углом			Для горизонтального положения трубы	Сила, Т
Вес 1 трубы	0,52		Сила трения на 1 трубу	0,13
Коэффициент трения	0,25		Сила трения на 1 км трубы (100 труб) при отсутствии жидкости	13
Угол наклона	45			
Синус (синус) 45 град.	0,7071		Для наклонного участка трубы	
Ускорение свободного падения для уравнения динамики	9,8		Сила соскальзывания одной трубы под углом 45 градусов, без трения	0,367692
			Сила соскальзывания одной трубы под углом 45 градусов с трением	0,237692

Расчеты по траектории				
Глубина выхода на горизонт, м	100		Длина прямолинейного участка	40
Длина окружности с радиусом бурения	1537,64589		Глубина прямолинейного участка	28,284
Сектор криволинейного участка в градусах	8		Глубина криволинейного участка	71,716
Длина криволинейного участка	192,205736		Радиус изгиба криволинейной траектории	244,848071
Количество штанг на участке при постоянном радиусе кривизны с длиной трубы 9,8 м	20		Количество штанг на прямолинейном участке	4
Набор угла в градусах на каждую штангу	2,3		Внимание! Расчет показывает, что при длине прямолинейного участка скважины под кондуктор более 40 метров и глубине горизонтального участка 100 м будет превышен минимальный радиус холодного изгиба и в трубе возникнет остаточное напряжение.	

Расчет усилия на прямолинейном наклонном участке

Усилие соскальзывания труб на прямолинейном участке скважины, т

0,970171429

Статический расчет сил при начале скольжения обсадной трубы 244,5 мм в скважину

Номер трубы	Угол наклона	Синус угла наклона	Масса одной трубы	Сила соскальзывания без трения	Сила трения, т	Усилие соскальзывания обсадной трубы в скважину, т
	Усилие соскальзывания на прямолинейном наклонном участке					0,970171429
0	45	0,7	0,52	0,364	0,13	0,234
1	42,7	0,68	0,52	0,3536	0,13	0,2236
2	40,4	0,65	0,52	0,338	0,13	0,208
3	38,1	0,62	0,52	0,3224	0,13	0,1924
4	35,8	0,58	0,52	0,3016	0,13	0,1716
5	33,5	0,55	0,52	0,286	0,13	0,156
6	31,2	0,52	0,52	0,2704	0,13	0,1404
7	28,9	0,48	0,52	0,2496	0,13	0,1196
8	26,6	0,45	0,52	0,234	0,13	0,104
9	24,4	0,38	0,52	0,1976	0,13	0,0676
10	22,1	0,38	0,52	0,1976	0,13	0,0676
11	19,8	0,34	0,52	0,1768	0,13	0,0468
12	17,5	0,3	0,52	0,156	0,13	0,026
13	15,2	0,26	0,52	0,1352	0,13	0,0052
14	12,9	0,22	0,52	0,1144	0,13	-0,0156
15	10,6	0,18	0,52	0,0936	0,13	-0,0364
16	8,3	0,14	0,52	0,0728	0,13	-0,0572
17	6,0	0,1	0,52	0,052	0,13	-0,078
18	3,7	0,06	0,52	0,0312	0,13	-0,0988
19	1,4	0,02	0,52	0,0104	0,13	-0,1196
20	Расчет нагрузок по формуле для горизонтального участка		0,52		0,13	-0,13
Общее усилие соскальзывания после достижения горизонтального участка, тонн						2,197371429

Таблица 9

Вывод : При правильно построенной чистой скважине обсадная труба диаметром 244,5 мм на наклонных участках и на горизонтальных участках небольшой длины должна погружаться в скважину без нагрузки. В появления нагрузок на обсадную колонну при погружении ее в скважину необходимо произвести диагностику скважины на предмет неисправностей и наличия аварийных ситуаций. При спуске

трубы заполненной воздухом нагрузка может снизиться до 200 кг, так как сила воздействия трубы на нижний свод скважины снизится в 10 раз. Появление нагрузки продавливания возможно только после достижения 20-30 метров горизонтального участка.

Во избежание вышеописанной ситуации, подобный расчет следует проводить перед спуском каждой колонны в случае, если устье скважины находится под наклоном.

V. Проектирование бурового станка нового поколения. Конструкция бурового станка обусловленная условиями бурения. Универсальность конструкции

1. Определение и обоснование необходимых технических характеристик исходя из анализа условий производства работ и требований рынка

В 2014 году ведущие производители речного бурового оборудования начали получать заказы на буровые установки нового поколения. К этому моменту у каждого производителя в предлагаемой линейке были установки от 6 до 500 тонн. Для начала нового станка каждое предприятие должно вложить значительные средства в разработку и проектирование оборудования. Не каждое предприятие обладает ресурсами для проектирования буровых установок сразу всех классов и дополнительного оборудования к ним. Начинать проектирование ранее не производимых узлов на основании только одного заказа означает вложение значительных финансовых средств и времени в проект, который может оказаться единственным в своем роде. Для принятия решения о производстве ADI360 предприятие-изготовитель совместно с автором данной работы провело анализ требований рынка и областей применения подобного оборудования.

Несмотря на то, что большинство производителей сделало ставку на модификацию существующих образцов техники, ADI вложили средства в разработку концептуально новой модели. Технические характеристики модели были обоснованы следующим образом:

Номер	Характеристика	Обоснование причин, по которым характеристика должна быть именно такой
1	Усилие прямой и обратной тяги – 150 тонн	В 17 из 20 компаний, которые предоставили данные о необходимой глубине и длине бурения скважин сообщили о необходимости бурения скважин длиной не более 2500 метров. При этом машина должна была иметь возможность работать со скважинами большого диаметра и бурильными трубами 5 ½ IF. Три компании ведут бурение на шельфе им требуется оборудование для сверхглубокого бурения, или наклонное бурение сверхдлинных горизонтальных направленных скважин с берега.
2	Крутящий момент 70 кНм	Требования большинства заказчика к бурению скважин повышенного диаметра для установки постоянно совершенствуемого скважинного добывающего оборудования и оборудования для размыва пласта. Для бурильных труб 5 ½ IF на длине 2 км этот момент очень близок к предельно допустимому при бурении долотом 9 дюймов с центратором без ВЗД. Установка должна была иметь

		возможность работы со скважинными расширителями диаметром более 1000 мм.
3	Количество моторов в приводе движения буровой каретки	10 шт.: требуемое усилие – 150 тонн, диаметр шестерни – 190 мм, радиус шестерни – 95 мм, необходимая скорость каретки на второй скорости (при двух моторах из 10) – 60 м/мин, необходимая скорость при максимальном усилии – 5-метров в минуту. момент вращения каждого мотора – 1425 Нм $14,25\text{кНм}/0,095\text{м}=150\text{ кН}=15\text{T}$. 15 т. x 10 шт. = 150 тонн. Требование по второй скорости каретки на уровне 50 метров в минуту можно обеспечить только отказавшись от применения планетарных редукторов на моторах движения каретки. Гидромоторы производства Rocklain с необходимым моментом имеются в продаже и являются широко распространенным в промышленности решением, простым в эксплуатации и ремонте.
4	Максимальная скорость вращения шпинделя -180 оборотов в минуту	Такой скорости вращения редуктора при максимальной расчетной массе привода на вращение не более 1500 кг невозможно достичь применяя традиционную для верхних силовых приводов буровых станков систему привода с редуктором. Выходов из сложившейся ситуации два – повысить массу привода, повысить поток масла при максимальном давлении и добиться достаточной скорости вращения группы мотор+редуктор, или применить прямой аксиально-поршневой двухскоростной привод с повышенным диаметром поршневой группы, поршни которой расположены в разных плоскостях для повышения момента вращения. Такие приводы производит компания Høglund, производитель входит в группу компаний Rexroth. При этом для стабилизации полого вала следует оставить два подшипника.
5	Рабочий диаметр тисков – 18 дюймов	При эксплуатации модифицированных станков ГНБ с диаметром тисков 250-280 мм тиски приходилось демонтировать, или передвигать вместе с силовым приводом для установки обсадных диаметром 300 мм. Это занимает дополнительное время в процессе спуска обсадных и серьезные трудности в процессе ликвидации аварий.
6	Арктическое исполнение	На машине установлена стандартная система подогрева двигателя. Система подогрева масла запатентована: масло подогревается отдельным редукционным клапаном в маслобаке (существующее решение), 24 кВт электродвигатель, на валу которого установлен шестеренчатый гидравлический насос работает в двух режимах: 1 режим: Насос забирает масло из маслобака и пропускает его через редукционный клапан 2-й режим: Включается вручную механиком буровой установки и заключается в том, что теплое гидравлическое масло подается в гидромоторы и

		<p>возвращается через специально сконфигурированные дренажи. Этот режим работы и конфигурация гидравлического оборудования защищены патентом. Срок действия патента в США – 1 год. Этого достаточно, чтобы обогнать конкурирующие организации без значительных финансовых затрат на приобретение долгосрочных патентов. Патентная заявка на основные узлы агрегата номер 51264 на имя Анищенко Василия Ивановича, зарегистрированная нотариальным бюро Джастина Ламбпея в Чикаго 12.03.2015. Мачта установки рассчитана на повышенные ветровые нагрузки.</p>
7	Удаление анкеров от устья скважины	<p>Устье скважины не должно загромождаться излишним оборудованием. Для анкерования все оборудование размещается на двух несущих балках, каждая из которых имеет анкерные плиты с торцевых сторон. Как вариант, в случае с повышенными нагрузками под большим углом установку можно будет завести между двумя рядами шпунта Ларсена и закрепить по бокам. Такое анкерение позволяет полностью освободить устье скважины от опорных элементов и разместить на устье ПВО и клиновое удерживающее устройство. Данная компоновка ранее не применялась на буровых станках и является инновацией, продиктованной опытом работы на буровых площадках.</p>
8	Система автоматической центровки бурильных и обсадных труб	<p>Сложности, которые испытывают подрядчики при установке обсадных труб в ручном режиме, работа на буровых установках предыдущих поколений состоят в том, что тонкая резьба обсадных требует очень точно центровки, центровка в ручном режиме занимает очень много времени. Применение автоматической системы центровки позволило ускорить процесс установки обсадных труб на мачту в несколько раз.</p>
9	Система переноса оси буровой установки. Параллелограммная конструкция для переноса и подъема мачты бурового станка.	<p>При переходе на следующий диаметр обсадных труб возникает несоосность между осью скважины и осью центрального вала бурового станка. В такой ситуации жесткость конструкции представляет серьезную проблему. Для переноса оси бригада сварщиков работает одну смену, отрезая станок от анкеров и закрепляя его на новом месте. Передвижение большого станка на 5-10 назад – это отдельная технология. На рисунке ниже показана суть проблемы при переходе с большего на меньший диаметр обсадных. Применение параллелограммной системы позволяет решать этот вопрос в течение нескольких минут.</p>

10	Объем гидравлического бака – 778 литров	При расчете объема бака использовался рабочий объем масла и необходимость охлаждения масла в тропических условиях.
11	Объем дизельного бака – 756 литров	Объем дизельного бака должен обеспечивать бесперебойную работу установки в режиме повышенной интенсивности в течение суток. Прерывать работу машины на дозаправку в процессе бурения, а не в период пересменки недопустимо.
12	Система бокового перемещения мачты без отрыва от анкеров. Ход цилиндров системы – 300 мм.	Данная система позволяет устанавливать машину на устье существующей скважины для замены ремонтируемого бурового станка или для капитального ремонта скважины. Центровать установку весом 60 тонн, в случае, когда шпиндель необходимо передвинуть влево-вправо на 10-12 мм очень сложно.
13	Передняя опорная плита	Необходима для работы станка в режиме ГНБ и позволяет установить мачту вертикально на любой БУ стол бурового станка.
14	Реечная система перемещения мачты станка относительно рамы	Широкий спектр углов, под которыми установка ADI должна работать не позволяет сделать простую шарнирную систему подъема мачты. Данная система позволяет установке работать с любой системой устьевого противовыбросового оборудования.
15	Дополнительная система охлаждения гидравлического масла для работы установки в жарком климате.	Дополнительный теплообменник маслоохладителя оснащен системой клапанов, которые открываются при повышении температуры масла. Дело в том, что система уплотнений цилиндров аксиально-поршневой группы привода установки установки имеет сложную систему уплотнений, которая рассчитана на определенную вязкость гидравлического масла. При снижении вязкости прокладки привода могут быть повреждены, что приведет к выходу из строя привода на вращение бурового станка. Применение дополнительной системы охлаждения гидравлического масла позволяет контролировать параметры гидравлического масла.
16	Система автоматического	Система записывает параметры бурения через каждые 0,2 секунды. Ее подробное описание

	ведения бурового журнала и записи данных	приведено ниже. Но главное отличие от подобных систем других производителей состоит в том, что все параметры бурения можно вывести в виде таблиц или графиков, изображенных на одной странице формата А4. Такой формат визуализации параметров позволяет мастеру, или заказчику при передаче-принятии смены увидеть пиковые значения нагрузок всех измеряемых параметров и определить время и причину их появления в течение нескольких минут.
17	Система управления	Система управления установкой основана на трех контроллерах Parker Hydraulics Control, работающих в режиме Master-Slave. Сигланы управления и обратная связь осуществляется по системе CAN BUS. Такая схема позволяет вести эксплуатацию буровой установки при отсутствии генераторов переменного тока. Генераторы используются только для освещения внутренних помещений кабины управления. Это особенно важно в районах с ограниченной транспортной доступностью.
19	Свободный ход на шпинделе (переводник свободного хода) – 6 дюймов	Большинство переводников свободного хода (Floating Subs), поставляемых NOV, NHM, Exxon Mobile и другими поставщиками подобного оборудования на традиционных нефтяных установках составляет 4 дюйма. Этого оказалось недостаточно для работы под наклоном, так как осевая нагрузка на коническую резьбу меньше и центровка буровых штанг происходит не после входа конусов муфт друг в друга, а с первого витка.

Таблица 10

После появления ADI другие производители тоже предложили свое оборудование подобного класса. Ниже приведен анализ основных технических показателей речного бурового оборудования подобного класса. На основании машины ADI в РФ на базе платформы БАЗ под руководством Анищенко В.И. была разработана буровая установка SMP, которая для мачты использовала овоидный профиль для снижения изгиба.

Параметр	Herrenknecht (Германия) 2016 год	Prime Drilling (Германия) 2015 год	Streicher (Германия) 2017 год	ADI (США) 2015 год
Модель	HK150CS	PV 150/70 RP MDD	SVR 150	ADI 360VS
Угол бурения	8-90°	8-60°	35-90°	8-90
Тяговое/толкающие усилие	150/150 тн	150/150 тн	80 тн	150 тн
Крутящий момент	60 кНм	70 кНм	43,5 кНм	70 кН/м
Макс. вращение	80 об/мин	100 об/мин	200 об/мин	90 об/мин
Тип передачи тягово- толкающего усилия	Двойная зубчатая рейка	Двойная зубчатая рейка	Двойная зубчатая рейка	Двойная зубчатая рейка

Макс. длина обсадных труб	12 м	14 м	12 м	12 м
Температурный режим	-40/+45°	-45/+40°	-40/+40°	-40/+45°
Взрывозащищенность	ED 94/9/EG (Atex95)	+ АТЕХ	ED 94/9/EG (Atex95)	API, Русский серт.
Скорость движения каретки	30 м/мин	35 м/мин	45 м/мин	70 м/мин
Диапазон зажим тисков	102-355 мм	105-410 мм	89-340 мм	102-477 мм
Автоматическая подача штанг	+	+	+	+
Вид движителя	Гусеничное шасси	Гусеничное шасси	Трейлер	Гусеничное шасси
Роторный стол	+	-	+	+
Спайдер-элеватор	+	-	+	+
Транспортировка	Модульное исполнение	Возможно модульное исполнение	Цельное исполнение	Модульное исполнение
Габаритные размеры для транспортировки самой габаритной части	15,55 x 2,98 x 2,6 м	20,9 x 2,5 x 3,2 м (при цельной транспортировке)	24 x 3 x 4,2 м	20,9 x 2,5 x 3,2 м Разбирается на части, есть опыт перевозки станков вертолетами
Вес для транспортировки самой тяжелой части	35 тн	49 тн (при цельной транспортировке)	78 тн	30 тонн
Силовой агрегат	20-футовый контейнер	Встроенный на установке	30-футовый высокообъемный контейнер	На борту
Двигатель	Caterpillar C18	Caterpillar C13	Caterpillar C27	John Deer
Мощность двигатель	470 кВт	330 кВт	780 кВт	600 кВт

Таблица 11 Сравнение производителей станков в мире

2. Конструкция станка: устройство привода, устройство мачты, вспомогательное оборудование

Станок:

Буровая установка с регулируемым приводом блочно-модульного исполнения с наклонной мачтой и реечным механизмом передвижения силового вертлюга обеспечивает применение различных способов бурения при строительстве нефтяных, газовых геотермальных и геологоразведочных скважин: тип бурения - роторный либо турбинно-роторный способ.

Установка оснащена автоматической системой ведения бурового журнала, регистрации режимов бурения и оснащена блоком автоматического управления.

Установка под углом 45°

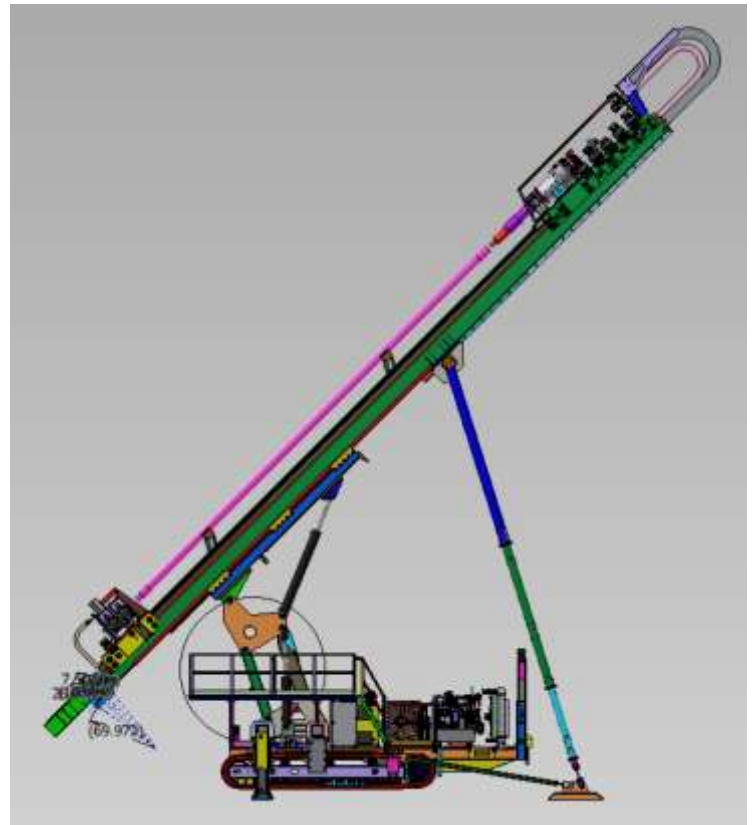
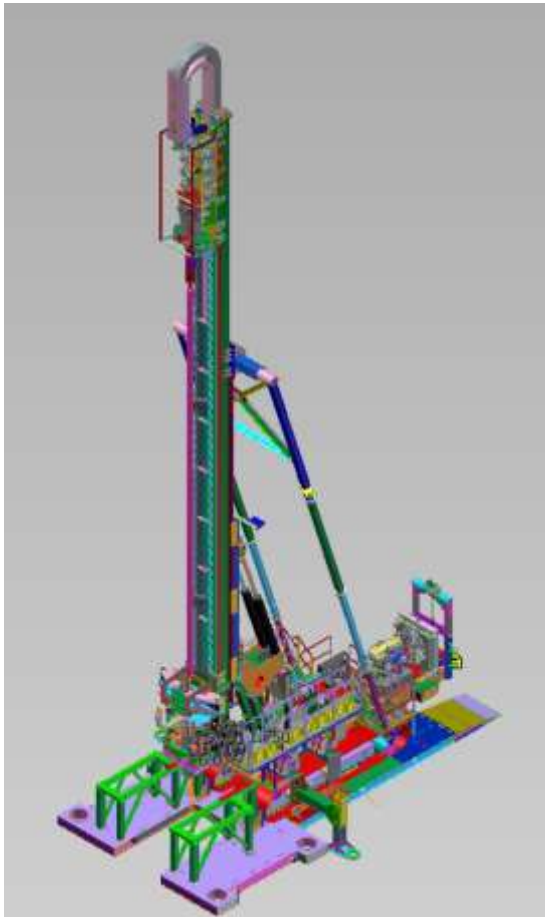


Рис.10

Установка под углом 90°



Платформа для мостков

Опоры с системой тонкой регулировки на любой градус

Подвижные тиски для диаметров труб от 127 до 477 мм

Спайдер-элеватор со сменными клиньями для работы в вертикальном и наклонном положении

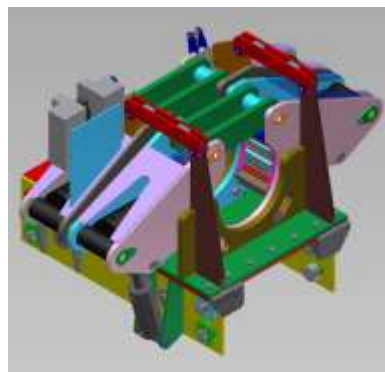
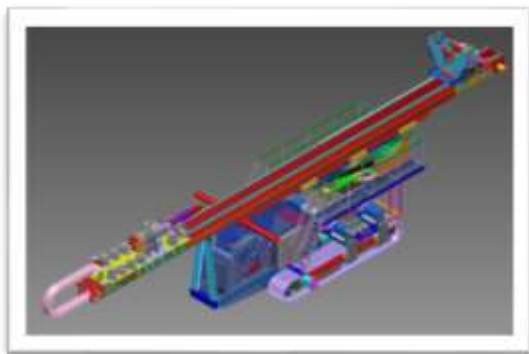
Место для противовыбросового оборудования

Механизм сдвига мачты вдоль оси бурения

Силовой агрегат с системой работы в экстремальных температурных условиях

Рис.11

Установка в транспортном положении после сборки на площадке:



Платформа с параллелограммом:

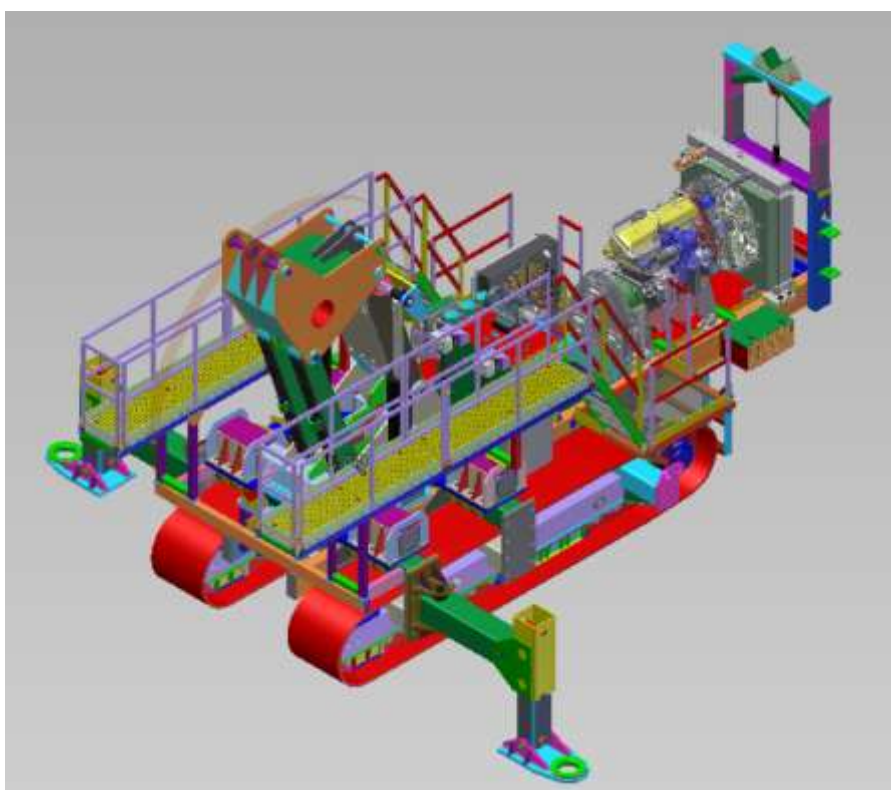


Рис.12

Тиски от 127 до 477 мм с тонкой настройкой давления зажима и момента:

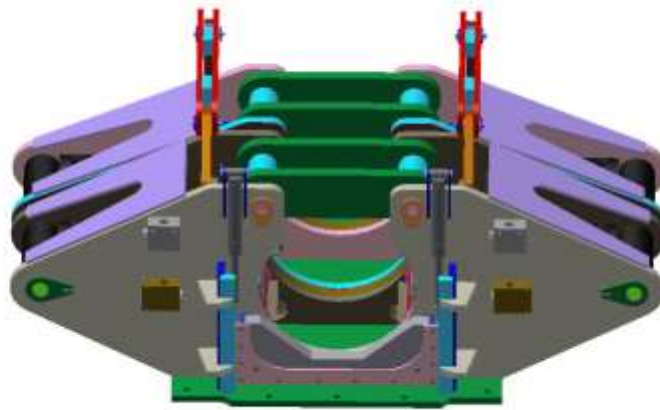


Рис.13

Доступ персонала:

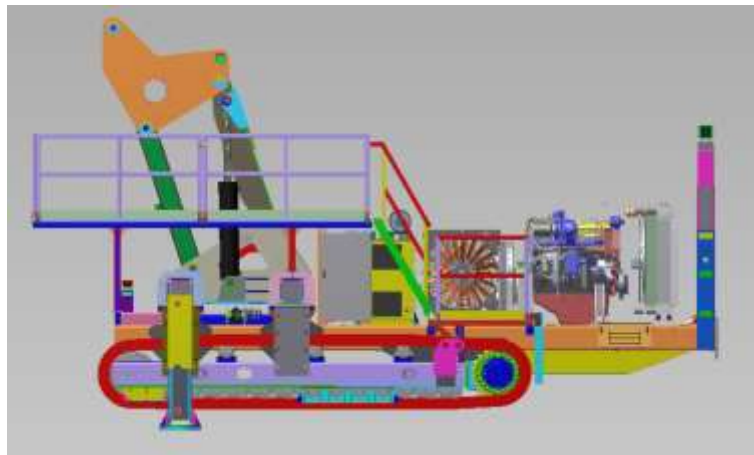


Рис.14

Спайдер для работы в наклонном и вертикальном положении:

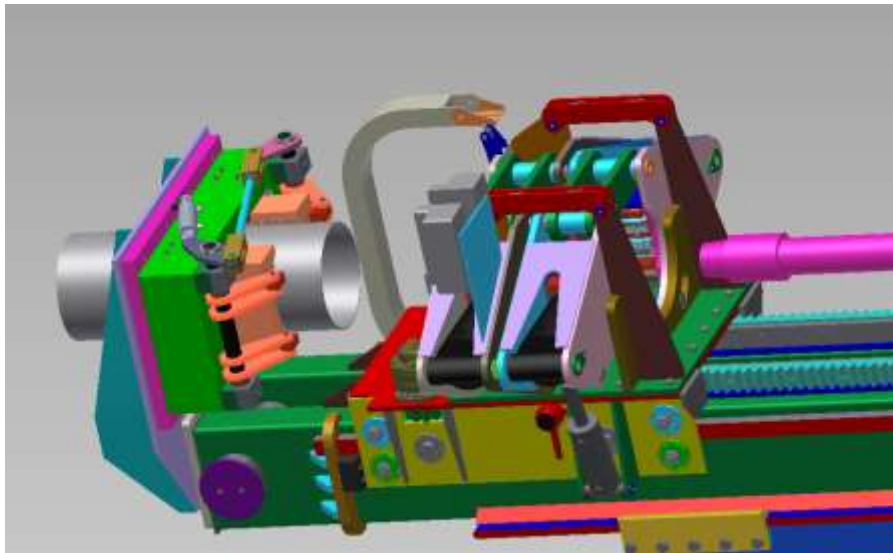


Рис.15

Каретка с прямоточным мотором на вращение и регулировкой всех гидравлических параметров:

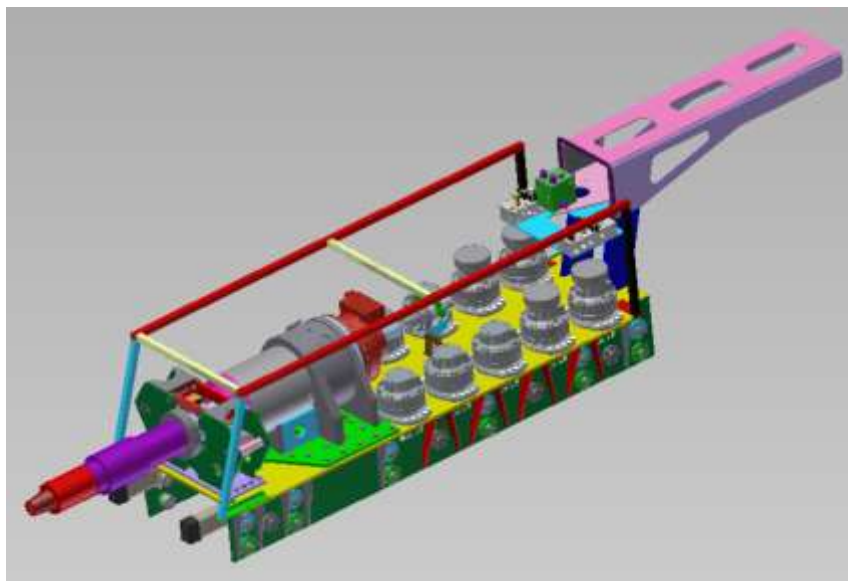
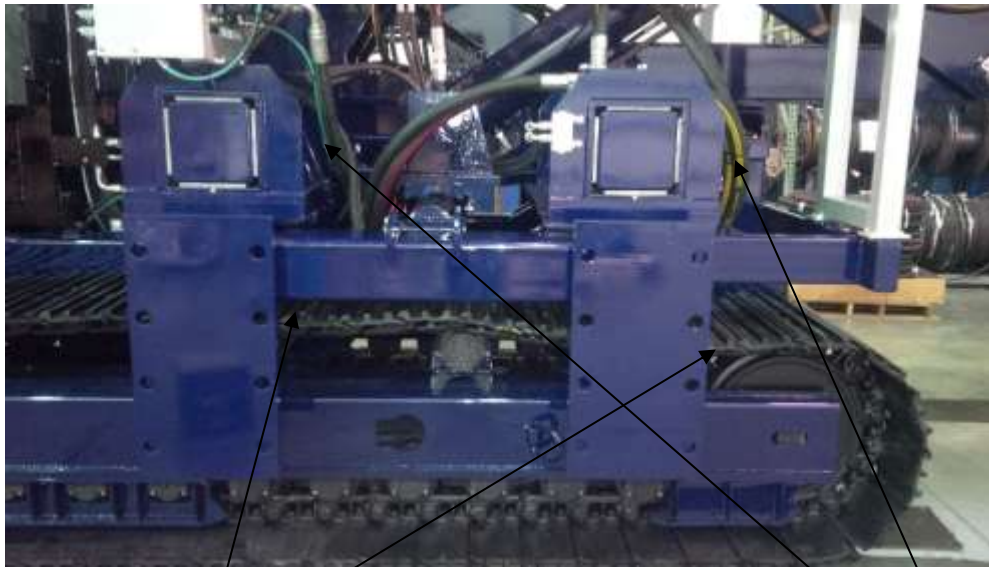


Рис.16

Запатентованная система анкеров и бокового перемещения мачты:



Четыре анкерных плиты по бокам машины и одна сзади на ремне освобождают устье для установки ПВО и дополнительного оборудования. К анкерным плитам можно закреплять аутригеры, как показано на рисунке выше.

Опорные балки и направляющие для поперечного перемещения мачты. Это позволяет центровать машину на устье существующей скважины, использовать ее для капитального ремонта скважин и замены неисправной установки. Центровка машины в наклонном положении обычно занимает много времени.

Рис.17

Уникальная система автономного электроподогрева агрегатов -потребителей гидравлического масла для работы в арктических условиях. У компании производителя широкий опыт эксплуатации установок наклонно-направленного бурения в заполярье:

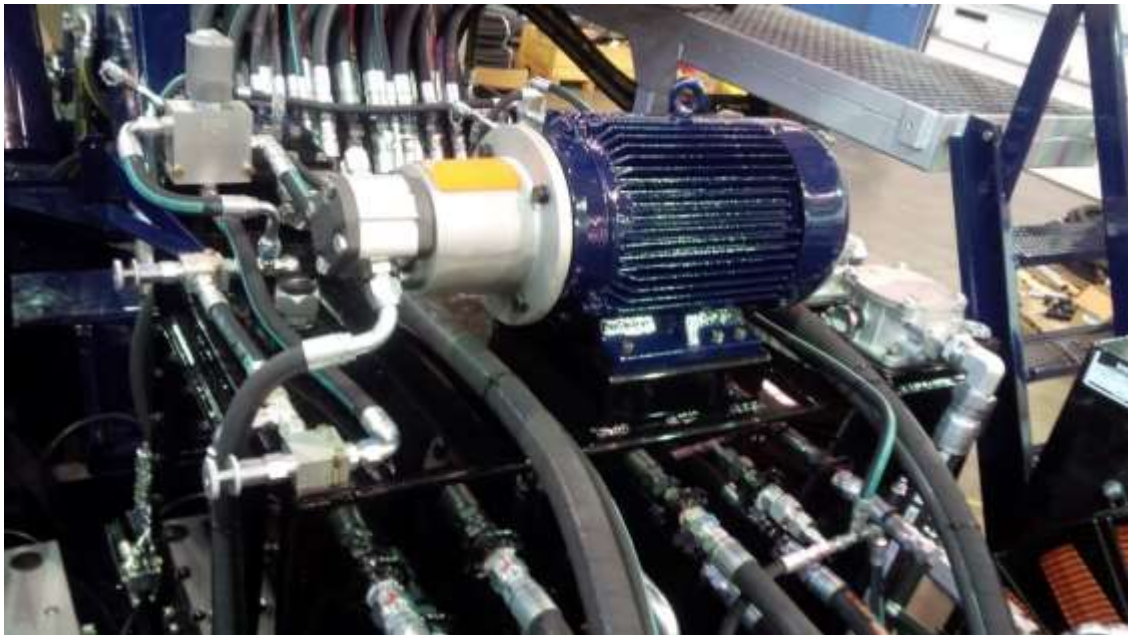


Рис.18

Дополнительный радиатор для охлаждения масла в условиях экстремально высоких температур:



Рис.19

Моторы реечной системы для продольного перемещения мачты:



Рис.20

Применение реечного привода для продольного перемещения мачты позволило значительно увеличить длину хода.

3. Порядок сборки оборудования

Требования к условиям работы и квалификации персонала

1. Все операции по монтажу бурового комплекса производятся исключительно в светлое время суток квалифицированным персоналом, прошедшим обучение и инструктаж по технике безопасности, имеющим все необходимые допуски к работе на высоте и работе по спуску и подъему негабаритных тяжелых грузов, а также допуски к работе с гидравлическими механизмами и допуски по электробезопасности нужной степени в соответствии с местным законодательством под руководством начальника смены и инженера по технике безопасности бурового подрядчика.
2. К операциям по монтажу бурового комплекса допускается только персонал производителя, или персонал, прошедший специальное обучение у производителя и получивший соответствующий сертификат.
3. При работе на высоте следует соблюдать все требования безопасности при работе на высоте. В процессе эксплуатации наклонных буровых станков работа персонала ведется на высоте более 5 метров.
4. Перед проведением монтажных работ следует обозначить и огородить сигнальной лентой, или забором зону производства работ и исключить доступ

неквалифицированного персонала в зону производства монтажных работ.

Подготовка машины к монтажу

Перед началом монтажа мачты 1 на гусеничную платформу необходимо убедиться, что страховочные элементы 4 (Рис.21) между опорными плитами 12,8 (Рис. 21) параллелограмма 3 (Рис.21) надежно закреплены и все подвижные детали застрахованы от падения или опрокидывания.

Перед началом работ на буровой машине следует убедиться, что ни на одной ее части не находится частей крепежного пакета, такелажного оборудования и инструмента, а также посторонних или незакрепленных предметов на самой установке и в непосредственной близости от нее.

Перед началом проведения работ следует обязательно убедиться в том, что все пальцы, болты и крепежные элементы конструкции, ее шарниры и неподвижные элементы затянуты и закреплены штатным способом, на штифтах и пальцах присутствуют элементы, удерживающие их от самопроизвольного выпадения из отверстий. Эксплуатация машины с незакрепленными частями и элементами запрещена. При бурении третьей скважины подрядчик

После окончания сборки убедитесь в том, что кабели и шланги подсоединены в точном соответствии с гидравлической и электрической схемами.

5. Все операции по установке машины и мачты на нужный угол производятся с переносного пульта радиоуправления при максимальном удалении оператора от буровой машины.
6. При подъеме мачты 1 (Рис.21) запрещено нахождение персонала в зоне работ
7. Исходное положение мачты 1(Рис.21) после разгрузки: на трех штатных транспортных опорах 3 (Рис.21), при этом мачта закреплена на опорах при помощи болтов и шайб 4,5 (Рис.21). Опорная платформа 2 (Рис.21) может находиться на мачте (см. Рис.1), а может быть прикреплена к параллелограмму 3 (Рис.22).
8. Исходное положение гусеничной платформы с силовым агрегатом 1 (Рис.22) и параллелограммом 3 (Рис.22): гусеничная платформа с силовым агрегатом 1 (Рис.22) должна быть надежно закреплена на горизонтальной поверхности в соответствии со схемой закрепления установки анкерами, См. Рис. 23. Для закрепления боковых анкеров и аутригеров на буровой установке используются боковые анкерные плиты 2 (рис.22).
9. Перед началом монтажа мачты, в случае, если позже понадобится ее продольное перемещение, следует установить роликовые опоры для продольного перемещения мачты 11 (Рис.22.) на регулируемые подставки 10 (Рис.22)

При монтаже роликовых опор 11 (Рис. 22) следует соблюдать правила безопасности при работе на высоте и использовать подъемник для персонала. При несоблюдении правил безопасности существует риск получения травм персоналом или риск повреждения роликовых опор.

Перед началом работ следует убедиться в том, что мачта 1 (Рис. 21) и гусеничная платформа с силовым агрегатом 1 (рис. 22) и параллелограммом 3 (рис.22) находятся в правильном исходном положении.

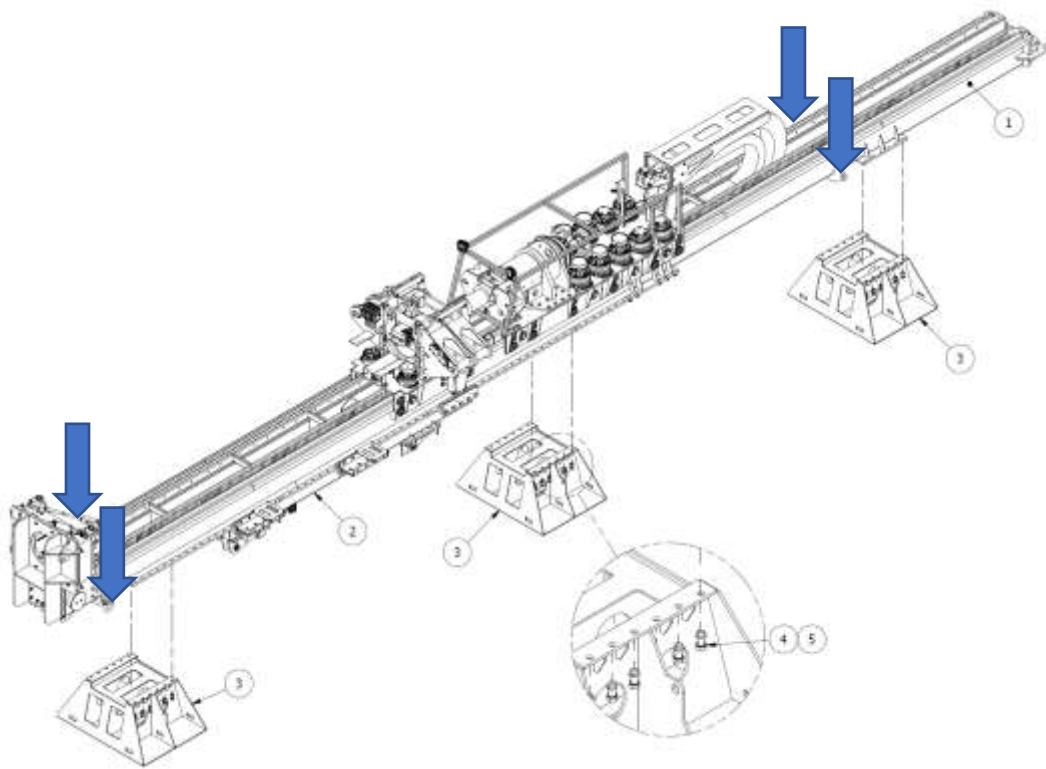


Рис.21. (стрелками обозначены места крепления такелажного оборудования)

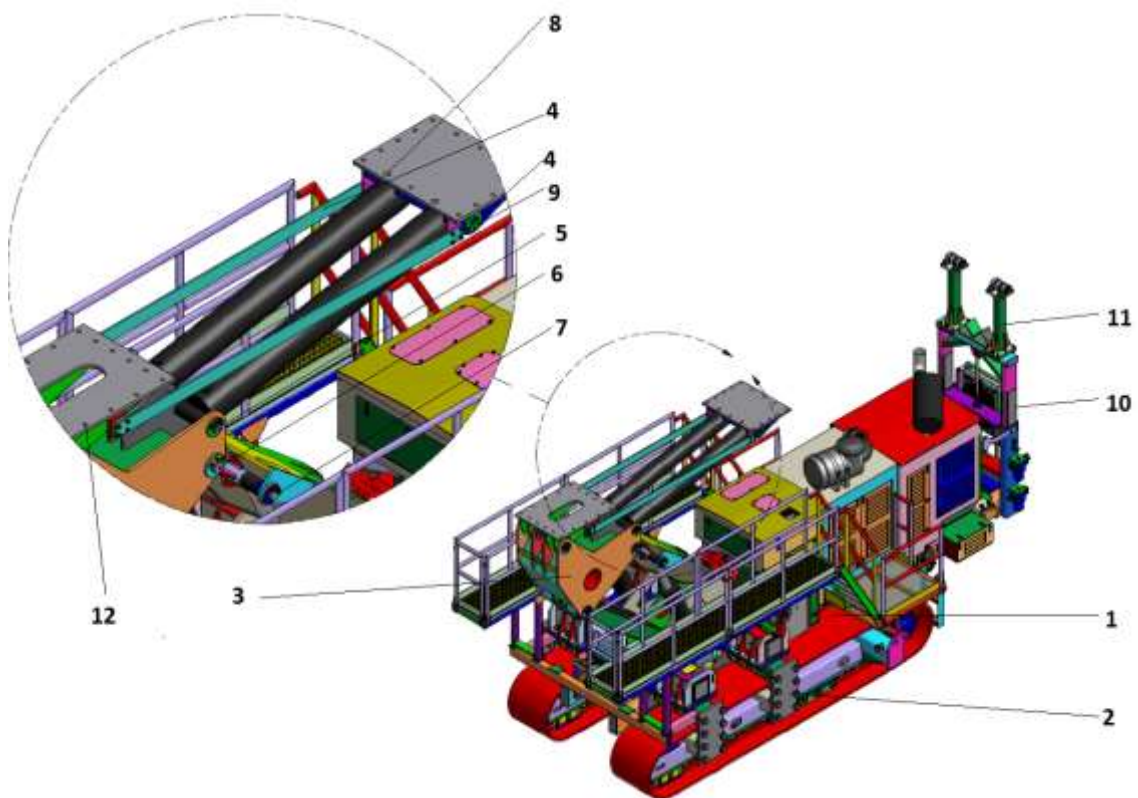


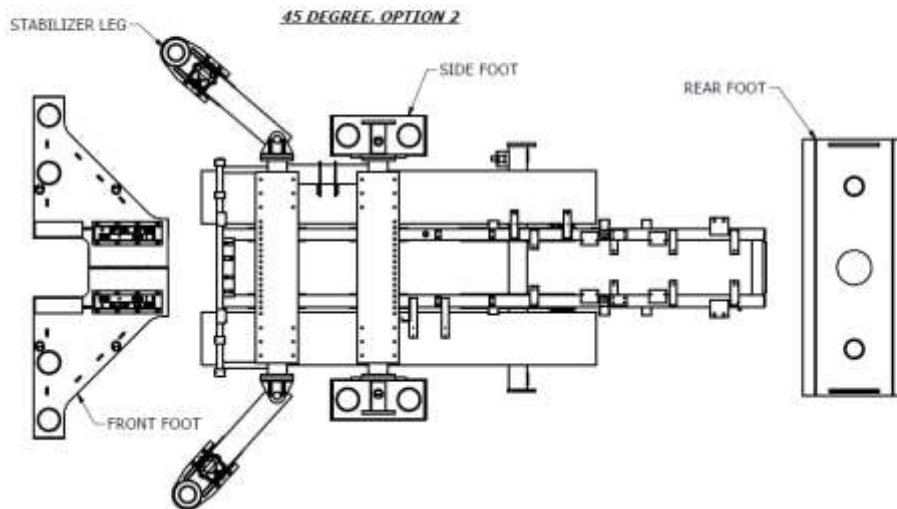
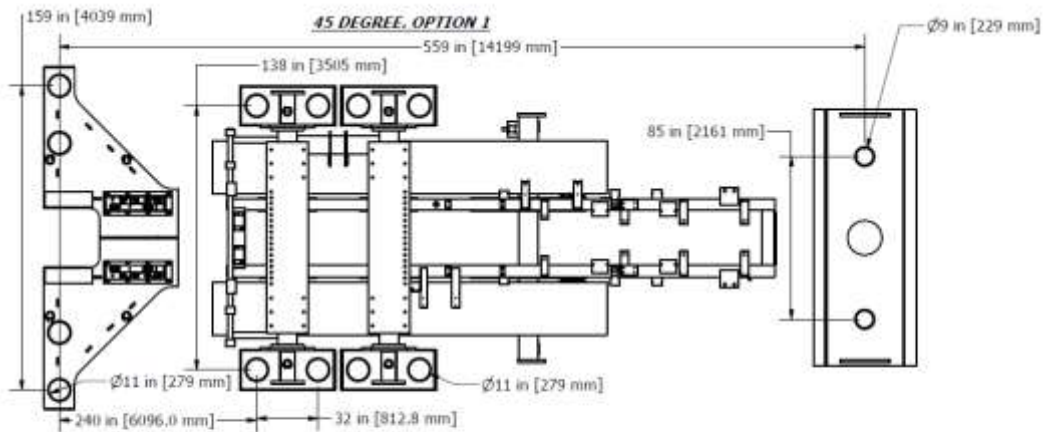
Рис.22

Все опорные элементы установки должны быть выставлены на горизонтальных

плитах, или матах, горизонтальное положение которых должны проверять квалифицированные специалисты при помощи уровня.

Эксплуатация установки без надежного закрепления на грунте запрещена!

В случае изменения указанной в данной инструкции схемы анкерения, буровой подрядчик должен обязательно получить на это письменное разрешение производителя. Применение установки без анкеров или в условиях недостаточно надежного закрепления на грунте, а также на неровной поверхности может быть причиной нарушения устойчивости установки или несчастного случая.



45 DEGREE. OPTION 3

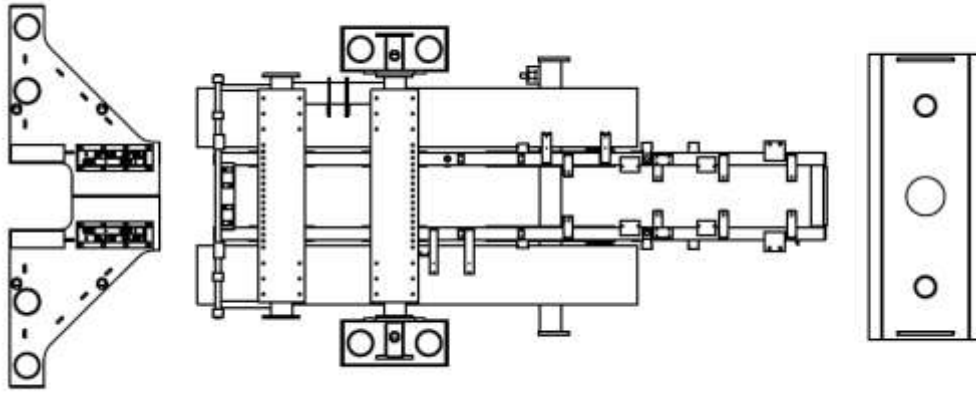
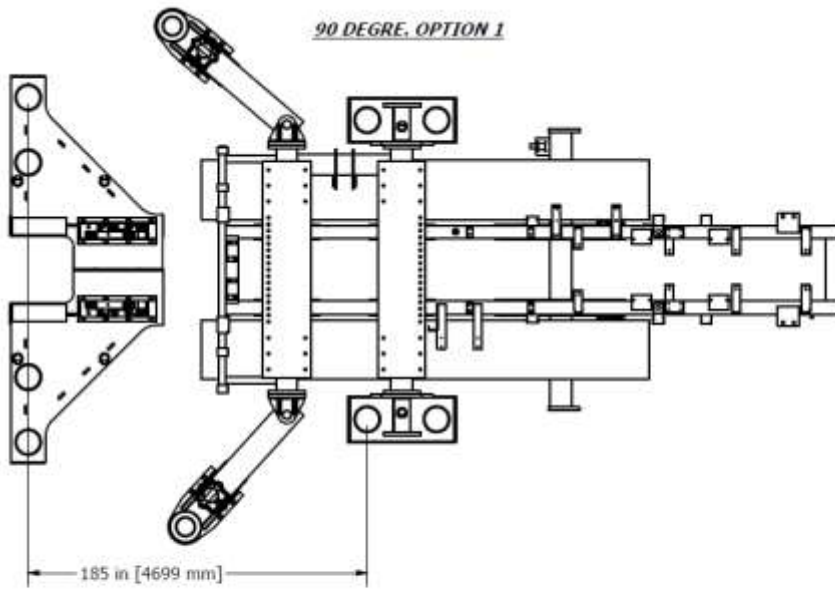


Рис.23

90 DEGREE. OPTION 1



90 DEGREE. OPTION 2

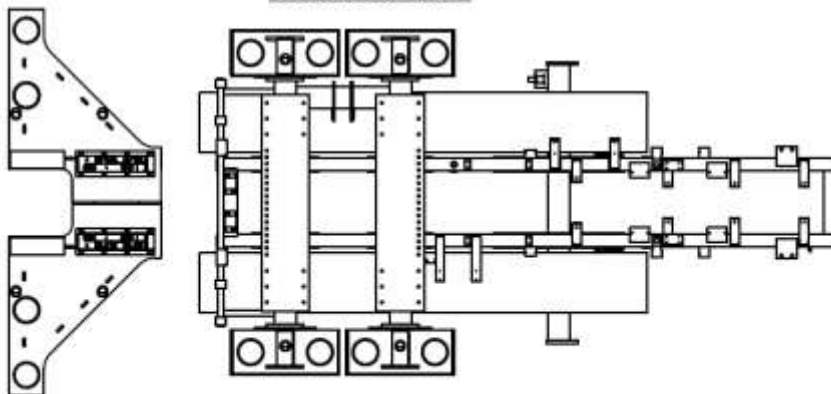


Рис.23. (продолжение)

Монтаж мачты буровой установки

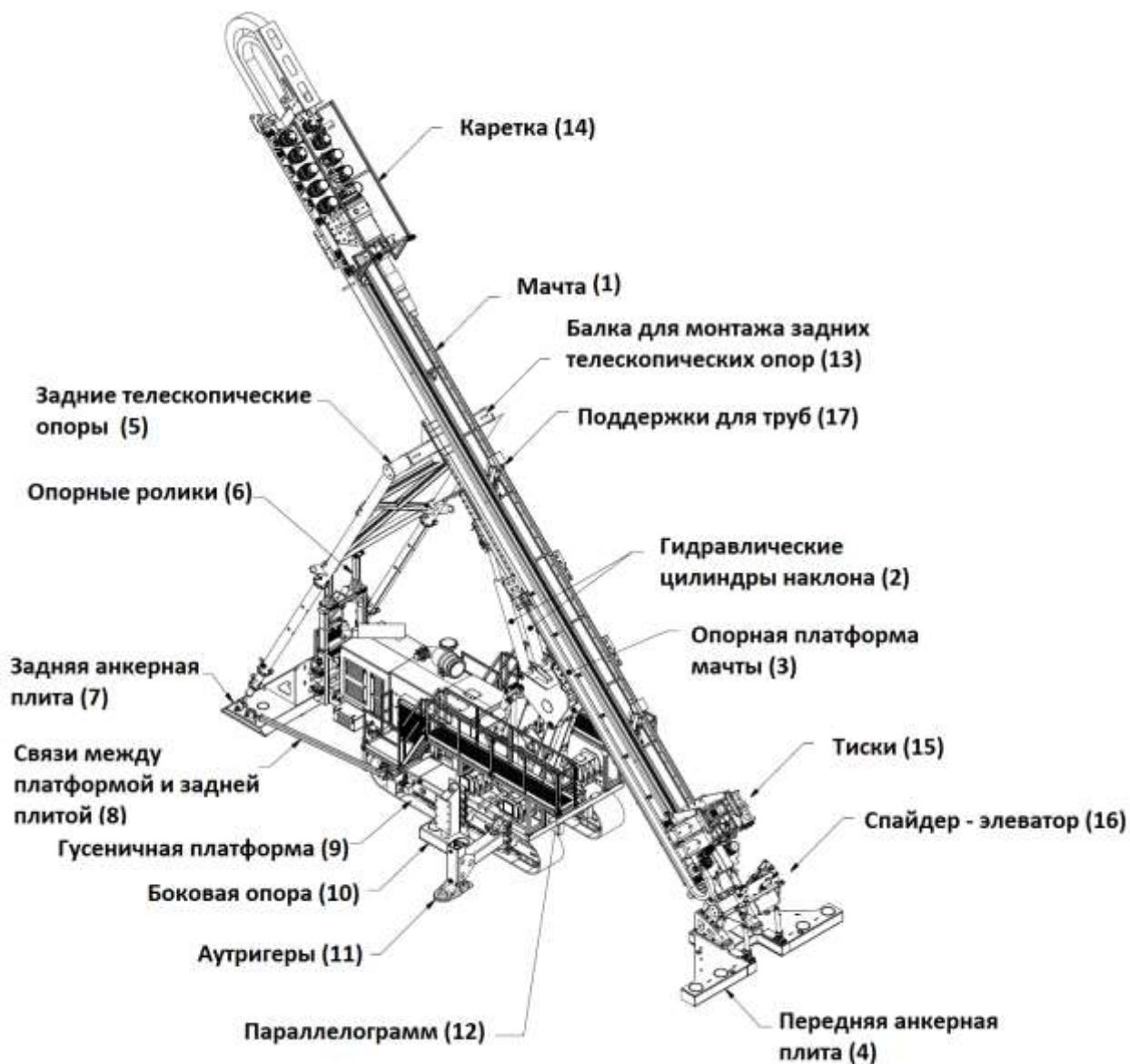


Рис.24

10. Не снимая мачту с опор 3 (Рис.21), произвести монтаж поперечной балки 13 (Рис. 24) для монтажа телескопических опор 5 (Рис.24)
11. Открутить болты 1 (Рис.25) на транспортных опорах 3 (Рис.21)



Рис.25

12. При помощи двух кранов, каждый из которых имеет грузоподъемность минимум 40 тонн каждый поднять мачту. Общий вес мачты – около 35 тонн (в зависимости от комплектации машины).

При подъеме мачты следует предусмотрены такелажные серьги 2 (Рис. 25), расположенные в передней и задней частях мачты и отмеченные стрелками на рисунке 1.

Запрещено устанавливать опорные плиты мачты 3 (Рис.25) на любую иную поверхность кроме транспортных опор 3 (Рис.21) или ответных фланцев параллелограмма 3 (Рис.22).

13. Совместить конусные направляющие штифты 1 (Рис.26) на платформе 4 (Рис. 26) мачты 1 (Рис.21) с ответными конусными отверстиями 2 (Рис. 26) в опорных пластинах параллелограмма 5 (Рис.26).

Совместив штифты, необходимо обязательно оставить зазор между опорной платформой и мачтой.

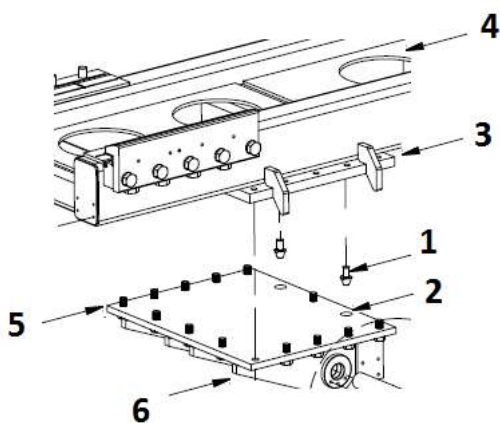


Рис. 26

14. При совмещении опорной пластины 7 (Рис.7), перед закручиванием болтов, следует оставить зазор 3-5 мм между опорной платформой 5 (Рис.7) и опорными пластинами 7 (Рис.7). Без зазора невозможна установка болтов 1 (Рис.7).
15. Завернуть соединительные болты 1 (Рис.7) на столько, на сколько позволяет зазор.

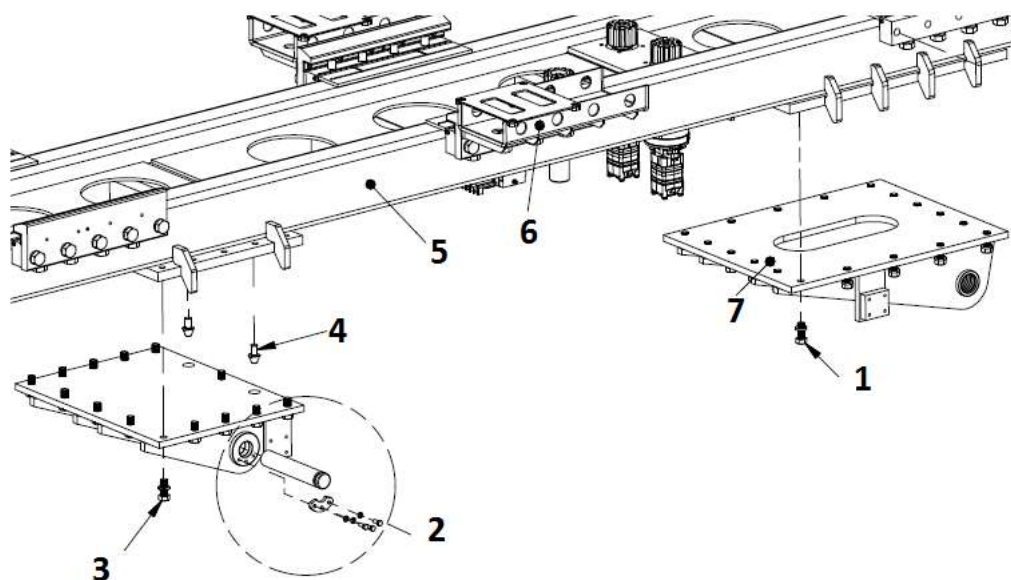


Рис. 27

16. Выбрать зазор между фланцем на нижней части опорной платформы 5 (Рис.27) и поверхностью опорной пластины 7 (Рис.27) и затянуть болты 1 (Рис.27).
17. При помощи плавных движений крана совместить опорную пластину 5 (Рис.6) с ответным фланцем опорной плиты 5 (Рис.27), центрируя их при помощи конусных элементов 4 (Рис. 27).
18. Проверив, что все болты 3,1 (Рис. 27) затянуты, демонтировать страховочные стальные элементы 4 (Рис.22), соединяющие опорные пластины параллелограмма 7 (Рис 27) и 5 (Рис.26).
19. После демонтажа страховочных элементов 4 (Рис.22) затянуть болты 1,3 (Рис.27) с максимально возможным моментом для данных болтов.

До демонтажа страховочных пластин 4 (Рис.22) движение цилиндров параллелограмма 3 (Рис.22) запрещено!

Страховочные элементы (4 Рис.22) всегда должны находиться на своих штатных местах в момент установки мачты (1 Рис.21) на платформу (9 Рис.24) и демонтажа мачты. Монтаж и демонтаж мачты без страховочных пластин запрещен! Перед монтажом и демонтажем мачты следует проверить затяжка всех болтов на страховочных пластинах (4 Рис.22). Если болты не затянуты, их следует надежно затянуть.

Монтаж задних опор

Для монтажа задних опор 2 (Рис.28) следует использовать кран грузоподъемностью

минимум 20 тонн, так как есть вероятность, что работы придется вести при полном вылете стрелы.

При монтаже задних опор 2 (Рис.28) следует убедиться в отсутствии незакрепленных деталей на самих опорах и на мачте бурового станка. При подъеме мачты запрещено находиться в непосредственной близости от подвижных опор.

20. Полностью сложенные опоры 2 (Рис.28) разложить на горизонтальной поверхности позади мачты 1 (Рис.28)
21. Выдвинуть секции 6,8 (Рис.28), совместив отверстия внешней и внутренней телескопических труб, соответствующим нужным углам наклона мачты 1 (Рис.28) как показано на рис.4.
22. Проушины задних опор 3 (Рис.28) следует разместить на деревянных подставках, или матах для предотвращения деформации. При подъеме мачты под проушины 3 (Рис.8) можно подложить ролики, или использовать кран для их перемещения над поверхностью земли в процессе подъема мачты 1 (Рис.28).

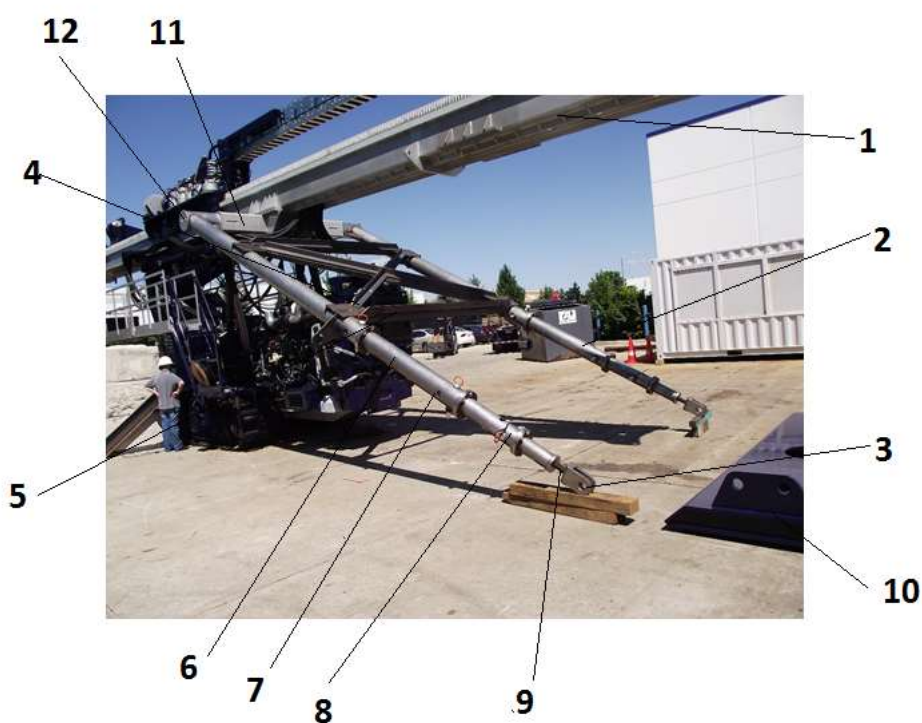


Рис. 28

23. При помощи крана поднять каждую опору 2 (Рис.228) и надеть верхнюю втулку 12 (Рис28) опоры 2 (Рис.28) на поперечную балку (11 Рис.28).
24. Установить заглушки 1 (Рис.29) балки (11 Рис.28) для фиксации задних опор (2 Рис.28), закрепить их болтами (6 Рис.29)

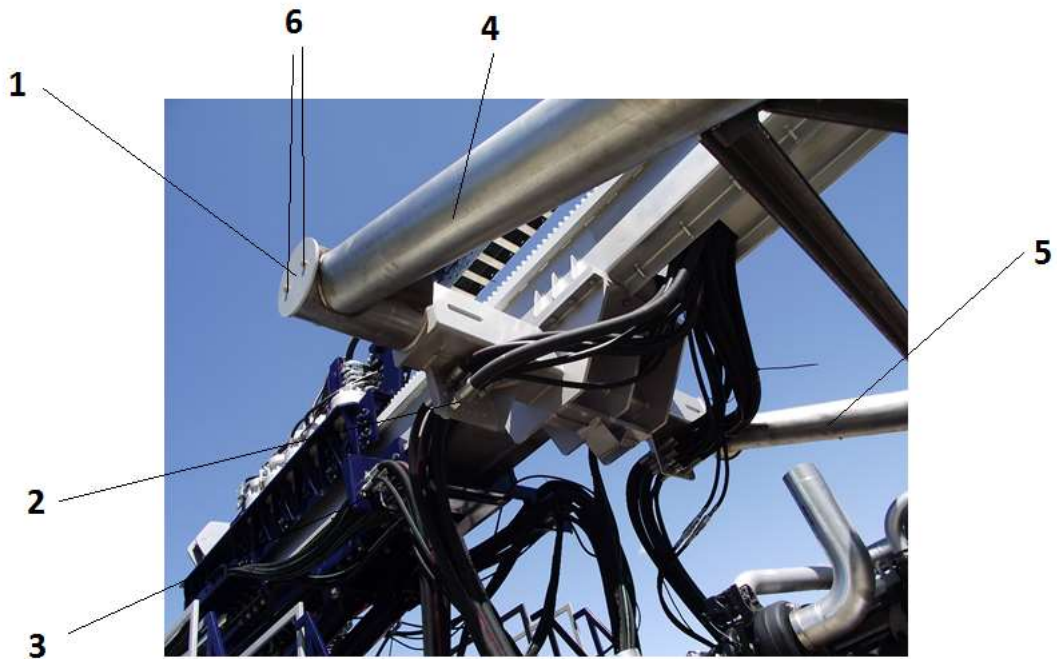


Рис.29

25. При помощи крана произвести монтаж крестообразной стяжки из позиций 3,4,5 (Рис. 30) для соединения задних опор 1 и 2 (Рис.30): для этого необходимо сначала установить профильные уголки 3 Рис. (30), которые имеют три отверстия на концах, закрепить их одним болтом 7,8,9 (Рис.30) и затем закрепить поперечные уголки 3 (Рис. 30).

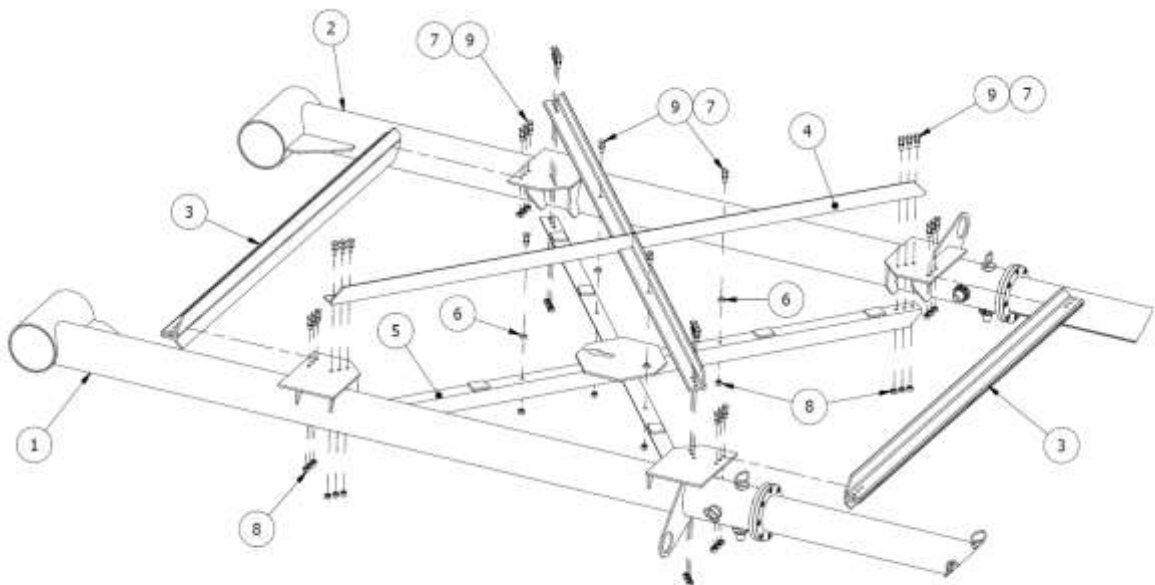


Рис.30

26. Произвести монтаж поперечных уголков 3 (Рис. 30) для соединения задних опор 1 и 2 (Рис.30): сначала монтировать верхнюю пару уголков 3 (Рис.30), затем

монтировать нижнюю пару уголков с тем же номером ниже. Верхние и нижние уголки являются взаимозаменяемыми.

27. Перед перемещением и подъемом мачты приподнять задние опоры 2 (Рис.28) над поверхностью земли при помощи крана. Кран должен сопровождать перемещение задних опор при любом движении мачты.
28. Установить связи для задних опор 1 (Рис.31) и 8 (Рис.24) на заднюю анкерную плиту 5 (Рис.30) и закрепить пальцы 6 (Рис.31). При подъеме машины на угол 45 градусов есть возможность установить буровые рукава в проушины 3 (Рис.31) это нужно сделать до подъема мачты.

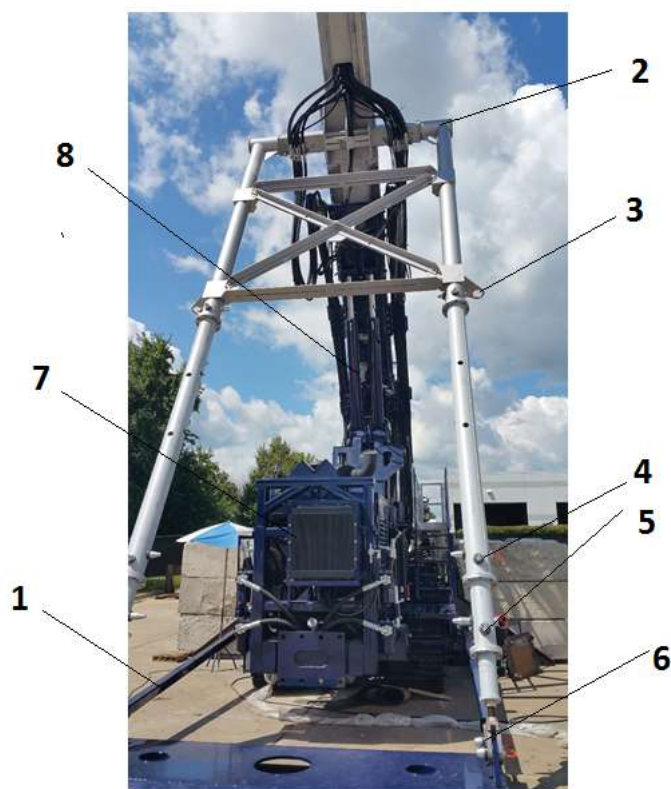


Рис.31

29. Соединить все шланги и кабели мачты 1 (Рис.21) и силового агрегата 7 (Рис.31)
30. Используя механизм продольного перемещения мачты 8 (Рис.31), а также Рис. 33, установить мачту 1 (Рис.21) в нужное для работы положение.
31. Поднять мачту в рабочее положение используя механизм параллелограмма 3 (Рис.22)
32. Установить переднюю анкерную плиту 4 (Рис.24) согласно пунктам 2-5 раздел VI.
33. Соединить связи 1 (Рис.31) и 8 (Рис.24) и задние опоры 2 (рис.28) с задней опорной плитой
34. После установки машины на нужный угол при помощи винтовых домкратов 9 (Рис.28) добиться устойчивого положения задней опорной плиты 5 (Рис.30) на грунте.
35. Схема установки пальцев (Рис.32) и фиксации телескопических секций приведена в каталоге запасных частей:

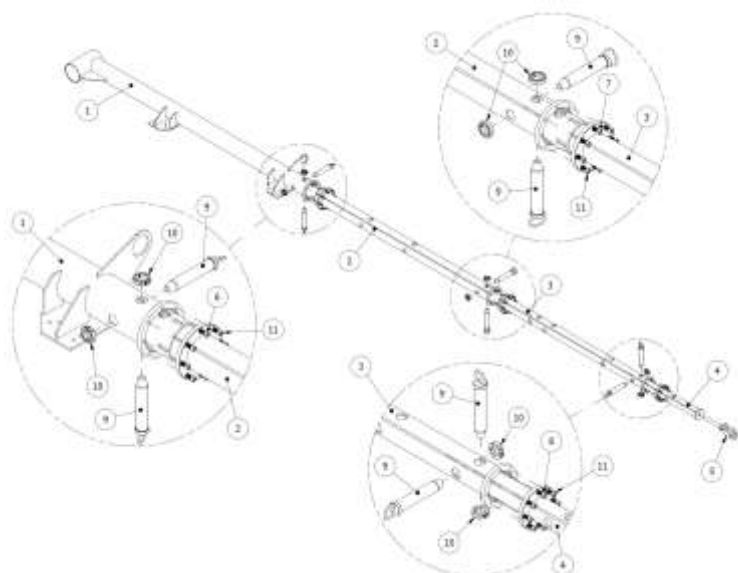


Рис.32

Продольное перемещение мачты, выставление угла

Продольное перемещение мачты производится при помощи двух моторов 1 (Рис.33). Номера и точка отсчета отверстий на мачте показаны на рис.34. При выставлении мачты на нужный угол следует совместить первое отверстие на передних прижимных колодках мачты 2,3 (Рис.34) с отверстиями на мачте (1 Рис.21), номера которых указаны в таблице ниже. Начало отсчета отверстий на мачте показано на Рис. 34.

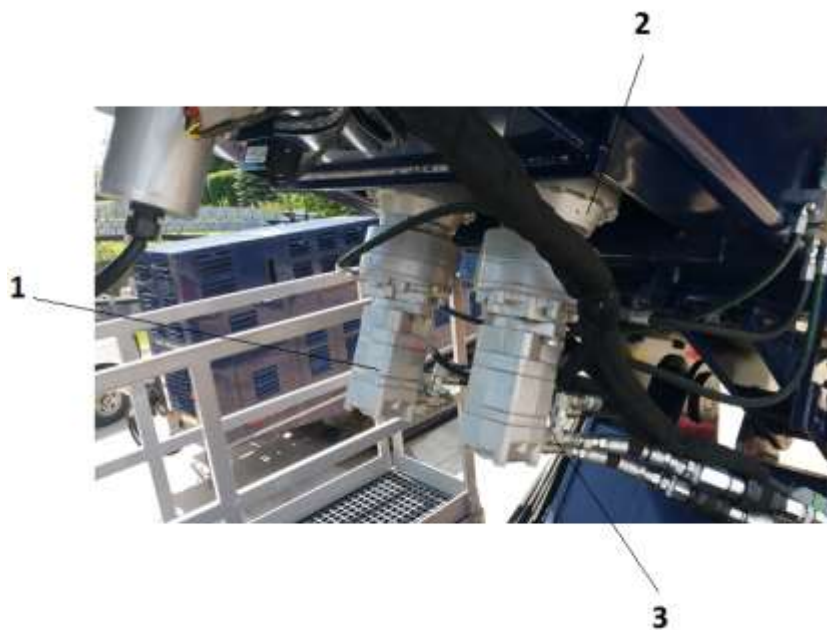


Рис.33

В зависимости от высоты подъема передней анкерной плиты (4 Рис.34) подрядчик в праве совмещать передние отверстия мачты (1 Рис. 34) с передним отверстием на первой крепежной колодке (2 Рис.34).

Продольное перемещение рейки осуществляется в горизонтальном положении (6 градусов) с опорой на ролики (4 Рис. 34). При подъезде к поперечной балке 11 (Рис.28) следует опустить роликовые опоры (30 Рис. 2) и после прохождения балкой (31 Рис.8) роликовой опоры (30 Рис. 2) следует поднять роликовую опору (30 Рис. 2).

Внимание! Все болты на опорах (10 Рис.22) должны быть максимально затянуты!

Внимание! При перемещении рейки персоналу подрядчика запрещено находиться в непосредственной близости от буровой установки. Перемещение осуществляется с пульта дистанционного управления (Рис.35)

Угол поворота и конфигурация установки	Номер отверстия
30 градусов на анкерной плите	26
30 градусов на платформе	Как правило не используется
45 градусов на плите	31 или 28 (для регулировки в процессе производства работ)
45 градусов на платформе	18
90 градусов на плите	От 8 до 15 (для регулировки в процессе производства работ)
90 градусов на платформе	6

Таблица 12

Схема 1.

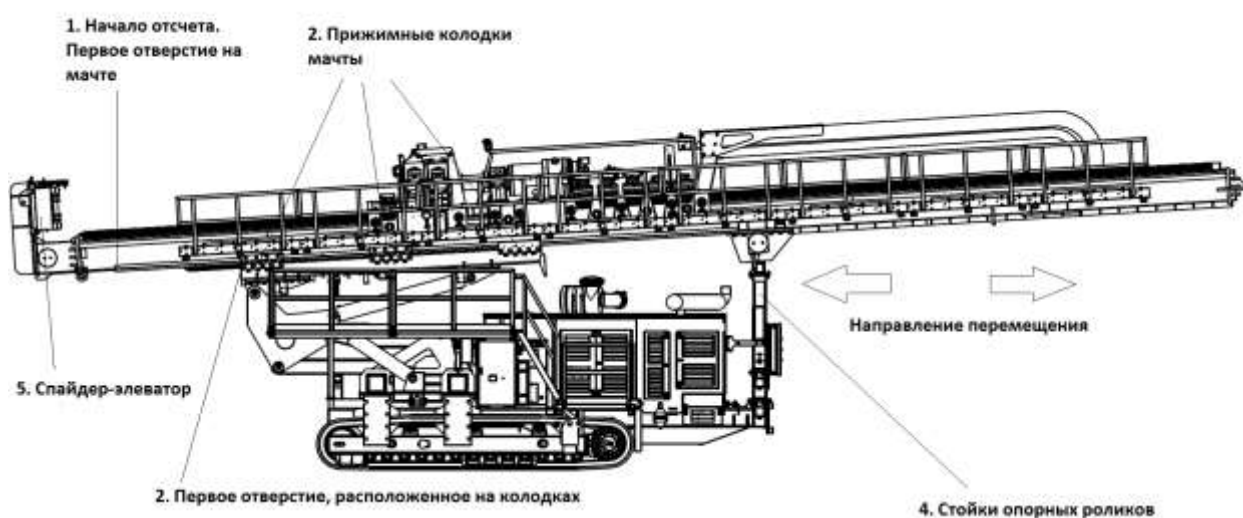


Рис. 34

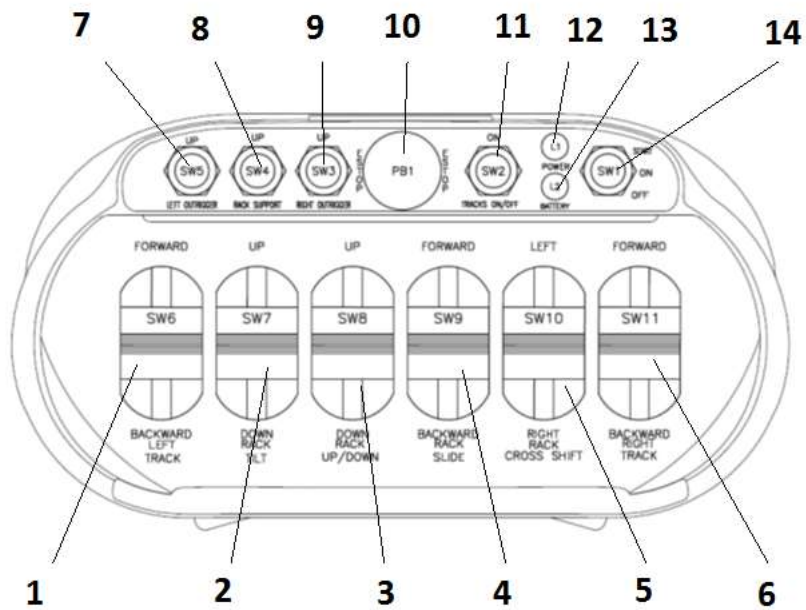


Рис.35



1. Сервисный переключатель для перевода гусениц в транспортное положение. (Тумблер, ближний к экрану)

Рис. 36

Перед началом работ по перемещению мачты следует убедиться, что переключатель на распределительном шкафу (1 Рис.36) находится в сервисном положении, и не дают возможности вращения гусениц.

Функции, контролируемые с пульта дистанционного управления соответствуют

следующим клавишам и индикаторам пульта на Рис. 15 и Рис.17:

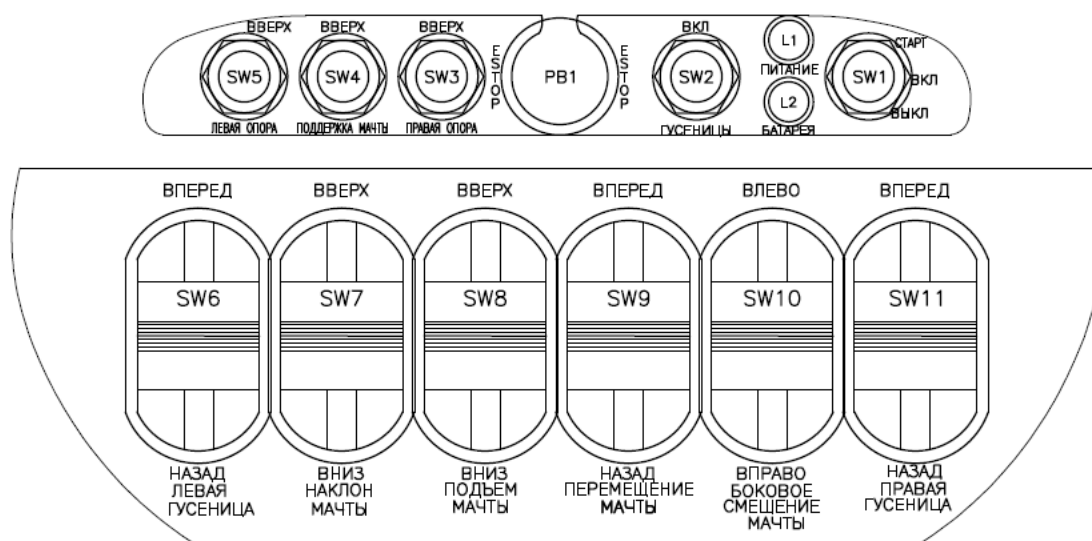


Рис. 37

1. Болты

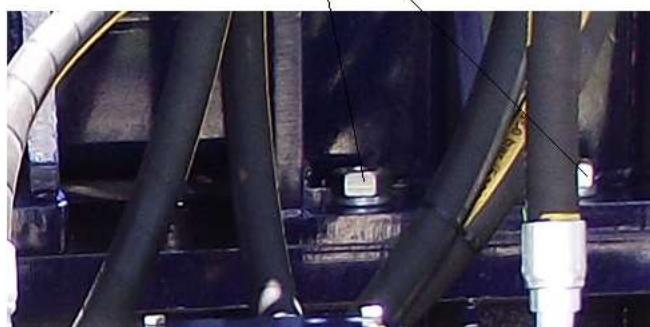


Рис.38

- 1- **Левая гусеница.** Вперед-Назад. После активации тумблера 34 и при отсутствии персонала в зоне работ можно начинать движение.
- 2- **Наклон мачты.** Вверх-Вниз. При отсутствии персонала в зоне работ можно начинать движение.
- 3- **Подъем мачты.** Вверх-Вниз. Активируются нижние цилиндры параллелограмма. При отсутствии персонала в зоне работ можно начинать движение.
- 4- **Продольное перемещение.** Вперед-Назад. После активации пульта, выбора необходимого отверстия и при отсутствии персонала в зоне работ можно начинать движение.
- 5- **Поперечное перемещение.** Вправо-Влево. После откручивания болтов (1 Рис.38) и при отсутствии персонала в зоне работ можно начинать движение.
- 6- **Правая гусеница.** Вперед-Назад. После активации тумблера 34 и при отсутствии персонала в зоне работ можно начинать движение.

- 7- **Левый аутригер выдвинут.** После установления аутригеров (11 Рис. 24) в рабочее положение и при отсутствии персонала в зоне работ функцию можно активировать.
- 8- **Роликовые опоры мачты выдвинуты.** При начале продольного перемещения мачты (1 Рис.1) и перед прохождением поперечной балки (11 Рис.28), а также после прохождения мачтой поперечной балки функцию можно активировать. При продольном перемещении мачты запрещено нахождение персонала под мачтой и в зоне производства работ. Зона производства работ должна быть огорожена сигнальной лентой.
- 9- **Правый аутригер выдвинут.** После установления аутригеров (11 Рис. 24) в рабочее положение и при отсутствии персонала в зоне работ функцию можно активировать.
- 10- **Кнопка аварийной остановки.** Следует нажать при любой опасности, или подозрении на опасность. Перед началом активации пульта следует убедиться, что кнопка находится в выдвинутом положении.
- 11- **Гусеницы.** Включить-Выключить. Включать перед началом движения и выключать после начала движения. Движение запрещено при нахождении персонала в непосредственной близости от буровой установки. При движении следует использовать помощников, которые координируют действия оператора. Осуществлять перемещение установки в одиночку запрещено.
- 12- **Индикатор подачи напряжения.** Вкл-Выкл. Перед активацией пульта убедиться, что индикатор горит.
- 13- **Индикатор батареи.** Есть заряд – Нет заряда. Перед активацией пульта убедиться, что индикатор горит. Убедиться, что задействование функций управления машиной не может причинить вред здоровью людей, состоянию оборудования, или окружающим производственным сооружениям.
- 14- **Тумблер - выключатель.** Выключить-Включить-Старт. Активировать для начала работы.

- Закончить монтаж и соединение всех шлангов и кабелей в соответствии с гидравлической схемой, включая два буровых рукава
- Смазать направляющие мачты консистентной смазкой на всем пути движения мачты относительно колодок (3 Рис.34.) во всех местах, где колодки прилегают к мачте
- Закрепить спайдер-элеватор (16 Рис.24) к передней части мачты
- Переместить каретку (14 Рис. 24) и тиски (15 Рис.24) в крайнее переднее положение для изменения угла наклона мачты.
- Приподнять мачту на 6 градусов для обеспечения свободного продольного перемещения
- Вынести поперечную балку мачты (13 Рис. 24) для телескопических опор (5 Рис. 24) за пределы транспортного посадочного места используя реечный механизм продольного перемещения (Рис.33).

Для начала продольного перемещения следует открутить болты на прижимных колодках мачты (3 Рис. 34).

При монтаже мачты следует использовать широкие стропы для страховки цилиндров наклона 2 (Рис. 24) от падения, или опрокидывания

1. Смонтировать роликовые опоры на задней опоре мачты (14 Рис.24) над стойкой радиатора охлаждения дизельного двигателя (7 Рис.31). Роликовые опоры

используются для продольного перемещения мачты для установки ее на угол превышающий 45 градусов.

2. Открутить удерживающие болты (3 Рис. 24) между мачтой (1. Рис. 21) и опорной платформой параллелограмма (3 Рис. 24)
3. При помощи двух гидравлических моторов (1 Рис. 33) привести мачту (1 Рис.21) в движение.

Ход мачты ограничен, не стоит приводить мачту в крайние положения и нагружать стопорные накладки во избежание повреждения зубьев привода рейки.

Не рекомендуется переходить крайние положения для каждого из указанных углов без крайней необходимости. Если такая необходимость возникает следует получить письменное согласие производителя для проведения такого

4. После окончания перемещения мачты следует затянуть все болты в направляющих и прижимных колодках (3 Рис. 14).
5. Для выставления машины на нужный угол необходимо совместить нужные метки на линейке для продольного перемещения в соответствии со схемой (Схема 1), описанной выше, контролируя номер отверстия на опорной поверхности мачты.
6. Совместить отмеченные отверстия на мачте с первыми отверстиями на опорной платформе, визуально контролируя совмещение осей отверстий.
7. Для совмещения осей отверстий необходимо очень плавно двигать нужный тумблер
8. Закрутить первый болт без приложения усилий и в случае необходимости откорректировать положение мачты. При начале закручивания болтов нельзя применять усилие.

Выставление мачты на нужный угол

Перед любой операцией по установке мачты в положение отличное от горизонтального следует обязательно надежно закрепить установку анкерами в соответствии с одной из схем, приведенных выше. Запрещено поднимать мачту, если установка отделена от анкеров.

Болты (1 Рис. 38) для бокового перемещения мачты всегда должны быть полностью затянуты перед началом перемещения мачты, или установки мачты на нужный угол.

Демонтаж страховочных элементов (4 Рис.32) можно производить только перед подъемом мачты. После возвращения мачты в горизонтальное положение следует незамедлительно произвести монтаж страховочных элементов. Запрещено производить любые операции по демонтажу любых частей машины без страховочных элементов.

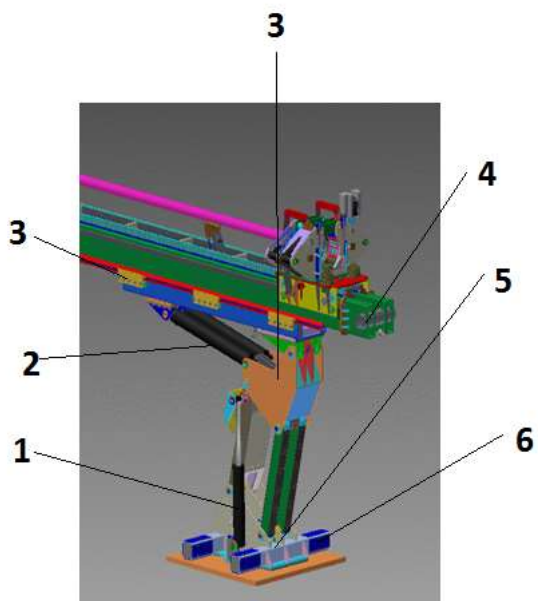
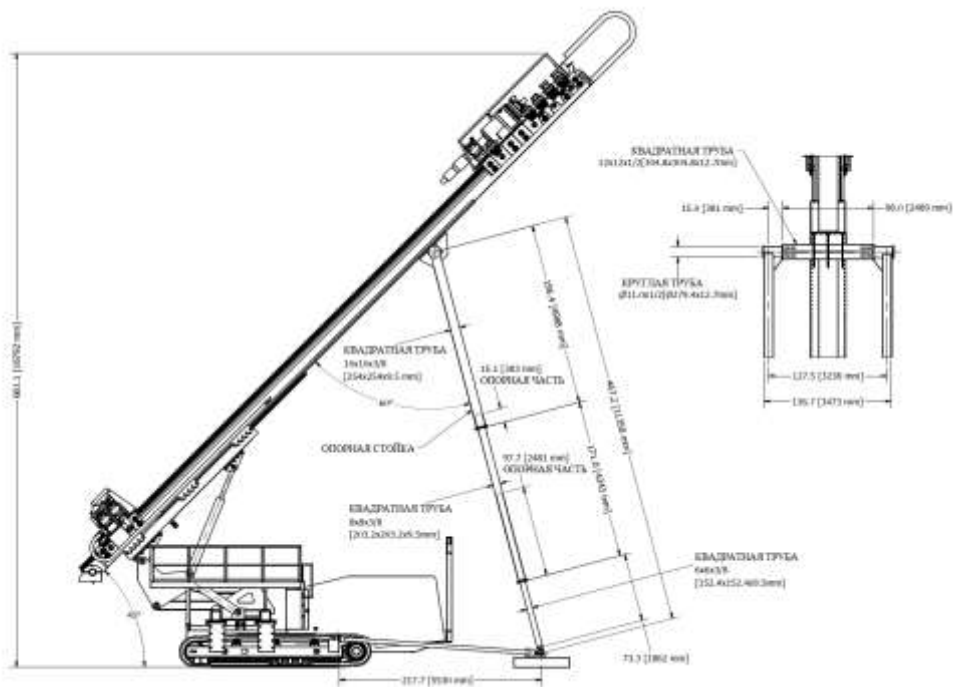
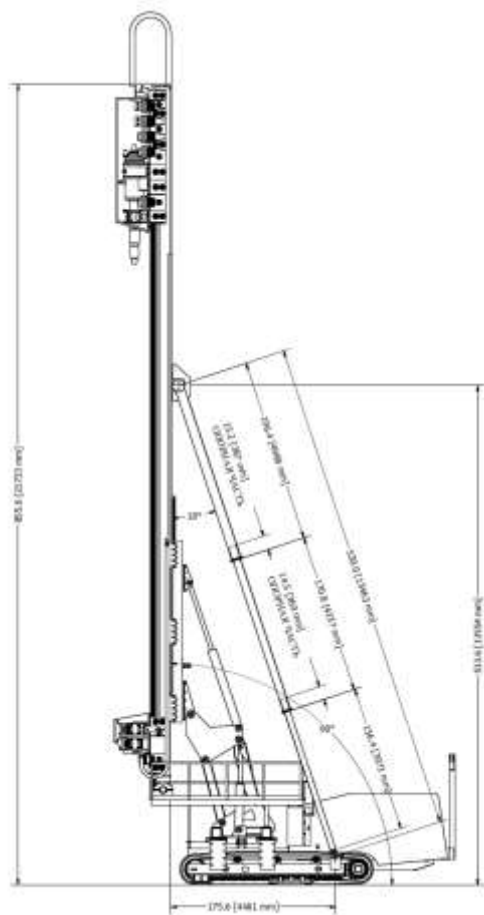
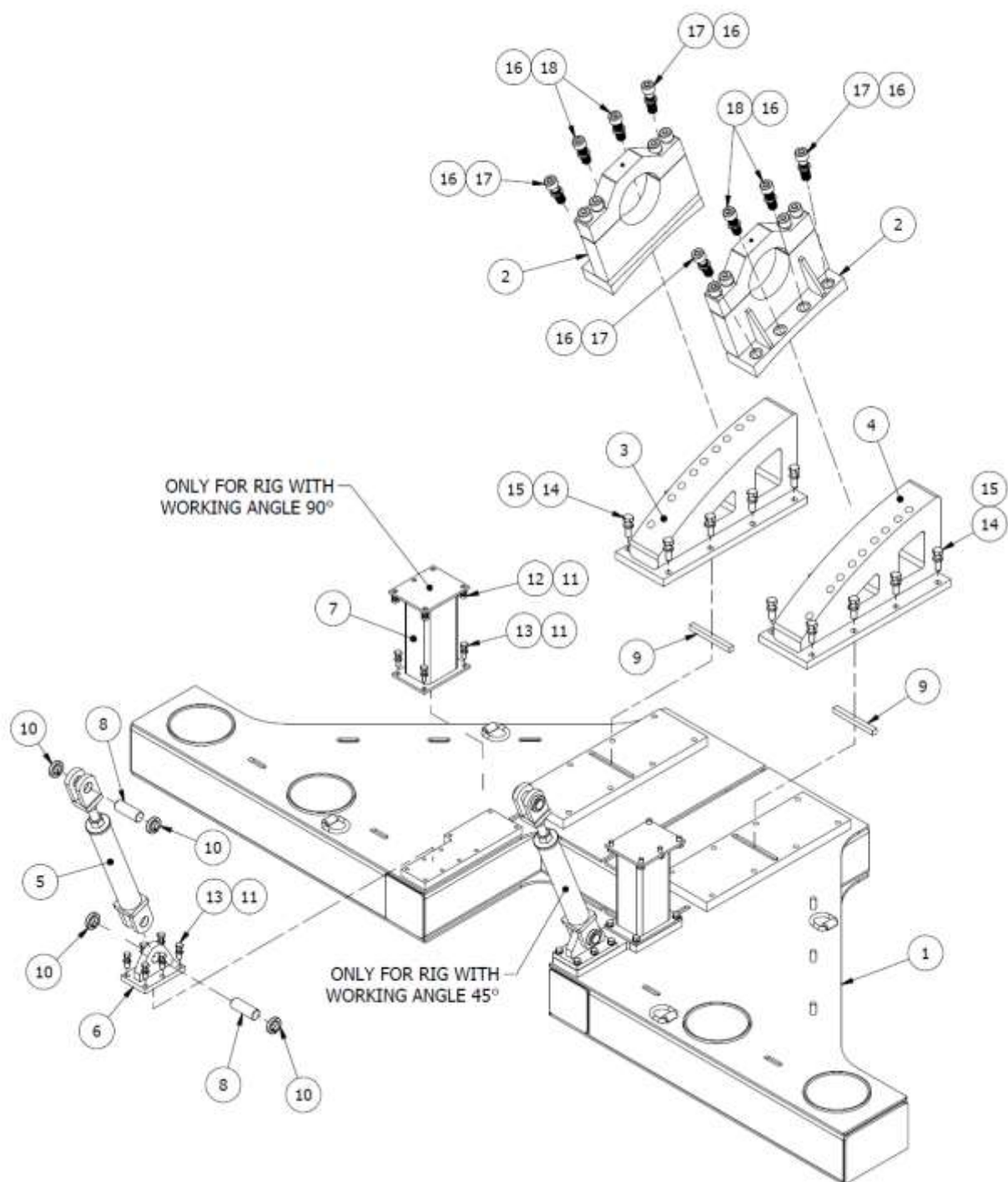


Рис. 39

36. Поднять параллелограмм для выставления мачты на нужный угол используя цилиндры наклона мачты (2 Рис. 39) и подъемные цилиндры параллелограмма (1 Рис. 39). Для одного угла наклона мачты всегда может быть несколько позиций цилиндров (1 Рис. 39) и наклон следует выбирать таким образом, чтобы у мачты всегда оставалась возможность движения в обе стороны. При выставлении мачты на угол 45 градусов не стоит полностью поднимать цилиндры (1 Рис.39), это может создать проблемы при переходе с одного диаметра обсадки на другой.

Ниже, на Рис.40, - схематичные изображения установки под разными углами.





41. Для выставления машины на нужный угол использовать электронный, или лазерный угломер.
42. После установки машины на нужный угол следует надежно закрепить плиту на грунте, или платформе, а так же проверить надежность крепления боковых

анкеров.

Внимание! При выставлении машины на угол 90 градусов, до начала подъема, следует временно демонтировать перила мостков (Рис.21) во избежание их повреждения задними опорами при движении мачты. После выставления машины на нужный угол установить перила мостков на место.

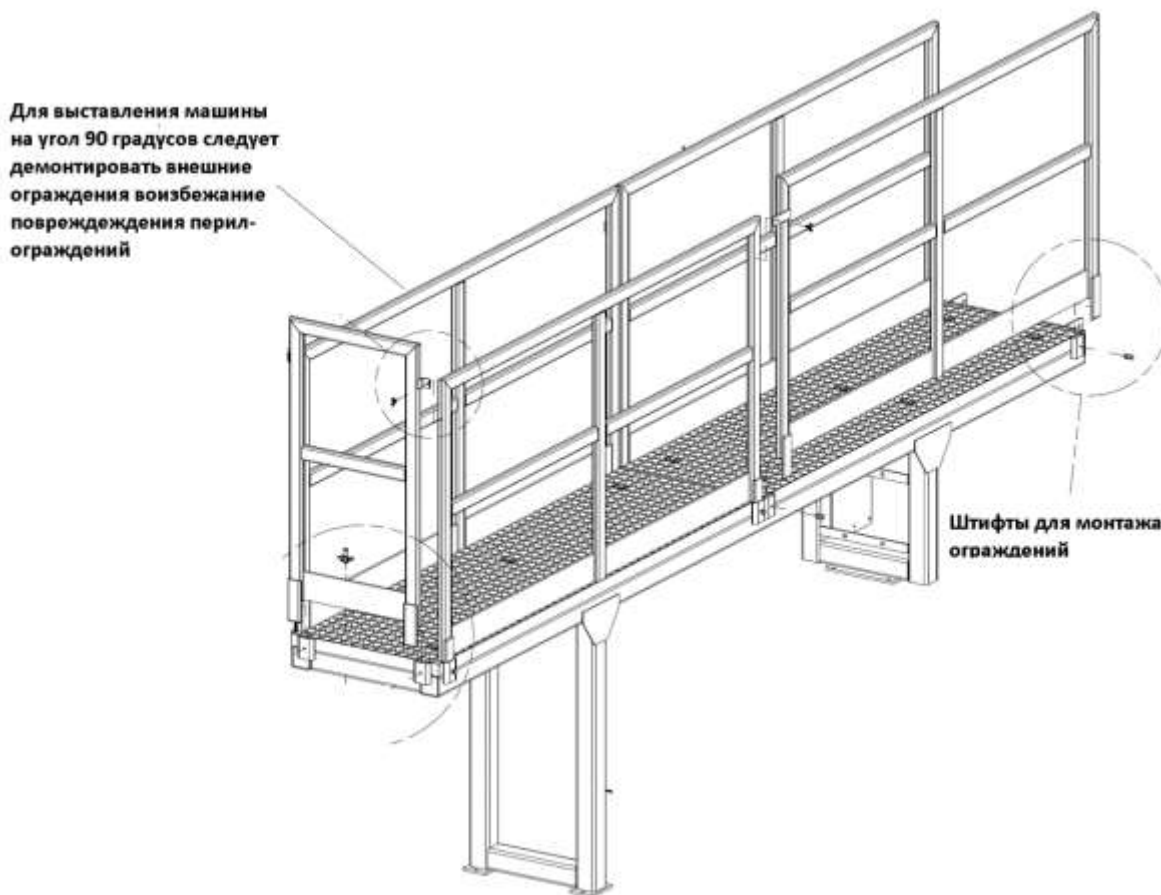


Рис. 41

После окончания монтажа до начала эксплуатации убедитесь, что на установке не осталось посторонних, или незакрепленных предметов и все болты затянуты.

Перед началом монтажа и после его окончания следует провести инструктаж персонала по технике безопасности и убедиться в том, что все требования по безопасности соблюдены.

Демонтаж комплекса следует проводить в обратном порядке:

Инструкция по демонтажу бурового комплекса ADI 360 VS

Требования к условиям работы и квалификации персонала

1. Все операции по демонтажу бурового комплекса производятся исключительно в светлое время суток квалифицированным персоналом, прошедшим обучение и инструктаж по технике безопасности, имеющим все необходимые допуски к работе на высоте и работе по спуску и подъему негабаритных тяжелых грузов, а также допуски к работе с гидравлическими механизмами и допуски по электробезопасности нужной степени в соответствии с местным законодательством под руководством начальника смены и

- инженера по технике безопасности.
2. К операциям по демонтажу бурового комплекса допускается только персонал производителя, или персонал прошедший специальное обучение у производителя и получивший соответствующий сертификат.
 3. При работе на высоте следует соблюдать все требования безопасности при работе на высоте.
 4. Перед проведением демонтажных работ следует обозначить и огородить сигнальной лентой, или забором зону производства работ и исключить доступ неквалифицированного персонала в зону производства монтажных работ.

Подготовка машины к демонтажу

Перед началом демонтажа мачты на платформу необходимо убедиться, что страховочные элементы (4 Рис.2) между опорными плитами (12,8 Рис. 2) параллелограмм (3 Рис.2) надежно закреплены и все тяжелые детали застрахованы от падения, или опрокидывания.

Перед началом работ на буровой машине следует убедиться, что ни на одной ее части не находится частей крепежного пакета, такелажного оборудования, инструментов и посторонних, или незакрепленных предметов на самой установке и в непосредственной близости от нее.

Перед началом проведения работ следует обязательно убедиться в том, что все пальцы, болты и крепежные элементы конструкции, ее шарнирных и неподвижных элементов затянуты и закреплены штатным способом, на штифтах и пальцах присутствуют элементы, удерживающие их от самопроизвольного выпадения из отверстий. Эксплуатация машины с незакрепленными частями и элементами запрещена.

43. Все операции по спуску мачты (1 Рис.21) в горизонтальное (6 градусов) положение производятся с переносного пульта радио управления при максимальном удалении оператора от буровой машины
44. При спуске мачты (1) запрещено нахождение персонала в зоне работ
45. Перед началом демонтажа мачты, в случае, если позже понадобится ее продольное перемещение следует установить на телескопическую регулируемую опору 10 роликовые опоры для продольного перемещения мачты (31), см Рис.2 Для фиксации телескопической регулируемой опоры (10 Рис. 22) в крайних положениях следует обязательно пользоваться штатными пальцами.
46. Перед началом демонтажа мачты после приведения ее в правильное горизонтальное положение убедитесь, что все кабели и шланги отсоединены.
47. Для демонтажа мачты следует использовать два крана минимум по 40 тонн каждый и погрузчик.

При монтаже роликовых опор (11 Рис. 22) следует соблюдать правила безопасности при работе на высоте и использовать подъемник для персонала. При несоблюдении правил безопасности существует риск получения травм персоналом, или повреждения роликовых опор.

Перед началом работ следует убедиться в том, что мачта (1 Рис. 21) и гусеничная платформа с силовым агрегатом (1 рис. 2) и параллелограммом (3 рис.22) находятся в правильном положении и страховочные элементы находятся на штатных местах. В случае возникновения спорных моментов обратитесь к производителю, или его сертифицированному представителю.

Демонтаж машины

Внимание! До начала демонтажа убедитесь, что на установке не осталось посторонних, или незакрепленных предметов и все болты затянуты.

Внимание! Перед демонтажем мачты, которая работала на 90 градусов следует демонтировать перила мостков, Рис. 41.

48. Перевести каретку (14 Рис. 24) и тиски (15 Рис. 24) в крайнее переднее положение.
49. Отсоединить переднюю опорную плиту (4 Рис.24) от анкеров. Боковые анкера остаются на месте.
50. Демонтировать опоры для спайдера – 5 Схема 2
51. Демонтировать обе связи (1 Рис.31)
52. Извлечь пальцы из отверстий в задней анкерной плите (6 Рис.31)
53. Поместить задние опоры (5 Рис. 24) на погрузчик при помощи крана
54. Отвести персонал из зоны работ и активировать пульт дистанционного управления (Рис. 35).
55. Приподнять передний конец мачты при помощи цилиндров подъема параллелограмма (1 Рис. 39)
56. Подставить погрузчик под-, или подвесить на стропы переднюю анкерную плиту (4 Рис.24)
57. Открутить болты 16, 17, 18 (Схема 2) для демонтажа крышки подшипников (1,2 Рис. 22)
58. Демонтировать и отвести на безопасное расстояние переднюю анкерную плиту (4 Рис. 24)
59. Медленно начать опускать цилиндры 1 и 2 (Рис.39), при этом при помощи крана задние телескопические опоры (5 Рис. 24) следует с аккуратностью перемещать назад

При опускании мачты цилиндры 1 и 2 (Рис. 39) не следует задействовать одновременно и следует опускать мачту чередуя движение пар цилиндров 1 и 2 (Рис. 39).

При опускании мачты нахождение персонала в зоне работ и непосредственно под мачтой запрещено.

60. Установить мачту (1 Рис.1) в горизонтальное положение (6 градусов)
61. Перевести каретку в транспортное положение в соответствии с рисунком 1.
62. При необходимости осуществить продольное перемещение мачты в транспортное положение, совместив V-образную подставку на стойке (1 Рис. 23) с ответным V-образным кронштейном (2 Рис. 23) на поперечной балке (11 Рис. 8) для дальнейшего перемещения установки без демонтажа мачты.
63. Произвести монтаж страховочных элементов (5 Рис. 24)
64. Демонтировать задние телескопические опоры (5 Рис.24)
65. Выкрутить болты (1,3 Рис. 27) страхуя тяжелые части от падения, или опрокидывания в соответствии с требованиями пункта 4 по безопасности.
66. Используя штатные серьги для поднятия мачты (2 Рис.25) в нужных местах, обозначенных стрелками на Рис.1 и такелажное оборудование надлежащей грузоподъёмности, при помощи двух кранов снять мачту и установить ее на штатные транспортные опоры (3 Рис.21), закрутить болты (4,5 Рис. 21) на всех опорах.



Рис. 42

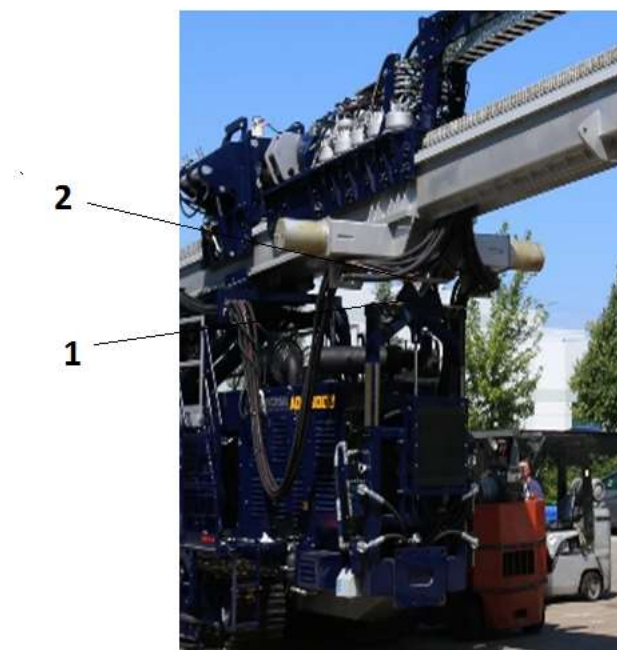


Рис. 43

4. Расчет мачты буровой установки на прочность и устойчивость

Уникальность расчета на прочность данной буровой установки заключается в том, что во внимание принимаются не только элементы установки, но и трубы, с которыми работает установка. Дело в том, что при эксплуатации модифицированных станков ГНБ при спуске фильтр труб буровые бригады сломали на разных станках несколько десятков дорогих труб. Поломки произошли из-за того, что тиски гидравлического ключа сжимали трубы с запредельным усилием. А операторы, до этого времени

имеющие дело только с буровыми трубами не озаботились тем, чтобы ограничить усилие в тисках, понизив гидравлическое давление.

Расчет ниже произведен для узлов, в которых сосредоточены основные напряжения.

Результаты расчета металлоконструкции буровой установки

4.1 Исходные данные:

- предел текучести материала металлоконструкции - $\sigma_T = 235 \text{ МПа}$;
- действующие нагрузки – погонный вес – 8,8 т/м;
- вес каретки – 5,9 т;
- вес тисков 4,3 т;
- вес платформы мачты – 2,6 т;
- продольная рабочая нагрузка – 150 т;
- изгибающий момент от рабочей нагрузки – 73,2 т· м.

Нагрузки на составные части конструкции: параллелограммный механизм, ствол мачты и заднюю опору определялись для различных положений мачты и при различных комбинациях нагрузок на предварительном этапе расчета по балочной теории в программе SCAD

4.1 Результаты расчета опорных реакций при различных положениях ствола мачты от полной рабочей нагрузки с программе SCAD по балочной теории, реакции – в тоннах. Расчетные таблицы для одного варианта – вертикальное положение мачты при максимальной рабочей нагрузке – приведены в приложении

Таблица 13 (с дополнениями)

Все опоры: передняя, задняя и параллелограммный механизм							
Максимальная рабочая нагрузка							
Мачта в горизонтальном положении							
Параллелограммный механизм				Задняя опора	Момент в стволе	Сжимающее усилие в стволе	Максимальная деформация, мм
Слева X	Слева Y	Справа X	Справа Y				
139,4	10,4	7,06	-23,1	-23,7	114,2	-152,8	86

Все опоры: передняя, задняя и параллелограммный механизм							
Максимальная рабочая нагрузка							
Мачта под углом 30°							
Параллелограммный механизм				Задняя опора	Момент в стволе	Сжимающее усилие в стволе	
Слева X	Слева Y	Справа X	Справа Y				
122,1	32,6	14,3	28,1	-172,8	105,5	-161,8	

Все опоры: передняя, задняя и параллелограммный механизм							
Максимальная рабочая нагрузка							
Мачта под углом 45°							
Параллелограммный механизм				Задняя опора	Момент в стволе	Сжимающее усилие в стволе	Деформация мм
Слева X	Слева Y	Справа X	Справа Y				
54,1	53,8	27,6	28,3	-172,8	103,2	-169,2	43

Все опоры: передняя, задняя и параллелограммный механизм							
Максимальная рабочая нагрузка							
Мачта под углом 60°							
Параллелограммный механизм				Задняя опора	Момент в стволе	Сжимающее усилие в стволе	
Слева Х	Слева У	Справа Х	Справа У				
42,3	37,2	21,4	84,3	85,2	79,3	-171,6	

Все опоры: передняя, задняя и параллелограммный механизм							
Максимальная рабочая нагрузка							
Мачта в вертикальном положении							
Параллелограммный механизм				Задняя опора	Момент в стволе	Сжимающее усилие в стволе	Деформация мм
Слева Х	Слева У	Справа Х	Справа У				
-21,6	-11,2	12	168,6	10,1	73,2	-172,0	19,8

Без передней опоры: задняя и параллелограммный механизм							
Максимальная рабочая нагрузка							
Мачта в горизонтальном положении							
Параллелограммный механизм				Задняя опора	Момент в стволе	Сжимающее усилие в стволе	
Слева Х	Слева У	Справа Х	Справа У				
139,1	-7,7	139,1	20,7	-23,6	171,3	167,1	

Без передней опоры: задняя и параллелограммный механизм							
Максимальная рабочая нагрузка							
Мачта под углом 45°							
Параллелограммный механизм				Задняя опора	Момент в стволе	Сжимающее усилие в стволе	
Слева Х	Слева У	Справа Х	Справа У				
21,8	23,6	31,4	31,6	173,4	208,6	-174,7	

Без передней опоры: задняя и параллелограммный механизм							
Мачта в вертикальном положении							
Параллелограммный механизм				Задняя опора	Момент в стволе	Сжимающее усилие в стволе	
Слева Х	Слева У	Справа Х	Справа У				
-11,6	139,2	8,2	12,9	103,9	54,6	-186,2	

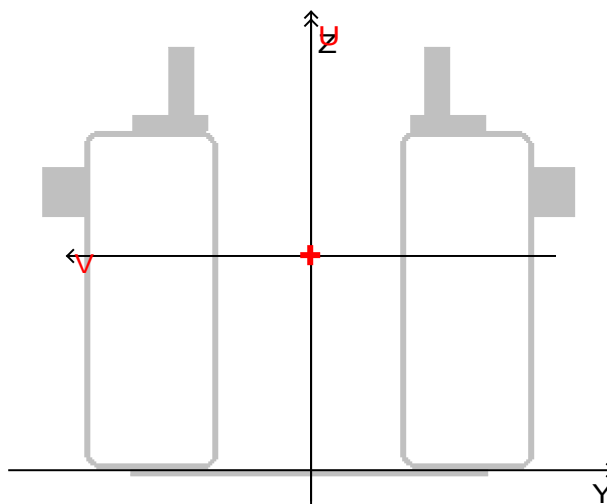
Только параллелограммный механизм							
Мачта в горизонтальном положении							
Параллелограммный механизм				Момент в стволе	Сжимающее усилие в стволе	Деформация, мм	
Слева Х	Слева У	Справа Х	Справа У				
7,7	61,1	139,4	-92,4	386,4	-150,6	47,2	

Только параллелограммный механизм						
Мачта под углом 45°						
Параллелограммный механизм				Момент в стволе	Сжимающее усилие в стволе	Деформация, мм
Слева X	Слева Y	Справа X	Справа Y			
40,6	40,2	48,6	49,1	288,2	-178,2	

Только параллелограммный механизм						
Мачта в вертикальном положении						
Параллелограммный механизм				Момент в стволе	Сжимающее усилие в стволе	Деформация, мм
Слева X	Слева Y	Справа X	Справа Y			
-20,1	-159,6	-20,0	12,4	84,6	-186,9	

4.2 Результаты расчета ствола мачты

4.2.1 Результаты расчета геометрических характеристик сечения в программе «Конструктор сечений» (SCAD) (размеры в сантиметрах)



Элемент сечения	Угол	Зеркально
Лист 54 x 1,27	0 град	-
Труба прямоугольная TS20X8X3/8	0 град	-
Труба прямоугольная TS20X8X3/8	0 град	-
Лист 6,35 x 7,62	0 град	-
Лист 6,35 x 7,62	0 град	-
Лист 11,43 x 2,54	0 град	-
Лист 11,43 x 2,54	0 град	-
Лист 3,81 x 10,16	0 град	-
Лист 3,81 x 10,16	0 град	-

Габариты 80,3 x 64,77 см

Геометрические характеристики			
	Параметр	Значение	Единицы измерения
A	Площадь поперечного сечения	560,128	см ²
□	Угол наклона главных осей инерции	90	град
I _y	Момент инерции относительно центральной оси Y1 параллельной оси Y	254310,274	см ⁴
I _z	Момент инерции относительно центральной оси Z1 параллельной оси Z	370393,657	см ⁴
I _t	Момент инерции при свободном кручении	52368,071	см ⁴
i _y	Радиус инерции относительно оси Y1	21,308	см
i _z	Радиус инерции относительно оси Z1	25,715	см
W _{u+}	Максимальный момент сопротивления относительно оси U	9225,247	см ³
W _{u-}	Минимальный момент сопротивления относительно оси U	9225,247	см ³
W _{v+}	Максимальный момент сопротивления относительно оси V	7560,698	см ³
W _{v-}	Минимальный момент сопротивления относительно оси V	8168,202	см ³
W _{pl,u}	Пластический момент сопротивления относительно оси U	13302,042	см ³
W _{pl,v}	Пластический момент сопротивления относительно оси V	10580,927	см ³
I _u	Максимальный момент инерции	370393,657	см ⁴

I_v	Минимальный момент инерции	254310,274	см ⁴
i_u	Максимальный радиус инерции	25,715	см
i_v	Минимальный радиус инерции	21,308	см
a_{u+}	Ядровое расстояние вдоль положительного направления оси Y(U)	13,498	см
a_{u-}	Ядровое расстояние вдоль отрицательного направления оси Y(U)	14,583	см
a_{v+}	Ядровое расстояние вдоль положительного направления оси Z(V)	16,47	см
a_{v-}	Ядровое расстояние вдоль отрицательного направления оси Z(V)	16,47	см
y_m	Координата центра масс по оси Y	0	см
z_m	Координата центра масс по оси Z	32,366	см
I_p	Полярный момент инерции	624703,932	см ⁴
i_p	Полярный радиус инерции	33,396	см
W_p	Полярный момент сопротивления	13703,83	см ³

Результаты расчета геометрических характеристик сечения, размеры в дюймах

Элемент сечения	Угол	Зеркально
Лист 21,26 x 0,5	0 град	-
Труба прямоугольная TS20X8X3/8	0 град	-
Труба прямоугольная TS20X8X3/8	0 град	-
Лист 2,5 x 3	0 град	-
Лист 2,5 x 3	0 град	-
Лист 4,5 x 1	0 град	-
Лист 4,5 x 1	0 град	-
Лист 1,5 x 4	0 град	-
Лист 1,5 x 4	0 град	-

Габариты 31,614 x 25,5 дюйм

Геометрические характеристики			
	Параметр	Значение	Единицы измерения
A	Площадь поперечного сечения	86,82	дюйм ²
□	Угол наклона главных осей инерции	90	град
I_y	Момент инерции относительно центральной оси Y1 параллельной оси Y	6109,829	дюйм ⁴
I_z	Момент инерции относительно центральной оси Z1 параллельной оси Z	8898,743	дюйм ⁴

I_t	Момент инерции при свободном кручении	1258,148	дюйм ⁴
i_y	Радиус инерции относительно оси Y1	8,389	дюйм
i_z	Радиус инерции относительно оси Z1	10,124	дюйм
W_{u+}	Максимальный момент сопротивления относительно оси U	562,959	дюйм ³
W_{u-}	Минимальный момент сопротивления относительно оси U	562,959	дюйм ³
W_{v+}	Максимальный момент сопротивления относительно оси V	461,382	дюйм ³
W_{v-}	Минимальный момент сопротивления относительно оси V	498,454	дюйм ³
$W_{pl,u}$	Пластический момент сопротивления относительно оси U	811,74	дюйм ³
$W_{pl,v}$	Пластический момент сопротивления относительно оси V	645,688	дюйм ³
I_u	Максимальный момент инерции	8898,743	дюйм ⁴
I_v	Минимальный момент инерции	6109,829	дюйм ⁴
i_u	Максимальный радиус инерции	10,124	дюйм
i_v	Минимальный радиус инерции	8,389	дюйм
a_{u+}	Ядровое расстояние вдоль положительного направления оси Y(U)	5,314	дюйм
a_{u-}	Ядровое расстояние вдоль отрицательного направления оси Y(U)	5,741	дюйм
a_{v+}	Ядровое расстояние вдоль положительного направления оси Z(V)	6,484	дюйм
a_{v-}	Ядровое расстояние вдоль отрицательного направления оси Z(V)	6,484	дюйм
y_m	Координата центра масс по оси Y	0	дюйм
z_m	Координата центра масс по оси Z	12,742	дюйм
I_p	Полярный момент инерции	15008,572	дюйм ⁴
i_p	Полярный радиус инерции	13,148	дюйм
W_p	Полярный момент сопротивления	836,259	дюйм ³

Отчет сформирован программой **Конструктор сечений**, версия: **2.3.0.169** от **04.04.2008**

4.2.2 Результаты оценочного расчета мачты вручную

Результаты показывают, что максимальные и минимальные значения продольных усилий практически не зависят от положения мачты и определяются нагрузкой от каретки. Изгибающие моменты максимальны при горизонтальном положении мачты.

4.2.2.1 Проверка прочности мачты в горизонтальном положении от максимальной рабочей нагрузки при наличии задней опоры. Длина свободного пролета – 3,6 м

Расчетные усилия (действуют в одном сечении):

- при сжатии мачты $N_{\min} = -1500$ кН; $M_{\max} = 73$ кН·м;
- при растяжении мачты $N_{\max} = 1500$ кН; $M_{\max} = 1142$ кН·м

Геометрические характеристики сечения:

- площадь $A = 560$ см²;
- момент сопротивления изгибу для сжатых волокон $W = 7561$ см³ ;
- минимальный радиус инерции $i_{\min} = 21,3$ см.

Приведенная длина консольно закрепленной балки

$$l_0 = 2l = 2 \cdot 15.292 = 30.584 \text{ м} .$$

Мачта находится в сжато-изогнутом состоянии.

$$\text{Гибкость стойки } \lambda = \frac{l_0}{i_{\min}} = \frac{30.584}{0.213} = 144 .$$

Коэффициент продольного изгиба $\varphi = 0.302$.

Оценка расчетного напряжения при сжатии

$$\sigma = \frac{N}{A \cdot \varphi} + \frac{M}{W} = \frac{1500000}{56000 \cdot 0.318} + \frac{730000}{7561} = 180.8 \text{ МПа};$$

- при растяжении

$$\sigma = \frac{N}{A} + \frac{M}{W} = \frac{1500000}{56000} + \frac{1142000}{7561} = 177.8 \text{ МПа};$$

Запас прочности для стали с пределом текучести $\sigma_T = 235$ МПа при действии расчетных нагрузок ($N=150$ т и $M=73$ тм) составляет $k = \frac{235}{180.8} = 1.30$.

При сохранении запаса прочности $k=1,2$ рабочая нагрузка может быть увеличена на 8% до величины $P_{\max}=162$ т.

2.2.2 Проверка прочности мачты в горизонтальном положении от весовой нагрузки без задней опоры. Длина свободного пролета – 13,5 м.

Расчетный изгибающий момент от собственного веса мачты, веса каретки на конце консоли и тисков на расстоянии 0,5 м от каретки

$$M_{\max} = 1774 \text{ кН·м.}$$

Расчетное напряжение при изгибе

$$\sigma = \frac{M}{W} = \frac{1774000}{7561} = 234.6 \text{ МПа} \approx \sigma_T.$$

При отсутствии задней опоры в горизонтальном положении мачты приложение рабочей нагрузки не предусмотрено. Нахождение тисков рядом с кареткой возможно только кратковременно.

Минимальный угол наклона мачты, при котором возможно приложение рабочей нагрузки - 30^0 , при этом максимальное значение нагрузки – 28 тонн, $M_{\max} = 1554 \text{ кН}\cdot\text{м}$

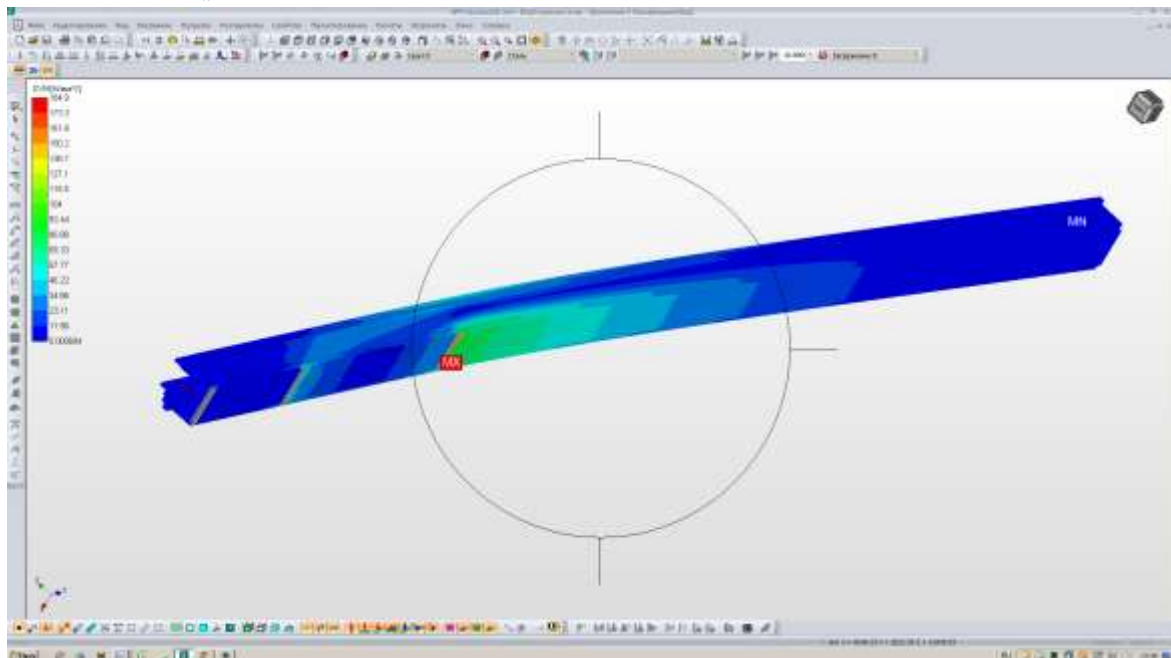
$$\sigma = \frac{N}{A} + \frac{M}{W} = \frac{280000}{56000} + \frac{1554000}{7561} = 210.5 \text{ МПа};$$

$$\text{Запас прочности составляет } k = \frac{235}{210.5} = 1.12.$$

4.2.3 Результаты расчета ствола мачты методом конечных элементов в программе АРМ. Расчет от действия веса. Задняя опора отсутствует, опирание на переднюю опору и параллелограммный механизм.

Действующая нагрузка – вес металлоконструкции с коэффициентом 2 (0,879 т/м).

Максимальное напряжение возникает вблизи опирания на параллелограммный механизм. $\sigma_{\max} = 184,9 \text{ МПа} < \sigma_T = 235 \text{ МПа}$.



Максимальная деформация – на консоли – 85,93 мм.

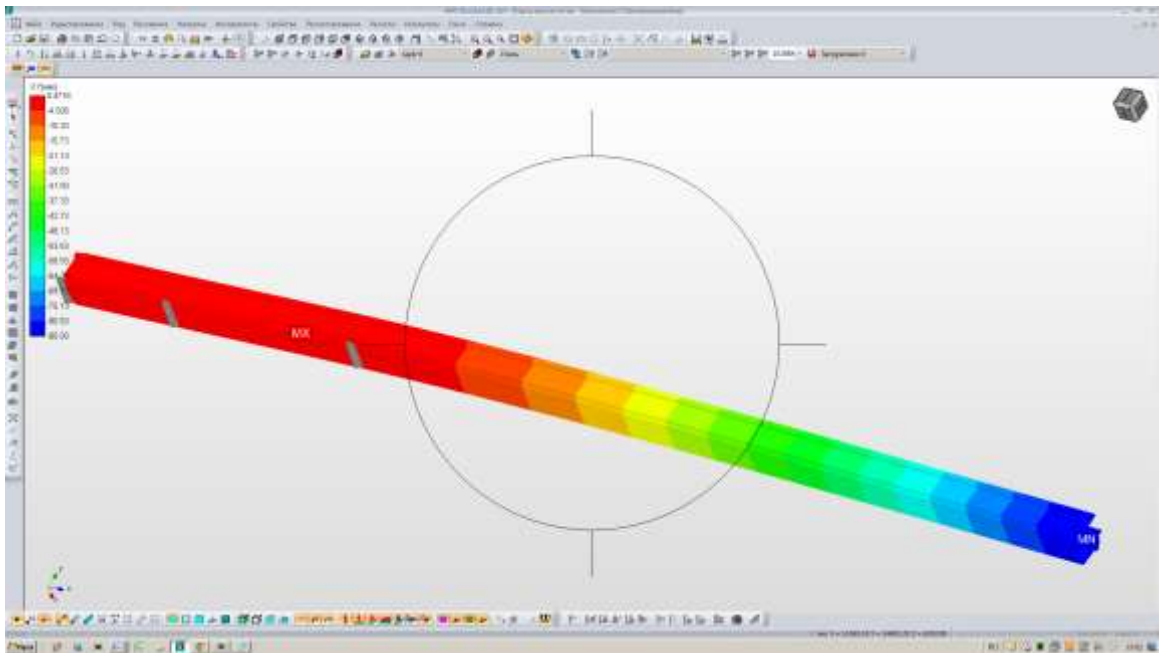


Рис. 44

4.3 Результаты расчета параллелограммного механизма

Расчет производился методом конечных элементов в программе АРМ. Расчетная нагрузка – 140 т – от опорной реакции для максимальной рабочей нагрузки прикладывалась в различных направлениях.

Нагрузка на поршни вертикально – 140 т

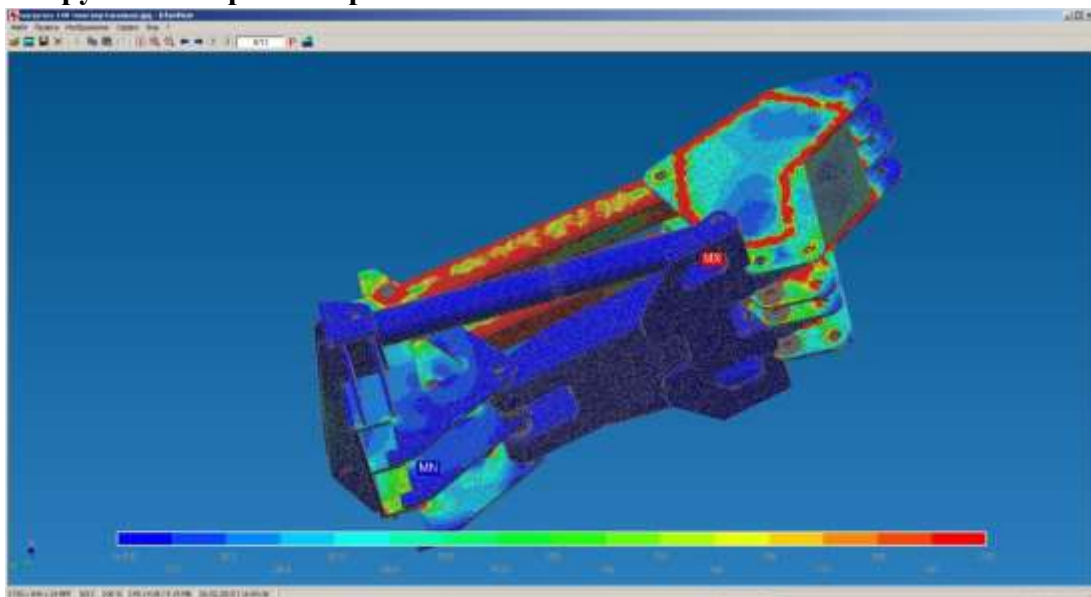


Рис.45

Нагрузка на поршни горизонтально 140 т

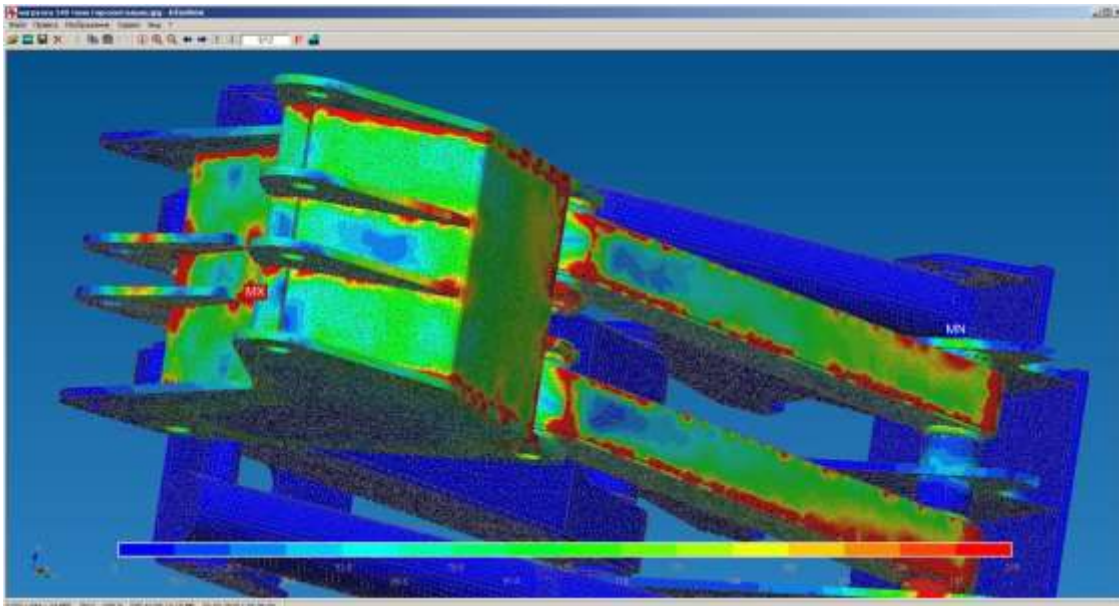


Рис.46

Результаты расчета показывают, что максимальные напряжения – 210 МПа возникают в районе сварных швов и не превышают предела текучести, прочность механизма обеспечивается.

4.4 Прочность трубы

Расчет производился в программе АРМ. Приложенная нагрузка – 3 тонны.

Максимальные напряжения - $\sigma_{\max} = 205 \text{ МПа}$. С учетом запаса прочности 35% рекомендованное усилие сжатия трубы – не более 2,5 т.

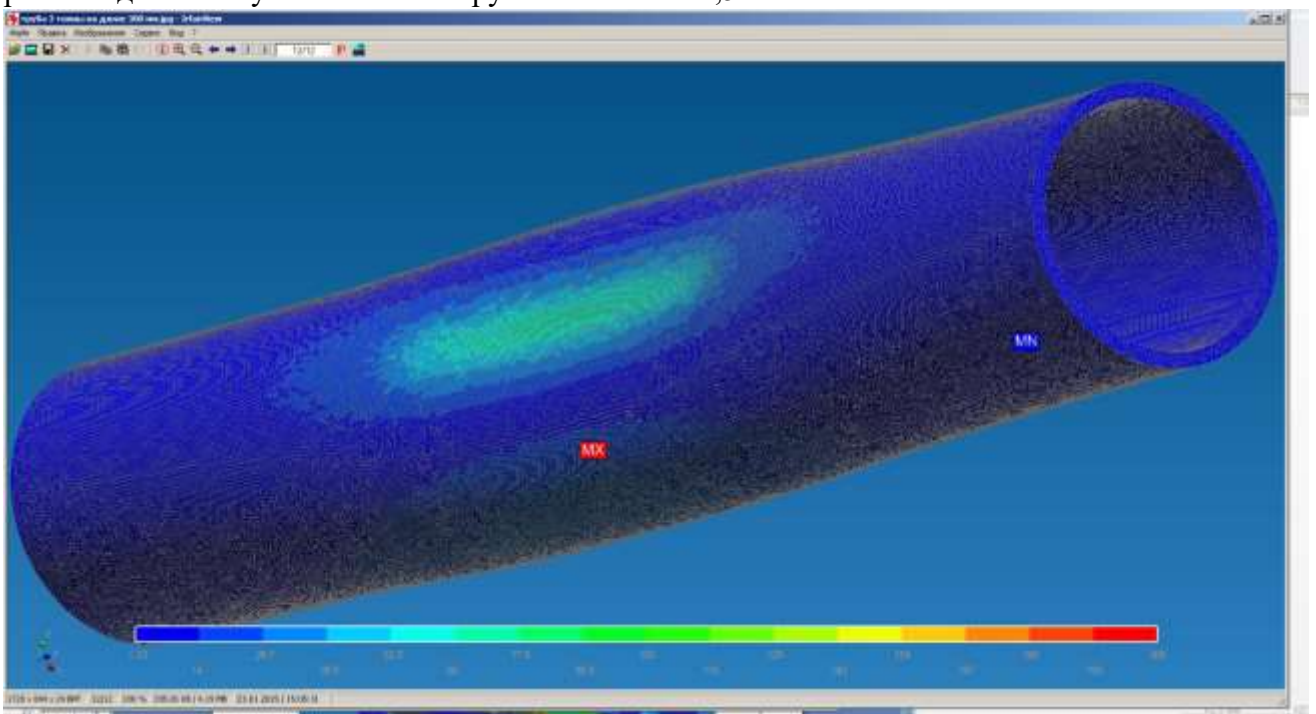


Рис.47

Вывод: Прочность металлоконструкции буровой установки при рабочих и монтажных нагрузках обеспечивается.

Приложение

Результаты расчета мачты в вертикальном положении под рабочей нагрузкой 160 т в вертикальном положении

Элементы			
Номер элемента	Тип элемента	Тип жесткости	Узлы
12	5	4	1; 11
13	5	4	11; 12
14	5	4	12; 13
15	5	4	13; 14
16	5	4	14; 15
17	5	4	15; 16
18	5	4	16; 17
19	5	4	17; 18
20	5	4	18; 19
21	5	4	19; 20
22	5	4	20; 21
23	5	4	21; 3
24	5	4	5; 22
25	5	4	22; 23
26	5	4	23; 24
27	5	4	24; 25
28	5	4	25; 26
29	5	4	26; 27
30	5	4	27; 28
31	5	4	28; 29
32	5	4	29; 30
33	5	4	30; 31
34	5	4	31; 32
35	5	4	32; 6
36	5	4	6; 33
37	5	4	33; 34
38	5	4	34; 35
39	5	4	35; 36
40	5	4	36; 37
41	5	4	37; 38
42	5	4	38; 39
43	5	4	39; 40
44	5	4	40; 41
45	5	4	41; 42
46	5	4	42; 43
48	5	4	4; 44
49	5	4	44; 45
50	5	4	45; 46
51	5	4	46; 47
52	5	4	47; 48

Элементы			
Номер элемента	Тип элемента	Тип жесткости	Узлы
53	5	4	48; 49
54	5	4	49; 50
55	5	4	50; 51
56	5	4	51; 52
57	5	4	52; 53
58	5	4	53; 54
59	5	4	54; 10
60	5	4	10; 55
61	5	4	55; 56
62	5	4	56; 57
63	5	4	57; 58
64	5	4	58; 59
65	5	4	59; 60
66	5	4	60; 61
67	5	4	61; 62
68	5	4	62; 63
69	5	4	63; 64
70	5	4	64; 65
71	5	4	65; 5
72	5	4	3; 66
73	5	4	66; 67
74	5	4	67; 68
75	5	4	68; 4
76	5	4	2; 69
77	5	4	69; 70
78	5	4	70; 71
79	5	4	71; 9
80	5	4	9; 72
81	5	4	72; 73
82	5	4	73; 74
83	5	4	74; 1
91	5	2	79; 1
92	5	2	80; 3
93	5	2	3; 82
94	5	2	1; 81
95	5	4	43; 83
101	5	7	87; 88
102	5	6	88; 89

Координаты и связи									
Единицы измерений: мм.									
Номер узла	Координаты			Связи					
	X	Y	Z	X	Y	Z	U _x	U _y	U _z
1	0	0	0						
2	-2,053	0	0	#	#	#			
3	3,592	0	0						
4	4,725	0	0						
5	10,623	0	0						

Координаты и связи

Единицы измерений: мм.

Номер узла	Координаты			Связи					
	X	Y	Z	X	Y	Z	U _x	U _y	U _z
6	12,463	0	0						
9	-1,027	0	0						
10	7,674	0	0						
11	0,299	0	0						
12	0,599	0	0						
13	0,898	0	0						
14	1,197	0	0						
15	1,497	0	0						
16	1,796	0	0						
17	2,095	0	0						
18	2,395	0	0						
19	2,694	0	0						
20	2,993	0	0						
21	3,293	0	0						
22	10,776	0	0						
23	10,93	0	0						
24	11,083	0	0						
25	11,236	0	0						
26	11,39	0	0						
27	11,543	0	0						
28	11,696	0	0						
29	11,85	0	0						
30	12,003	0	0						
31	12,156	0	0						
32	12,31	0	0						
33	12,61	0	0						
34	12,757	0	0						
35	12,904	0	0						
36	13,051	0	0						
37	13,198	0	0						
38	13,345	0	0						
39	13,492	0	0						
40	13,639	0	0						
41	13,786	0	0						
42	13,933	0	0						
43	14,08	0	0						
44	4,971	0	0						
45	5,216	0	0						
46	5,462	0	0						
47	5,708	0	0						
48	5,954	0	0						
49	6,2	0	0						
50	6,445	0	0						
51	6,691	0	0						
52	6,937	0	0						
53	7,183	0	0						

Координаты и связи									
Единицы измерений: мм.									
Номер узла	Координаты			Связи					
	X	Y	Z	X	Y	Z	Ux	Uy	Uz
54	7,428	0	0						
55	7,92	0	0						
56	8,165	0	0						
57	8,411	0	0						
58	8,657	0	0						
59	8,903	0	0						
60	9,148	0	0						
61	9,394	0	0						
62	9,64	0	0						
63	9,886	0	0						
64	10,131	0	0						
65	10,377	0	0						
66	3,875	0	0						
67	4,159	0	0						
68	4,442	0	0						
69	-1,796	0	0						
70	-1,54	0	0						
71	-1,283	0	0						
72	-0,77	0	0						
73	-0,513	0	0						
74	-0,257	0	0						
79	0	0	-0,1	#	#	#	#	#	#
80	3,592	0	-0,1	#	#	#	#	#	#
81	0,1	0	0	#	#	#	#	#	#
82	3,692	0	0	#	#	#	#	#	#
83	17,277	0	0						
87	-2,177	0	-4,46	#	#	#	#	#	#
88	2,09	0	-2,973						

Управление		
Тип	Наименование	Данные
1	Шифр задачи	мачта в горизонтальном положении
2	Признак системы	5
16	Допустимое количество крановых и тормозных нагрузок	2 1
33	Параметры расчета	тип оптимизации ленты уравнений: 10 метод решения системы уравнений: 2 точность разложения матрицы: 12 точность решения собственной проблемы: 4 точность контроля решения системы уравнений: 10 учет равномерно-распред. нагрузок на жестких вставках: 1
33	Единицы измерения	Линейные единицы измерения: м Единицы измерения размеров сечения: см Единицы измерения сил: Т

Управление		
Тип	Наименование	Данные
		Единицы измерения температуры: С

Имена загрузений	
Номер	Наименование
1	мачта в вертикальном положении

Нагрузки					
№ загрузения	№ строки	Вид	Направление	Список	Значения
1	1	16	1	Элементы: 12-46 48-83 91-95	0.6430
1	2	0	1	Узлы: 33 чения	4.3000
1	3	0	1	Узлы: 16	2.6000
1	4	0	1	Узлы: 43	155.9000
1	5	0	4	Узлы: 43	0.6900
1	6	0	5	Узлы: 43	73.2000
1	7	0	1	Узлы: 43	5.9000
1	8	0	1	Узлы: 41 42	160.0000
1	9	0	5	Узлы: 42	78.4000

Перемещения							
Единицы измерений: мм.							
Номер узла	Номер загрузения	Значения					
		X	Y	Z	Ux	Uy	Uz
1	1	-0,006	1,785e-004	-0,014	-0,007	0,087	2,799e-004
3	1	-0,101	4,813e-004	0,009	-0,018	-0,404	-0,001
4	1	-0,673	-0,002	0,72	-0,03	-0,852	-0,002
5	1	-3,634	-0,034	13,027	-0,089	-3,375	-0,009
6	1	-4,537	-0,051	20,007	-0,108	-4,212	-0,011
9	1	-0,003	1,495e-005	0,024	-0,007	-0,003	6,28e-005
10	1	-2,156	-0,013	5,013	-0,059	-2,073	-0,005
11	1	-0,014	2,865e-004	-0,045	-0,008	0,116	4,333e-004
12	1	-0,023	4,325e-004	-0,082	-0,009	0,132	0,001
13	1	-0,032	0,001	-0,122	-0,01	0,135	0,001
14	1	-0,04	0,001	-0,162	-0,011	0,126	0,001
15	1	-0,049	0,001	-0,196	-0,012	0,104	0,001
16	1	-0,057	0,001	-0,223	-0,013	0,069	4,031e-004
17	1	-0,065	0,001	-0,237	-0,014	0,022	2,377e-004
18	1	-0,072	0,001	-0,235	-0,014	-0,038	1,914e-005
19	1	-0,08	0,001	-0,213	-0,015	-0,11	-2,526e-004
20	1	-0,087	0,001	-0,167	-0,016	-0,195	-0,001
21	1	-0,094	0,001	-0,095	-0,017	-0,293	-0,001
22	1	-3,709	-0,035	13,55	-0,091	-3,445	-0,009
23	1	-3,785	-0,036	14,084	-0,093	-3,514	-0,009

Перемещения							
Единицы измерений: мм.							
Номер узла	Номер загрузки	Значения					
		X	Y	Z	Ux	Uy	Uz
24	1	-3,86	-0,038	14,628	-0,094	-3,584	-0,009
25	1	-3,935	-0,039	15,183	-0,096	-3,654	-0,009
26	1	-4,011	-0,041	15,748	-0,097	-3,724	-0,009
27	1	-4,086	-0,042	16,325	-0,099	-3,793	-0,01
28	1	-4,161	-0,044	16,912	-0,1	-3,863	-0,01
29	1	-4,236	-0,045	17,509	-0,102	-3,933	-0,01
30	1	-4,311	-0,047	18,118	-0,104	-4,002	-0,01
31	1	-4,387	-0,048	18,737	-0,105	-4,072	-0,01
32	1	-4,462	-0,05	19,366	-0,107	-4,142	-0,01
33	1	-4,609	-0,053	20,631	-0,11	-4,279	-0,011
34	1	-4,68	-0,054	21,265	-0,111	-4,345	-0,011
35	1	-4,752	-0,056	21,908	-0,113	-4,412	-0,011
36	1	-4,823	-0,058	22,562	-0,114	-4,479	-0,011
37	1	-4,895	-0,059	23,225	-0,116	-4,546	-0,011
38	1	-4,966	-0,061	23,899	-0,117	-4,613	-0,011
39	1	-5,037	-0,063	24,582	-0,119	-4,68	-0,012
40	1	-5,109	-0,064	25,274	-0,12	-4,747	-0,012
41	1	-5,18	-0,066	25,977	-0,122	-4,813	-0,012
42	1	-5,228	-0,068	26,69	-0,123	-4,88	-0,012
43	1	-5,252	-0,07	27,409	-0,125	-4,913	-0,012
44	1	-0,797	-0,002	0,941	-0,032	-0,951	-0,003
45	1	-0,921	-0,003	1,187	-0,035	-1,05	-0,003
46	1	-1,044	-0,004	1,457	-0,037	-1,15	-0,003
47	1	-1,168	-0,005	1,752	-0,04	-1,25	-0,003
48	1	-1,292	-0,005	2,072	-0,042	-1,351	-0,004
49	1	-1,415	-0,006	2,416	-0,044	-1,453	-0,004
50	1	-1,539	-0,007	2,786	-0,047	-1,555	-0,004
51	1	-1,662	-0,008	3,18	-0,049	-1,657	-0,004
52	1	-1,786	-0,01	3,6	-0,052	-1,761	-0,005
53	1	-1,909	-0,011	4,046	-0,054	-1,864	-0,005
54	1	-2,033	-0,012	4,517	-0,057	-1,969	-0,005
55	1	-2,28	-0,015	5,536	-0,062	-2,179	-0,006
56	1	-2,403	-0,016	6,084	-0,064	-2,285	-0,006
57	1	-2,526	-0,017	6,659	-0,067	-2,391	-0,006
58	1	-2,649	-0,019	7,26	-0,069	-2,498	-0,006
59	1	-2,773	-0,021	7,887	-0,072	-2,606	-0,007
60	1	-2,896	-0,022	8,541	-0,074	-2,714	-0,007
61	1	-3,019	-0,024	9,221	-0,077	-2,823	-0,007
62	1	-3,142	-0,026	9,928	-0,079	-2,932	-0,007
63	1	-3,265	-0,028	10,662	-0,082	-3,042	-0,008
64	1	-3,388	-0,03	11,423	-0,084	-3,152	-0,008
65	1	-3,511	-0,032	12,212	-0,087	-3,263	-0,008
66	1	-0,244	5,117e-005	0,139	-0,021	-0,515	-0,002
67	1	-0,387	-4,543e-004	0,301	-0,024	-0,626	-0,002
68	1	-0,53	-0,001	0,494	-0,027	-0,739	-0,002
69	1	-0,001	-2,065e-	0,008	-0,007	-0,031	-5,032e-

Перемещения							
Единицы измерений: мм.							
Номер узла	Номер загрузки	Значения					
		X	Y	Z	Ux	Uy	Uz
			006				006
70	1	-0,002	-1,809e-006	0,016	-0,007	-0,026	8,535e-006
71	1	-0,002	3,09e-006	0,021	-0,007	-0,016	3,115e-005
72	1	-0,004	3,61e-005	0,023	-0,007	0,014	1,035e-004
73	1	-0,005	6,885e-005	0,017	-0,007	0,034	1,532e-004
74	1	-0,005	1,155e-004	0,005	-0,007	0,059	2,12e-004
83	1	-5,255	-0,109	43,115	-0,125	-4,913	-0,012
88	1	-1,133	-0,051	4,37	-0,047	-0,996	-0,031
89	1	-2,357	-0,084	8,708	-0,073	-0,996	-0,023

Выборка перемещений						
Единицы измерений: мм.						
Наименование	Максимальные значения			Минимальные значения		
	Значение	Номер узла	Номер загрузки	Значение	Номер узла	Номер загрузки
X	-0,001	69	1	-5,255	83	1
Y	0,001	18	1	-0,109	83	1
Z	43,115	83	1	-0,237	17	1
Ux	-0,007	69	1	-0,125	43	1
Uy	0,135	13	1	-4,913	43	1
Uz	0,001	13	1	-0,031	88	1

Усилия и напряжения								
Единицы измерений: кН, м.								
Номер эл-та	Номер сечен.	Номер загруз.	Значения					
			N	Mk	My	Qz	Mz	Qy
12	1	1	-285,145	1,983	-249,39	300,497	290,63	350,853
12	2	1	-284,201	1,983	-204,415	300,497	238,12	350,853
12	3	1	-283,257	1,983	-159,441	300,497	185,609	350,853
13	1	1	-283,257	1,983	-159,441	300,497	185,609	350,853
13	2	1	-282,312	1,983	-114,466	300,497	133,098	350,853
13	3	1	-281,368	1,983	-69,492	300,497	80,587	350,853
14	1	1	-281,368	1,983	-69,492	300,497	80,587	350,853
14	2	1	-280,424	1,983	-24,517	300,497	28,076	350,853
14	3	1	-279,48	1,983	20,457	300,497	-24,435	350,853
15	1	1	-279,48	1,983	20,457	300,497	-24,435	350,853
15	2	1	-278,536	1,983	65,431	300,497	-76,946	350,853
15	3	1	-277,592	1,983	110,406	300,497	-129,457	350,853
16	1	1	-277,592	1,983	110,406	300,497	-129,457	350,853
16	2	1	-276,648	1,983	155,38	300,497	-181,968	350,853
16	3	1	-275,704	1,983	200,355	300,497	-234,479	350,853
17	1	1	-275,704	1,983	200,355	300,497	-234,479	350,853
17	2	1	-274,76	1,983	245,329	300,497	-286,99	350,853

Усилия и напряжения

Единицы измерений: кН, м.

Номер эл-та	Номер сечен.	Номер загруж.	Значения					
			N	M _x	M _y	Q _z	M _z	Q _y
17	3	1	-273,816	1,983	290,304	300,497	-339,501	350,853
18	1	1	-248,31	1,983	290,304	300,497	-339,501	350,853
18	2	1	-247,366	1,983	335,278	300,497	-392,012	350,853
18	3	1	-246,422	1,983	380,252	300,497	-444,523	350,853
19	1	1	-246,422	1,983	380,252	300,497	-444,523	350,853
19	2	1	-245,478	1,983	425,227	300,497	-497,034	350,853
19	3	1	-244,533	1,983	470,201	300,497	-549,545	350,853
20	1	1	-244,533	1,983	470,201	300,497	-549,545	350,853
20	2	1	-243,589	1,983	515,176	300,497	-602,056	350,853
20	3	1	-242,645	1,983	560,15	300,497	-654,567	350,853
21	1	1	-242,645	1,983	560,15	300,497	-654,567	350,853
21	2	1	-241,701	1,983	605,124	300,497	-707,077	350,853
21	3	1	-240,757	1,983	650,099	300,497	-759,588	350,853
22	1	1	-240,757	1,983	650,099	300,497	-759,588	350,853
22	2	1	-239,813	1,983	695,073	300,497	-812,099	350,853
22	3	1	-238,869	1,983	740,048	300,497	-864,61	350,853
23	1	1	-238,869	1,983	740,048	300,497	-864,61	350,853
23	2	1	-237,925	1,983	785,022	300,497	-917,121	350,853
23	3	1	-236,981	1,983	829,997	300,497	-969,632	350,853
24	1	1	-4810,614	6,769	965,359	-2,684e-008	-1131,298	-4,026e-008
24	2	1	-4810,13	6,769	965,359	-2,684e-008	-1131,298	-4,026e-008
24	3	1	-4809,646	6,769	965,359	-2,684e-008	-1131,298	-4,026e-008
25	1	1	-4809,646	6,769	965,359	3,426e-009	-1131,298	1,256e-008
25	2	1	-4809,163	6,769	965,359	3,426e-009	-1131,298	1,256e-008
25	3	1	-4808,679	6,769	965,359	3,426e-009	-1131,298	1,256e-008
26	1	1	-4808,679	6,769	965,359	-1,656e-008	-1131,298	-1,428e-009
26	2	1	-4808,196	6,769	965,359	-1,656e-008	-1131,298	-1,428e-009
26	3	1	-4807,712	6,769	965,359	-1,656e-008	-1131,298	-1,428e-009
27	1	1	-4807,712	6,769	965,359	1,142e-008	-1131,298	-1,285e-008
27	2	1	-4807,228	6,769	965,359	1,142e-008	-1131,298	-1,285e-008
27	3	1	-4806,745	6,769	965,359	1,142e-008	-1131,298	-1,285e-008
28	1	1	-4806,745	6,769	965,359	-4,854e-009	-1131,298	-4,568e-009
28	2	1	-4806,261	6,769	965,359	-4,854e-009	-1131,298	-4,568e-009

Усилия и напряжения

Единицы измерений: кН, м.

Номер эл-та	Номер сечен.	Номер загруж.	Значения					
			N	Mк	My	Qz	Mz	Qy
28	3	1	-4805,778	6,769	965,359	-4,854e-009	-1131,298	-4,568e-009
29	1	1	-4805,778	6,769	965,359	-9,707e-009	-1131,298	-1,199e-008
29	2	1	-4805,294	6,769	965,359	-9,707e-009	-1131,298	-1,199e-008
29	3	1	-4804,81	6,769	965,359	-9,707e-009	-1131,298	-1,199e-008
30	1	1	-4804,81	6,769	965,359	1,456e-008	-1131,298	-1,827e-008
30	2	1	-4804,327	6,769	965,359	1,456e-008	-1131,298	-1,827e-008
30	3	1	-4803,843	6,769	965,359	1,456e-008	-1131,298	-1,827e-008
31	1	1	-4803,843	6,769	965,359	-4,226e-008	-1131,298	-2,284e-008
31	2	1	-4803,36	6,769	965,359	-4,226e-008	-1131,298	-2,284e-008
31	3	1	-4802,876	6,769	965,359	-4,226e-008	-1131,298	-2,284e-008
32	1	1	-4802,876	6,769	965,359	-1,542e-008	-1131,298	-2,541e-008
32	2	1	-4802,392	6,769	965,359	-1,542e-008	-1131,298	-2,541e-008
32	3	1	-4801,909	6,769	965,359	-1,542e-008	-1131,298	-2,541e-008
33	1	1	-4801,909	6,769	965,359	3,997e-009	-1131,298	-7,423e-009
33	2	1	-4801,425	6,769	965,359	3,997e-009	-1131,298	-7,423e-009
33	3	1	-4800,942	6,769	965,359	3,997e-009	-1131,298	-7,423e-009
34	1	1	-4800,942	6,769	965,359	1,542e-008	-1131,298	2,969e-008
34	2	1	-4800,458	6,769	965,359	1,542e-008	-1131,298	2,969e-008
34	3	1	-4799,974	6,769	965,359	1,542e-008	-1131,298	2,969e-008
35	1	1	-4799,974	6,769	965,359	2,941e-008	-1131,298	-1,713e-009
35	2	1	-4799,491	6,769	965,359	2,941e-008	-1131,298	-1,713e-009
35	3	1	-4799,007	6,769	965,359	2,941e-008	-1131,298	-1,713e-009
36	1	1	-4799,007	6,769	965,359	1,57e-008	-1131,298	-2,855e-009
36	2	1	-4798,543	6,769	965,359	1,57e-008	-1131,298	-2,855e-

Усилия и напряжения

Единицы измерений: кН, м.

Номер эл-та	Номер сечен.	Номер загруж.	Значения					
			N	Mк	My	Qz	Mz	Qy
								009
36	3	1	-4798,08	6,769	965,359	1,57e-008	-1131,298	-2,855e-009
37	1	1	-4755,897	6,769	965,359	1,713e-008	-1131,298	2,455e-008
37	2	1	-4755,433	6,769	965,359	1,713e-008	-1131,298	2,455e-008
37	3	1	-4754,97	6,769	965,359	1,713e-008	-1131,298	2,455e-008
38	1	1	-4754,97	6,769	965,359	-3,426e-009	-1131,298	-1,313e-008
38	2	1	-4754,506	6,769	965,359	-3,426e-009	-1131,298	-1,313e-008
38	3	1	-4754,042	6,769	965,359	-3,426e-009	-1131,298	-1,313e-008
39	1	1	-4754,042	6,769	965,359	-1,142e-008	-1131,298	-2,855e-009
39	2	1	-4753,579	6,769	965,359	-1,142e-008	-1131,298	-2,855e-009
39	3	1	-4753,115	6,769	965,359	-1,142e-008	-1131,298	-2,855e-009
40	1	1	-4753,115	6,769	965,359	-1,142e-008	-1131,298	5,653e-008
40	2	1	-4752,651	6,769	965,359	-1,142e-008	-1131,298	5,653e-008
40	3	1	-4752,188	6,769	965,359	-1,142e-008	-1131,298	5,653e-008
41	1	1	-4752,188	6,769	965,359	3,198e-008	-1131,298	-1,37e-008
41	2	1	-4751,724	6,769	965,359	3,198e-008	-1131,298	-1,37e-008
41	3	1	-4751,261	6,769	965,359	3,198e-008	-1131,298	-1,37e-008
42	1	1	-4751,261	6,769	965,359	5,71e-009	-1131,298	-2,798e-008
42	2	1	-4750,797	6,769	965,359	5,71e-009	-1131,298	-2,798e-008
42	3	1	-4750,333	6,769	965,359	5,71e-009	-1131,298	-2,798e-008
43	1	1	-4750,333	6,769	965,359	-2,056e-008	-1131,298	1,656e-008
43	2	1	-4749,87	6,769	965,359	-2,056e-008	-1131,298	1,656e-008
43	3	1	-4749,406	6,769	965,359	-2,056e-008	-1131,298	1,656e-008
44	1	1	-4749,406	6,769	965,359	2,398e-008	-1131,298	4,797e-008

Усилия и напряжения

Единицы измерений: кН, м.

Номер эл-та	Номер сечен.	Номер загруз.	Значения					
			N	Mк	Mу	Qz	Mz	Qy
44	2	1	-4748,942	6,769	965,359	2,398e-008	-1131,298	4,797e-008
44	3	1	-4748,479	6,769	965,359	2,398e-008	-1131,298	4,797e-008
45	1	1	-3178,879	6,769	965,359	2,57e-008	-1131,298	-2,284e-009
45	2	1	-3178,415	6,769	965,359	2,57e-008	-1131,298	-2,284e-009
45	3	1	-3177,952	6,769	965,359	2,57e-008	-1131,298	-2,284e-009
46	1	1	-1608,351	6,769	466,123	1,199e-008	-546,247	6,281e-009
46	2	1	-1607,888	6,769	466,123	1,199e-008	-546,247	6,281e-009
46	3	1	-1607,424	6,769	466,123	1,199e-008	-546,247	6,281e-009
48	1	1	-4933,88	6,711	850,574	19,473	-996,738	22,805
48	2	1	-4933,105	6,711	852,966	19,473	-999,54	22,805
48	3	1	-4932,33	6,711	855,359	19,473	-1002,342	22,805
49	1	1	-4932,33	6,711	855,359	19,473	-1002,342	22,805
49	2	1	-4931,555	6,711	857,752	19,473	-1005,144	22,805
49	3	1	-4930,78	6,711	860,145	19,473	-1007,946	22,805
50	1	1	-4930,78	6,711	860,145	19,473	-1007,946	22,805
50	2	1	-4930,005	6,711	862,537	19,473	-1010,749	22,805
50	3	1	-4929,23	6,711	864,93	19,473	-1013,551	22,805
51	1	1	-4929,23	6,711	864,93	19,473	-1013,551	22,805
51	2	1	-4928,455	6,711	867,323	19,473	-1016,353	22,805
51	3	1	-4927,68	6,711	869,716	19,473	-1019,155	22,805
52	1	1	-4927,68	6,711	869,716	19,473	-1019,155	22,805
52	2	1	-4926,905	6,711	872,108	19,473	-1021,957	22,805
52	3	1	-4926,13	6,711	874,501	19,473	-1024,759	22,805
53	1	1	-4926,13	6,711	874,501	19,473	-1024,759	22,805
53	2	1	-4925,354	6,711	876,894	19,473	-1027,561	22,805
53	3	1	-4924,579	6,711	879,287	19,473	-1030,364	22,805
54	1	1	-4924,579	6,711	879,287	19,473	-1030,364	22,805
54	2	1	-4923,804	6,711	881,679	19,473	-1033,166	22,805
54	3	1	-4923,029	6,711	884,072	19,473	-1035,968	22,805
55	1	1	-4923,029	6,711	884,072	19,473	-1035,968	22,805
55	2	1	-4922,254	6,711	886,465	19,473	-1038,77	22,805
55	3	1	-4921,479	6,711	888,858	19,473	-1041,572	22,805
56	1	1	-4921,479	6,711	888,858	19,473	-1041,572	22,805
56	2	1	-4920,704	6,711	891,25	19,473	-1044,374	22,805
56	3	1	-4919,929	6,711	893,643	19,473	-1047,176	22,805
57	1	1	-4919,929	6,711	893,643	19,473	-1047,176	22,805
57	2	1	-4919,154	6,711	896,036	19,473	-1049,979	22,805
57	3	1	-4918,379	6,711	898,429	19,473	-1052,781	22,805
58	1	1	-4918,379	6,711	898,429	19,473	-1052,781	22,805

Усилия и напряжения

Единицы измерений: кН, м.

Номер эл-та	Номер сечен.	Номер загруж.	Значения					
			N	M _k	M _y	Q _z	M _z	Q _y
58	2	1	-4917,604	6,711	900,821	19,473	-1055,583	22,805
58	3	1	-4916,829	6,711	903,214	19,473	-1058,385	22,805
59	1	1	-4916,829	6,711	903,214	19,473	-1058,385	22,805
59	2	1	-4916,054	6,711	905,607	19,473	-1061,187	22,805
59	3	1	-4915,278	6,711	908	19,473	-1063,989	22,805
60	1	1	-4915,278	6,711	908	19,473	-1063,989	22,805
60	2	1	-4914,503	6,711	910,392	19,473	-1066,791	22,805
60	3	1	-4913,728	6,711	912,785	19,473	-1069,594	22,805
61	1	1	-4913,728	6,711	912,785	19,473	-1069,594	22,805
61	2	1	-4912,953	6,711	915,178	19,473	-1072,396	22,805
61	3	1	-4912,178	6,711	917,571	19,473	-1075,198	22,805
62	1	1	-4912,178	6,711	917,571	19,473	-1075,198	22,805
62	2	1	-4911,403	6,711	919,963	19,473	-1078	22,805
62	3	1	-4910,628	6,711	922,356	19,473	-1080,802	22,805
63	1	1	-4910,628	6,711	922,356	19,473	-1080,802	22,805
63	2	1	-4909,853	6,711	924,749	19,473	-1083,604	22,805
63	3	1	-4909,078	6,711	927,142	19,473	-1086,406	22,805
64	1	1	-4909,078	6,711	927,142	19,473	-1086,406	22,805
64	2	1	-4908,303	6,711	929,534	19,473	-1089,209	22,805
64	3	1	-4907,528	6,711	931,927	19,473	-1092,011	22,805
65	1	1	-4907,528	6,711	931,927	19,473	-1092,011	22,805
65	2	1	-4906,753	6,711	934,32	19,473	-1094,813	22,805
65	3	1	-4905,978	6,711	936,713	19,473	-1097,615	22,805
66	1	1	-4905,978	6,711	936,713	19,473	-1097,615	22,805
66	2	1	-4905,202	6,711	939,105	19,473	-1100,417	22,805
66	3	1	-4904,427	6,711	941,498	19,473	-1103,219	22,805
67	1	1	-4904,427	6,711	941,498	19,473	-1103,219	22,805
67	2	1	-4903,652	6,711	943,891	19,473	-1106,021	22,805
67	3	1	-4902,877	6,711	946,284	19,473	-1108,824	22,805
68	1	1	-4902,877	6,711	946,284	19,473	-1108,824	22,805
68	2	1	-4902,102	6,711	948,676	19,473	-1111,626	22,805
68	3	1	-4901,327	6,711	951,069	19,473	-1114,428	22,805
69	1	1	-4901,327	6,711	951,069	19,473	-1114,428	22,805
69	2	1	-4900,552	6,711	953,462	19,473	-1117,23	22,805
69	3	1	-4899,777	6,711	955,855	19,473	-1120,032	22,805
70	1	1	-4899,777	6,711	955,855	19,473	-1120,032	22,805
70	2	1	-4899,002	6,711	958,247	19,473	-1122,834	22,805
70	3	1	-4898,227	6,711	960,64	19,473	-1125,636	22,805
71	1	1	-4898,227	6,711	960,64	19,473	-1125,636	22,805
71	2	1	-4897,452	6,711	963,033	19,473	-1128,439	22,805
71	3	1	-4896,677	6,711	965,426	19,473	-1131,241	22,805
72	1	1	-4941,027	6,711	828,511	19,473	-970,9	22,805
72	2	1	-4940,134	6,711	831,269	19,473	-974,13	22,805
72	3	1	-4939,24	6,711	834,027	19,473	-977,359	22,805
73	1	1	-4939,24	6,711	834,027	19,473	-977,359	22,805
73	2	1	-4938,347	6,711	836,784	19,473	-980,589	22,805

Усилия и напряжения

Единицы измерений: кН, м.

Номер эл-та	Номер сечен.	Номер загруж.	Значения					
			N	M _x	M _y	Q _z	M _z	Q _y
73	3	1	-4937,454	6,711	839,542	19,473	-983,819	22,805
74	1	1	-4937,454	6,711	839,542	19,473	-983,819	22,805
74	2	1	-4936,56	6,711	842,3	19,473	-987,049	22,805
74	3	1	-4935,667	6,711	845,058	19,473	-990,278	22,805
75	1	1	-4935,667	6,711	845,058	19,473	-990,278	22,805
75	2	1	-4934,774	6,711	847,816	19,473	-993,508	22,805
75	3	1	-4933,88	6,711	850,574	19,473	-996,738	22,805
76	1	1	-33,737	0	-4,182e-013	-121,089	1,394e-013	-141,894
76	2	1	-32,928	0	-15,537	-121,089	18,207	-141,894
76	3	1	-32,119	0	-31,075	-121,089	36,413	-141,894
77	1	1	-32,119	2,178e-015	-31,075	-121,089	36,413	-141,894
77	2	1	-31,309	2,178e-015	-46,612	-121,089	54,62	-141,894
77	3	1	-30,5	2,178e-015	-62,149	-121,089	72,827	-141,894
78	1	1	-30,5	4,357e-015	-62,149	-121,089	72,827	-141,894
78	2	1	-29,691	4,357e-015	-77,686	-121,089	91,034	-141,894
78	3	1	-28,881	4,357e-015	-93,224	-121,089	109,24	-141,894
79	1	1	-28,881	4,357e-015	-93,224	-121,089	109,24	-141,894
79	2	1	-28,072	4,357e-015	-108,761	-121,089	127,447	-141,894
79	3	1	-27,263	4,357e-015	-124,298	-121,089	145,654	-141,894
80	1	1	-27,263	4,357e-015	-124,298	-121,089	145,654	-141,894
80	2	1	-26,453	4,357e-015	-139,835	-121,089	163,86	-141,894
80	3	1	-25,644	4,357e-015	-155,373	-121,089	182,067	-141,894
81	1	1	-25,644	4,357e-015	-155,373	-121,089	182,067	-141,894
81	2	1	-24,834	4,357e-015	-170,91	-121,089	200,274	-141,894
81	3	1	-24,025	4,357e-015	-186,447	-121,089	218,481	-141,894
82	1	1	-24,025	8,713e-015	-186,447	-121,089	218,481	-141,894
82	2	1	-23,216	8,713e-015	-201,984	-121,089	236,687	-141,894
82	3	1	-22,406	8,713e-015	-217,522	-121,089	254,894	-141,894

Усилия и напряжения

Единицы измерений: кН, м.

Номер эл-та	Номер сечен.	Номер загруж.	Значения					
			N	Mк	My	Qz	Mz	Qy
83	1	1	-22,406	1,089e-014	-217,522	-121,089	254,894	-141,894
83	2	1	-21,597	1,089e-014	-233,059	-121,089	273,101	-141,894
83	3	1	-20,788	1,089e-014	-248,596	-121,089	291,307	-141,894
91	1	1	-648,485	-0,015	0	0,315	-0,331	-19,221
91	2	1	-648,485	-0,015	0,008	5,228e-014	0,631	-19,221
91	3	1	-648,485	-0,015	0	-0,315	1,592	-19,221
92	1	1	431,96	0,075	0	0,315	-0,623	-43,802
92	2	1	431,96	0,075	0,008	9,274e-013	1,567	-43,802
92	3	1	431,96	0,075	0	-0,315	3,757	-43,802
93	1	1	4704,361	-0,972	0	4,257e-014	2,028	42,969
93	2	1	4704,677	-0,972	0	4,257e-014	-0,12	42,969
93	3	1	4704,992	-0,972	0	4,257e-014	-2,269	42,969
94	1	1	264,673	-0,391	0	-1,278e-013	1,028	20,071
94	2	1	264,988	-0,391	0	-1,278e-013	0,024	20,071
94	3	1	265,303	-0,391	0	-1,278e-013	-0,979	20,071
95	1	1	-20,166	0	-1,004e-011	3,346e-012	7,807e-012	1,115e-012
95	2	1	-10,083	0	-8,365e-012	3,346e-012	5,019e-012	1,115e-012
101	1	1	91,138	0,025	0	-2,954e-014	0,034	0,01
101	2	1	91,138	0,025	-6,616e-014	-2,954e-014	0,011	0,01
101	3	1	91,138	0,025	-1,323e-013	-2,954e-014	-0,011	0,01
102	1	1	91,138	0,025	-1,356e-013	4,956e-014	-0,011	0,01
102	2	1	91,138	0,025	-2,151e-014	4,956e-014	-0,034	0,01
102	3	1	91,138	0,025	9,258e-014	4,956e-014	-0,057	0,01
103	1	1	91,138	0,025	8,277e-014	-1,852e-014	-0,057	0,01
103	2	1	91,138	0,025	4,139e-014	-1,852e-014	-0,079	0,01
103	3	1	91,138	0,025	0	-1,852e-	-0,102	0,01

Усилия и напряжения								
Единицы измерений: кН, м.								
Номер эл-та	Номер сечен.	Номер загруз.	Значения					
			N	Mk	My	Qz	Mz	Qy
						014		

Выборка усилий и напряжений								
Единицы измерений: кН, м.								
Наименование	Максимальные значения				Минимальные значения			
	Значение	Номер эл-та	Номер сечен.	Номер загруз.	Значение	Номер эл-та	Номер сечен.	Номер загруз.
N	4704,992	93	3	1	-4941,027	72	1	1
Mk	6,769	30	1	1	-0,972	93	1	1
My	965,426	71	3	1	-249,39	12	1	1
Qz	300,497	22	1	1	-121,089	83	1	1
Mz	291,307	83	3	1	-1131,298	44	3	1
Qy	350,853	22	1	1	-141,894	80	1	1

5. Разработка элементов ручного и автоматического управления буровой установкой

В основу разработки системы контроля и управления буровой установкой была положена система Parker Hydraulics.

Данная система применяется на экскаваторах, бульдозерах, погрузчиках и блокоукладчиках John Deer, Caterpillar и нескольких других.

Основные производители крупной буровой техники такие как Prime Drilling, Herrenknecht и Streicher применяют систему Siemens Sematic S5(до 2007 года) и S7 (более поздние версии).

Система Siemens хорошо себя зарекомендовала в условиях цеха и в средней полосе. Но в зимних условиях оказалось, что аналого-цифровые карты, которые устанавливаются на мачте станка работают при температуре от +55 до +5 градусов. Система бинарного маршрутизации сигналов управления, разработанная компанией Siemens для автоматизации промышленных производства хорошо работает в цехе и часто устанавливается на крупногабаритной мобильной технике (тоннельные комплексы), но для ее обслуживания требуется специально обученный высококвалифицированный инженер-электронщик. Сервисных центров, куда можно привезти технику для ремонта электронных систем управления Siemens в России немного и находятся они в крупных городах. Для работы по-настоящему мобильного станка в Российских условиях необходима более универсальная платформа и программное обеспечение, необходима система, подобная той, что используется на экскаваторах и трубоукладчиках. Сервисные центры для обслуживания тракторов и экскаваторов в Российской Федерации функционируют в достаточном количестве. Проблема система Parker Control том, что мощности одного процессора контроллера не достаточно для управления достаточным количеством одновременно

задействованных функций. Решение данной проблемы состоит в том, чтобы задействовать несколько стандартных процессоров в режиме мастер-слэйв. Использование любого нестандартного, т.е. специально выпущенного для данной буровой установки, электронного оборудования недопустимо из-за очевидных сложностей в процессе эксплуатации. Решение с процессорами Parker Control с программой IQNed успешно показало себя на практике и позволило значительно снизить затраты на эксплуатацию и риски длительной остановки бурового оборудования в ожидании запасных частей. Запасные части для системы управления экскаватором значительно проще доставить на буровую площадку, чем SPS карты и элементы управления системы Siemens.

Одна из важнейших задач, которую следует решить при проектировании установки нового типа – это преодоление ее сложностей ведения автоматического ведения бурового журнала. Расшифровка данных самописцев и визуализация записей оператором и мастером смены обычно не предусматривается. Бортовые самописцы крупных буровых пишутся по внутренним протоколам производителей и расшифровываются специалистами диспетчерских центров. Бортовые самописцы на небольших мобильных станках не предусмотрены. Для контроля правильности выполнения технологических решений при передаче смены необходимо в течение короткого времени (не более 5 минут). Принятые решения:

1. Вести запись всех измеряемых параметров каждые 0,2 секунды.
2. Предусмотреть возможность выводить на один экран компьютера с операционной системой Windows все измеряемые параметры в виде графиков разного цвета, или таблиц. При этом величины измеряемых параметров должны быть отображены на оси Y, а время отображать на оси X. При этом временной интервал должен быть таким, чтобы график одной смены помещался на формате А4. Это необходимо для передаче смены. Такой режим работы самописца позволит работать с машиной персоналу без специальной подготовки.
3. Необходимо предусмотреть возможность продолжать запись параметров после достижения предела памяти записывающего устройства. При этом период записи, когда данные можно будет просмотреть должен составлять несколько месяцев. По факту при интенсивной эксплуатации буровой установки период хранения данных составил более года.

Система визуализации, установленная на бортовом компьютере машины позволяет видеть и контролировать следующие параметры:

Главный экран

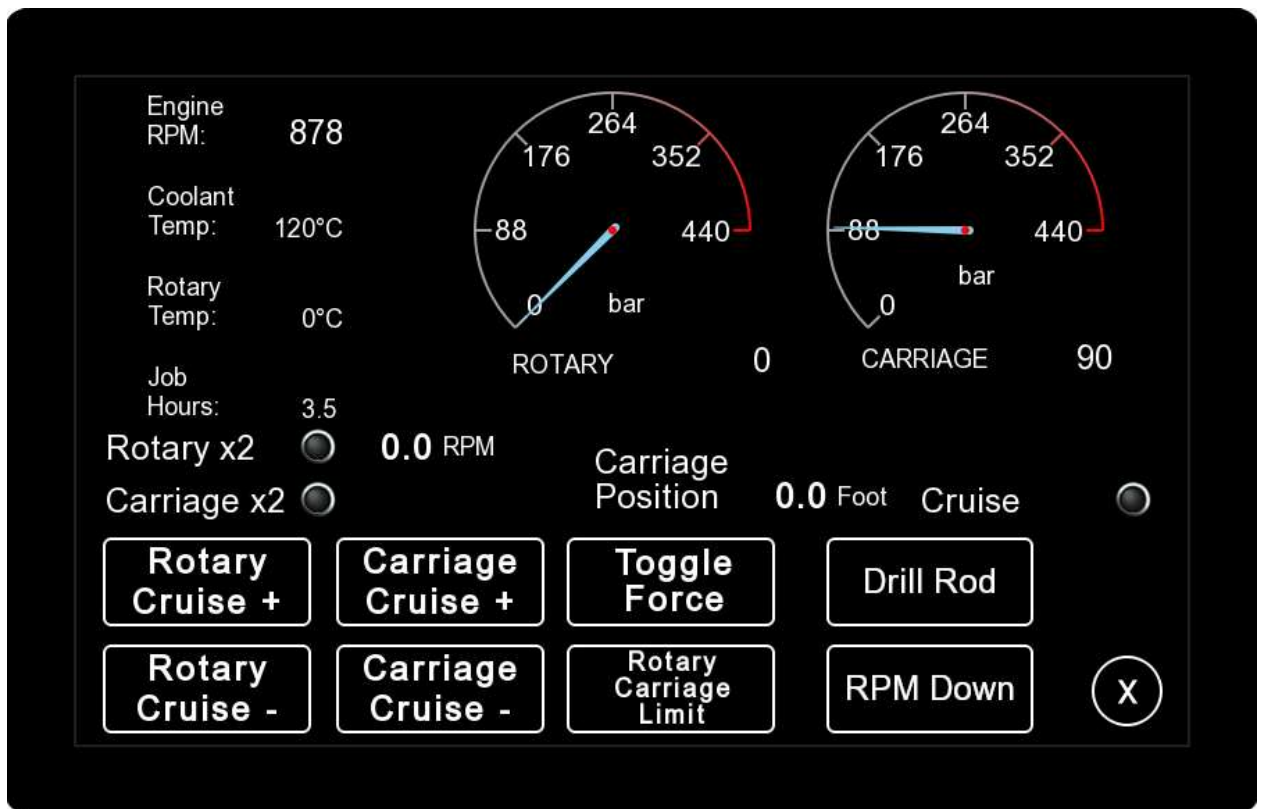


Рис.48

Видеть:

- Обороты двигателя
- Температуру охлаждающей жидкости
- Температура привода вращения
- Давление на вращение
- Давление на движение

Контролировать:

- Вращение
- Движение
- Усилие поворота тисков
- Поддержки бурильных труб

Экран контроля усилий:

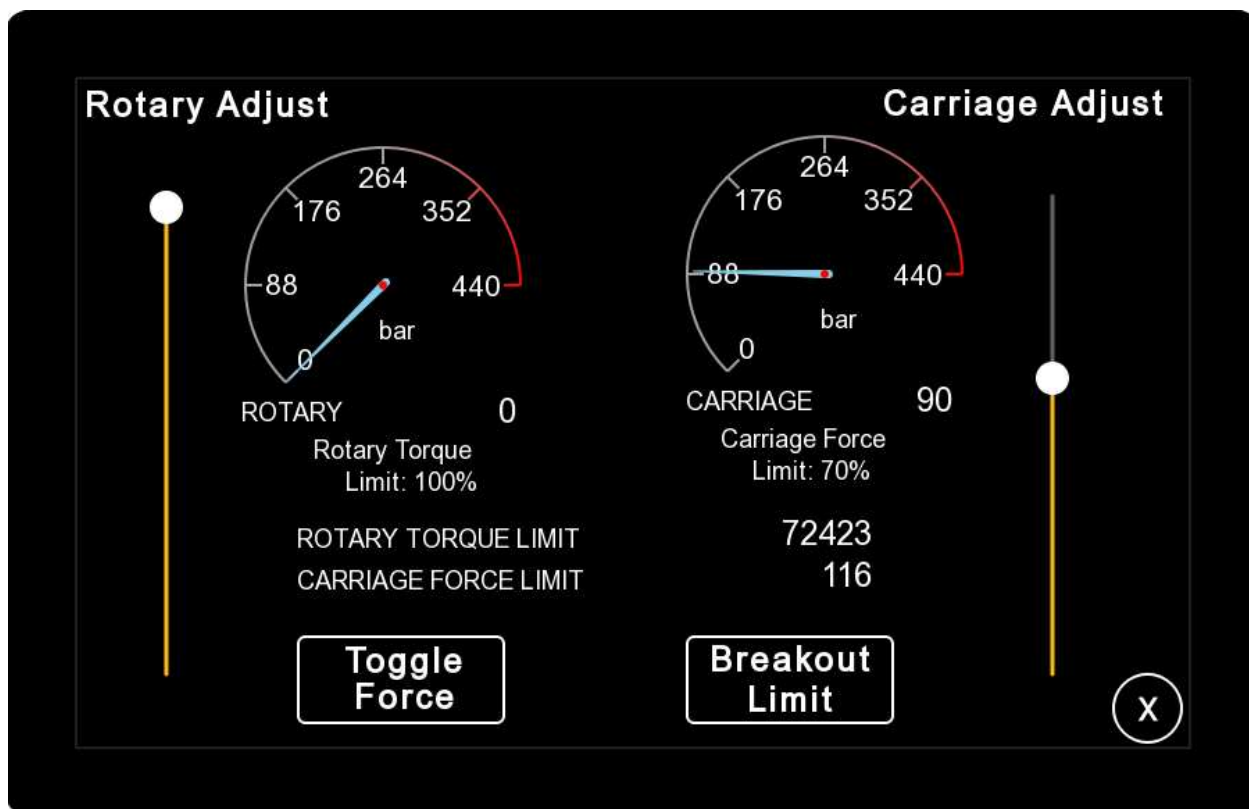


Рис.49

Позволяет видеть:

- Момент вращения
- Осевое усилие

Контролировать:

- Усилие вращения
- Осевое усилие
- Усилие закручивания

Экран контроля гидравлических тисков:

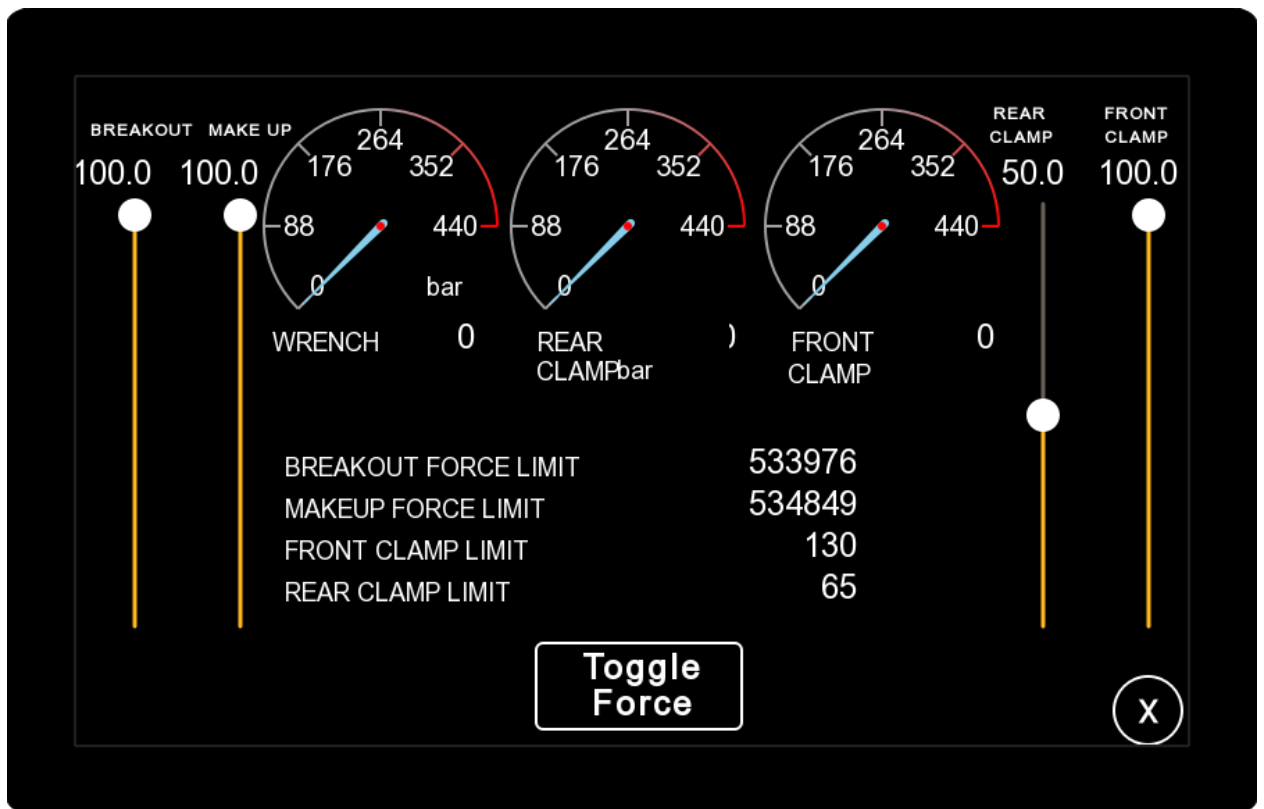


Рис.50

Позволяет видеть:

- Усилие затяжки труб
- Усилие раскручивания труб
- Усилие зажимов впереди и сзади

А так-же контролировать и регулировать вышеназванные усилия

Экран рабочих параметров двигателя:

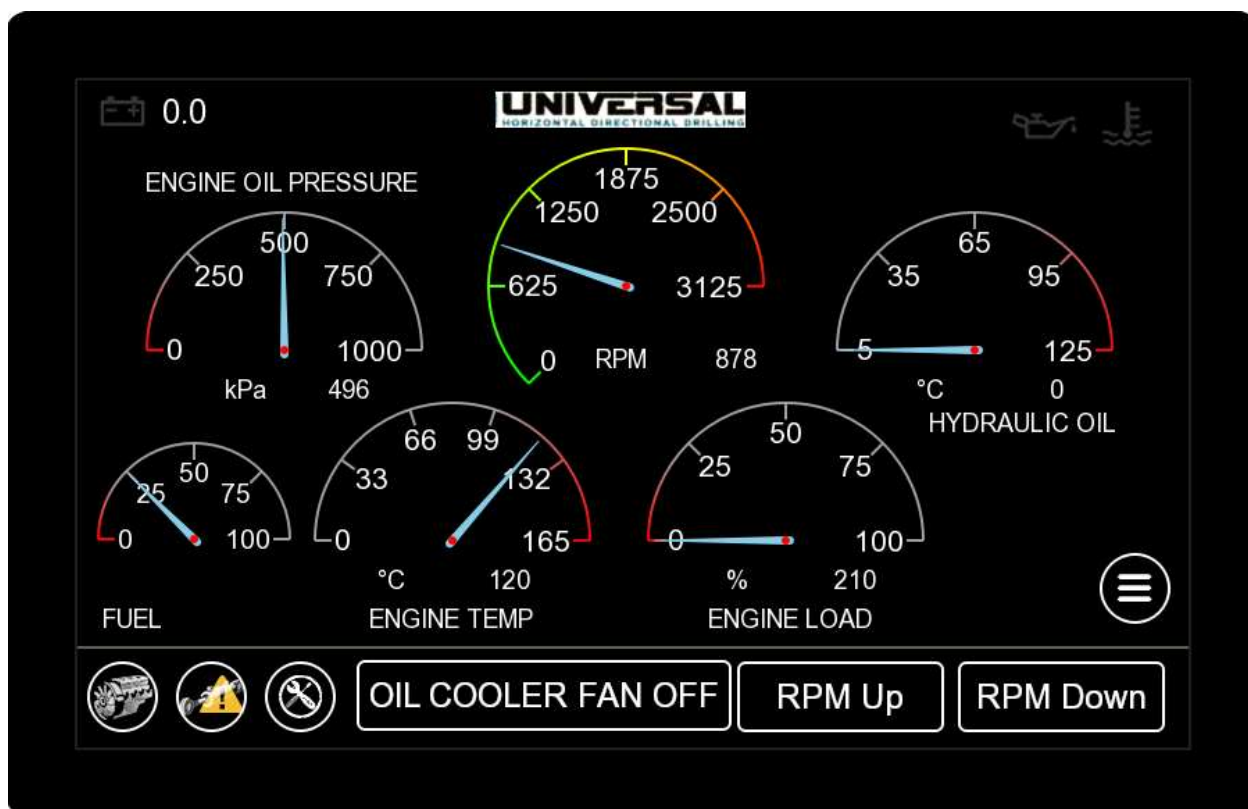


Рис. 51

Позволяет видеть:

- Давление масла двигателя
- Обороты дизельного двигателя
- Температуру гидравлического масла
- Температуру охлаждающей жидкости
- Уровень нагрузки на двигатель
- Уровень топлива
- Работу вентилятора охлаждения
- Ошибки систем двигателя

И устанавливать:

- Обороты двигателя
- Включение вентилятора охлаждения

Контрольный экран:

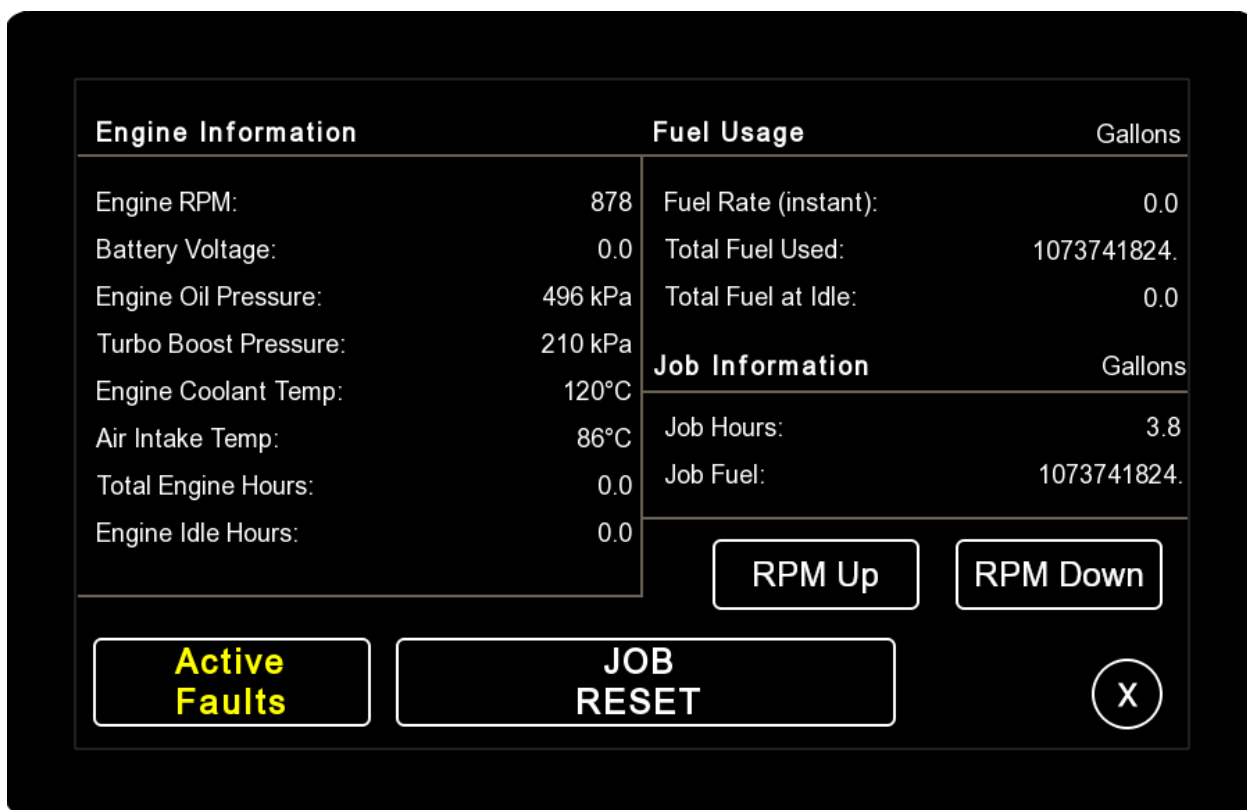


Рис.52

Позволяет видеть:

- Обороты двигателя
- Напряжение аккумулятора
- Давление масла двигателя
- Давление турбины
- Температуру двигателя
- Температуру охлаждающей жидкости
- Температуру воздуха на входе в двигатель
- Общее количество моточасов с нагрузкой
- Общее количество моточасов без нагрузки
- Потребление топлива
- Общее количество топлива
- Общее количество топлива без нагрузки
- Часы работы стнка
- Потребление топлива в часы работы
- Ошибки систем

На каждом из этапов очень важен контроль и запись осевой нагрузки на долото. Есть несколько способов измерения осевой нагрузки:

1. Расчетом исходя из давления в гидравлической системе привода. Произведение давления и объема рабочей камеры аксиально поршневой группы дают момент вращения самого гидромотора. Для написания программы контроля осевого

усилия следует не забыть передаточные числа редукторов и диаметр приводной шестерни

2. Установкой тензометрического пальца. Данный способ измерения является наиболее точным. Его суть заключается в установке в нагруженном элементе стального пальца с тензодатчиком. При изменении суммы механических напряжений в месте установки тензометрического датчика внутри самого датчика меняется сопротивление. Изменение сопротивления пропорционально изменению механических напряжений. [23]

VI. Описание практического опыта проектирования и производства бурового станка

Проектирование станка описываемой конструкции явилось результатом необходимости строительства скважин диаметром более 300 мм и длиной более 1500 метров на глубине менее 500 метров. К моменту начала проектирования внедряемого станка, в буровой отрасли не было оборудования, отвечающего требованиям безопасности и способного бурить подобные скважины. При внедрении любого нового оборудования у отрасли появляются новые возможности, но на первых этапах внедрения новых технологий всегда возникают сложности, связанные с «детскими болезнями» прототипов, а так же неготовностью инфраструктуры и персонала к перестройке к работе на новых принципах.

1. Экономический эффект от внедрения нового поколения оборудования

При расчете экономического эффекта от внедрения нового оборудования можно применить различные методы. При любом из методов внедрение считается эффективным в случае, если удастся снизить затраты, или повысить производительность. Таким образом повысив прибыль проекта. Повышение производительности можно приравнять к снижению затрат, приведенных к единице времени.

В качестве основы для анализа экономического эффекта от внедрения нового оборудования воспользуемся данными, полученными из бухгалтерии одной из буровых компаний-подрядчиков компании Татнефть при бурении скважин диаметром 300 мм длиной 1500 метров на глубине 300 метров на Ашальчинском месторождении СВН:

Таблица 14. Расчет стоимости работ строительства скважин на месторождении сверхвязкой нефти ОАО "Татнефть"

№ п/п	Наименование работ	Стоимость, руб. без НДС
1.	Бурение и крепление одной скважины длиной от 1400 до 1800 м	33,000,000.00
1.1.	в т.ч. буровые работы, выполняемые силами Подрядчика в соответствии с перечнем работ, монтаж/демонтаж установки, передвижка в пределах куста и с куста на куст.	23,000,000.00
1.2.*	в т.ч. услуги сервисных предприятий (субподряд)	10,000,000.00

	A*	Технологическое сопровождение по буровым растворам	1,384,297.20
	B*	Стоимость услуг цементирования скважины	1,231,646.45
	C*	Услуги по наклонно-направленному бурению (телеметрия, навигационное сопровождение)	5,638,456.35
	D*	Долотный сервис и ВЗД	1,745,600.00
2	Стоимость строительства 4-х скважин без учета мобилизации/демобилизации без учета НДС 18%		132,000,000.00
3	Стоимость строительства 4-х скважин без учета мобилизации/демобилизации с учетом НДС 18%		155,760,000.00
4	Прибыль от одной скважины без аварий		15,576 000.00

Таблица 14

Из результатов видно, что затраты на одну скважину составляют $155,760/4=38\ 940$ тыс. рублей в ценах 2014 года. Цифры в таблице – это финансовые средства, выделяемые Подрядчиком бригадам на строительство скважин с применением речных станков и станков с канатным приводом. Станок с канатным приводом уже работал на месторождении до внедрения описываемого станка.

Можно предположить, что экономический эффект от внедрения нового станка будет иметь место в том случае, если этот станок может выполнять бурение быстрее и будет стоить дороже. Т.е. экономический эффект можно рассчитать исходя из стоимости капитальных вложений и количества скважин за год.

Рассмотрим эффективность работы речного и канатного станка с точки зрения времени на строительство одной скважины:

№	Наименование операций	Количество дней бурения внедряемым станком	Количество дней для бурения станком NOV
1	Строительство временных подъездных путей	1	1
2	Отсыпка строительной площадки	1	1
3	Устройство водозабора	1	1
4	Устройство городка	1	1
5	Строительство Фундамента для установки станка	1	2
6	Монтаж бурового комплекса	1	7
7	Монтаж насосного оборудования	1	2
8	Забуривание, бурение под кондуктор 40 метров, установка кондуктора	1	3
9	Бурение под первую обсадную, 350 метров	4	5
10	Установка первой обсадной	1	1

11	Цементаж первой обсадной	1	1
12	ГИС	1	1
13	Бурение под фильтры 1540 метров	4	5
14	ГИС	1	1
15	Установка фильтров с промывкой	1	1
16	Отцепление фильтров, подъем колонны	1	1
17	Монтаж эксплуатационного оборудования	1	2
18	Монтаж устьевого арматуры	1	1

Таблица 15. Сравнение времени на бурение одной скважины

Таким образом сравним эксплуатационную производительность станка канатного типа и внедряемого станка:

Эксплуатационная производительность при бурении скважин составит:

Внедряемый буровой станок

1500 метров/ 21 день = 71 метр в день
(одним станком за каждый день
разработки месторождения)

Канатный станок

1500 метров/(21+8 дней) =51 метр в день
(одним станком за каждый день
разработки месторождения)

Сравнение производилось по результатам внедрения прототипа. В данный момент срок бурения одной скважины внедренным станком составляет в среднем 12 дней для бурения одной наклонной скважины длиной 1500 метров диаметром 300 мм.

Таким образом можно сказать, что внедряемый станок пробурит 17 скважин за год, а станок NOV пробурит 12 скважин за год.

Прибыль с одной скважины составляет 15 576 000 рублей, значит годовая прибыль от работы внедряемым станком составит:

Прибыль за год=количество скважин · количество скважин пробуренных за 1 год

Годовая прибыль от внедряемого станка= 17·15 576 000=264 792 000 рублей

Годовая прибыль от станка NOV =12·15 576 000=186 912 000 рублей

Произведем расчет капитальных затрат на закупку одного комплекса и срока его окупаемости:

Стоимость 1 комплекса NOV по данным таможенного оформления: 18 000 000
Долларов, что в ценах 2015 года составило 900 000 000 рублей

Стоимость 1 комплекса ADI по данным из контракта: 2 500 000 долларов станок и
1 500 000 долларов дополнительное оборудование= 4 000 000 долларов, что по курсу
2015 года составило 200 000 000 рублей.

Рассчитаем срок окупаемости оборудования

СРОК ОКУПАЕМОСТИ = РАЗМЕР ВЛОЖЕНИЙ / ЧИСТАЯ ГОДОВАЯ ПРИБЫЛЬ

Срок окупаемости для внедряемого оборудования= 200 000 000/264 792 000=0,75
года, или 9 месяцев

Срок окупаемости NOV = 900 000 000/186 912 000= 4,8 года, или 4 года и 10 месяцев.

Результат расчетов наглядно показывает почему в 2014 году на Ашальчинском месторождении находилось 2 станка NOV и 1 станок реечного типа переделанный из ГНБ, а в конце 2015 года на месторождении работало 15 станков реечного типа и 2 станка NOV.

Сложности, связанные с первым опытом эксплуатации станков и их преодоление

Сложности, связанные с внедрением станка и меры, которые были приняты для их решения приведены в таблице ниже:

Номер	Сложности	Решения
1	Слом твердосплавных вставок в ключе буровой установки	Расстояния между вставками были изменены, слом прекратился
2	Требования по внедрению новых экологических стандартов TIR4	Перепроектирование посадочных мест под двигателя, как результат изменение посадочных мест на все элементы гидросистемы после 2016 года
3	Слишком медленный выход цилиндров в гидроключе, при значительном снижении регулируемого давления на замки труб, что неудобно при большом ходе.	Увеличение объема прокачки масла, замена клапанов на клапана с большим диаметром дросселей решило проблему
4	Слишком быстрая работа системы автономного нагрева гидравлического масла при выключенном дизельном двигателе	Изменение в программе, отключение системы обогрева при достижении температуры масла 60 градусов.
5	Недостаточная грузоподъемность настраиваемых опор для труб	Замена цилиндров на первой же машине на большие решила проблему
6	Желание подрядчиков ездить на установке в собранном состоянии как на тракторе от одного куста к другому привело к деформации опорных элементов гусеничной платформы. При том что гусеничный привод предназначен для движения в пределах куста	Усиление опорных элементов решило проблему
7	Попадание дождя на окна кабины управления, окна на первой установке открывались вниз, подрядчик попросил так сделать для лучшего обзора	Открытие окон козырьком над окнами решило проблему
8	Отсутствие автоматической подачи бурильных труб	Система подачи труб поставляется начиная со второй машины.
9	Вибрация мачты при резкой остановке каретки на большой скорости близко к	Автоматическое замедление каретки при

	верхнему концу мачты в наклонном положении	движении на второй скорости
10	Сложности с выходом штока стандартного переводника свободного хода из нефтяной отрасли. Все традиционные переводники рассчитаны на вертикальную работу	Увеличение размера и количества сапунов, повышение хода, и как следствие, веса штока решило проблему
11	Необходимость нажатия кнопки для закрытия клиньев.	На всех версиях машины начиная со второй есть режим когда клинья опускаются вниз под собственным весом
12	Недостаточно утепленный пол кабины управления	Пол кабины управления был дополнительно утеплен
13	Стук в коробке гидромотора Поклейн при движении на второй передаче	Мотор был заменен по гарантии
14	Отсутствие разъемов в точке перегиба бурового рукава	В рукав был вставлен дополнительный разъем для подюльчения ЦА и слива остатков раствора при остановке бурения в зимнее время
15	Недостаточная мощность реечного привода для продольного движения мачты относительно рамы для движения мачты в вертикальном положении, мачту нужно поставить в нужное положение в горизонтальном положении и потом поднять	Можно увеличить мощность привода, но на новых машинах внедрена система, которая производит движение мачты относительно мачты за счет движения моторов каретки.

При внедрении каждой последующей установки ADI количество проблем было значительно меньше, чем на предыдущей. Несмотря на сложности новый станок показал лучшую динамику, чем традиционные станки с лебедками и лучшую, чем модифицированные станки ГНБ.

VII. Заключение. Выводы

1. Перспективы применения мобильных универсальных буровых станков в различных добывающих отраслях

Нынешняя экономическая ситуация диктует необходимость начала производства данного вида станков в Российской Федерации, но начало подобного производства должно быть связано с массовым внедрением данного оборудования. Но до внедрения подобного оборудования следует более широко внедрить технологию добычи ископаемых скважинным способом в традиционно консервативные добывающие отрасли. В данной работе речь идет не о добыче полезных ископаемых, а о буровой установке для бурения скважин нужной формы и теперь можно с уверенностью сказать, что данная технология доступна добывающим отраслям. Однако для ее внедрения следует сломать устоявшиеся стереотипы как буровой отрасли, где 99% всего бурового оборудования имеет лебедки и канаты, так и горно-добывающей

отраслей, где большая доля полезных ископаемых добывается карьерным, или шахтным способами, требующими перемещения огромных масс горной породы. Предприятия, структура которых ориентирована на добычу шахтным, или карьерным способом не готовы на масштабную реструктуризацию и перестройку собственной структуры на добычу полезных ископаемых скважинным способом несмотря на то, что во многих местах шахтный способ будет дешевле и перспективнее, значительно улучшив показатели разубоживания породы.

Для широкомасштабного внедрения подобной технологии в России необходимы меры, принимаемые профильными министерствами и ведомствами, направленные на снижение затрат на разработку рудных месторождений и снижение рисков на начальных этапах разведки и добычи запасов.

Помимо сложностей с внедрением скважинного способа как такового существует еще проблема буровой отрасли. Большинство скважин, пробуренных в нашей стране строго вертикальные и горизонтальные отводы редко превышают 500 метров. Специалисты и руководители большинства буровых компаний не могут представить себе буровой станок без лебедок и канатов и скважины с наклонным устьем длиной несколько километров проведенные с высокой точностью не укладываются в традиционную буровую отрасль.

Пионер скважинного метода добычи полезных ископаемых профессор А.С. Хрулев проводил внедрение своей технологии используя вертикальные скважины, на момент внедрения технологии скважинной гидродобычи россыпного золота технологий бурения горизонтальных скважин достаточного диаметра специально предназначенными для этого мобильными буровыми установками. Если соединить технологию гидродобычи технологию с новыми возможностями горизонтального бурения, которые дает внедряемая буровая установка, охват зоны пласта одной скважиной вырастет в сотни раз.

Во второй части данной работы автор приводит классификацию станков по отраслям применения. Рассмотрим перспективы применения внедряемого оборудования различных добывающих отраслях:

- Бурение скважин для добычи углеводородов.

Несмотря на то, что все арктические моря России недоизучены, здесь выявлены наибольшие запасы нефти и газа (Баренцево и Карское моря). Данная ситуация позволяет утверждать, что именно в российских морях возможен наибольший прирост запасов и открытие многих новых крупных месторождений в широком стратиграфическом диапазоне отложений.

Арктический регион России богат нефтегазовыми месторождениями: на шельфе и побережье Печорского и Карского морей разведано 19 месторождений тяжелых и битуминозных нефтей. Их общие извлекаемые запасы составляют 1,7 млрд т. Сегодня разрабатываются только месторождения севера Тимано-Печорской провинции, где общий объем добычи не превышает 0,6 млн. т в год. Непосредственно на шельфе, в Печорском море, на пяти открытых месторождениях сосредоточено 0,4 млрд т извлекаемых запасов, 85% которых представлены тяжелыми и битуминозными нефтями. Особенностью освоения арктических месторождений является их оторванность от системы транспортных нефтепроводов и отсутствие развитой сети железных дорог. Единственным доступным видом перевозки нефти из региона является морской транспорт.

Первоочередные месторождения для организации морских нефтегазовых промыслов в условиях сложной ледовой обстановки рационально выбирать вблизи побережья с широко развитой инфраструктурой. Особый интерес представляют залежи, которые можно разрабатывать горизонтальными скважинами с берега. Такой подход успешно опробован в США и России и является наиболее безопасным для ранимой природы шельфа Арктики.

Рекорд самой длинной скважины на планете принадлежит коммерческой скважине проекта Сахалин-1. Буровая установка проекта считается на сегодняшний день самой мощной в мире.

Достигнута рекордная длина ствола скважины 12700 метров Южно-Сахалинск, Россия, в июне 2013 г. – скважина Z-42 Консорциум «Сахалин-1», оператором которого является дочернее предприятие корпорации «Эксон Мобил» компания «Эксон Нефтегаз Лимитед» (ЭНЛ), успешно завершил бурение самой протяженной в мире скважины с большим отходом забоя от вертикали на месторождении Одопту на шельфе Дальнего Востока России. Отход от вертикали составил 11 739 метров. Компания ЭНЛ осуществила бурение рекордной скважины используя технологии скоростного бурения и комплексного контроля качества бурения, разработанные компанией "ЭксонМобил", построила скважину за 73 дня, достигнув наивысших показателей в бурении каждого фута скважины. Точность бурения составила (отклонение от расчетной точки) всего 4 метра. Стоимость канатного станка на проекте составила 65 миллионов долларов, скважина поворачивалась под углом 90 градусов на глубине 800 метров, усилие лебедки на подъем колонны составило 750 тонн. Если бы это была скважина с наклонным устьем, ее можно было бы построить на порядок дешевле.

- Для бурения скважин для добычи битумов с последующей добыче диоксида титана и ванадия

Новые установки широко применяются для строительства парогравитационных скважин в настоящее время. К сожалению, в России добыча битумов парогравитационным методом ведется только на двух месторождениях.

- Для бурения скважин для скважинной добычи золота методом выщелачивания или гидроразмыва. В данный момент внедрение метода производится по схеме ниже:

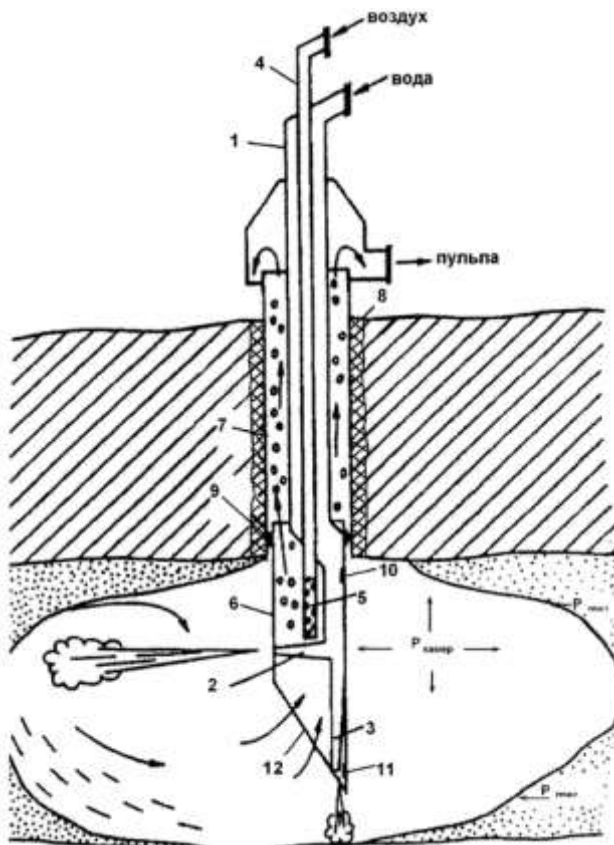


Рис.53

Данная схема позволяет вымыть каверну в пласте и добыть из нее полезные ископаемые используя воду, химические реагенты, или ПАВ. Если скважину проводить по пласту длиной несколько километров, ее эффективность многократно увеличится.

- Для бурения сложных скважин для водоотведения в шахтах и карьерах

Все регламентирующие документы говоря о скважинном водоотведении подразумевают следующую схему:

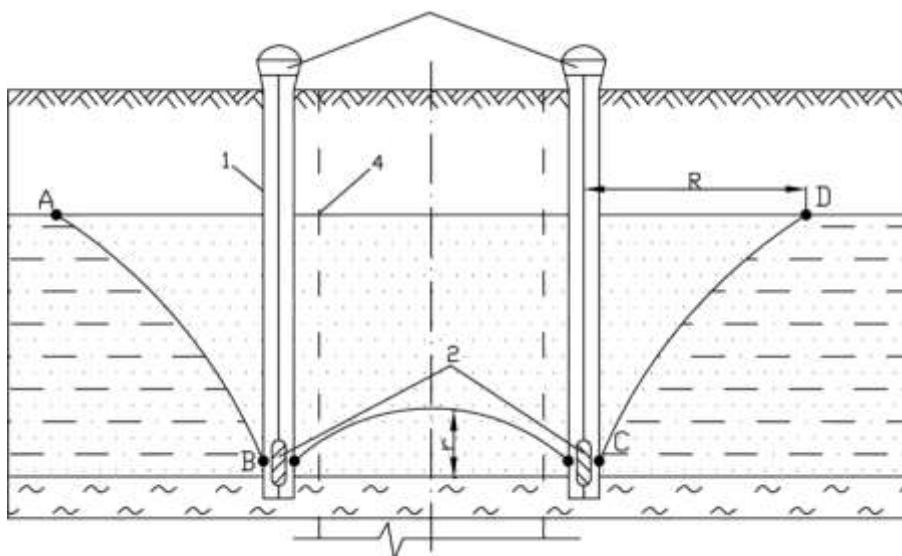


Рис.53

Единственными геометрическими параметрами, определяемыми по данной схеме являются глубина, диаметр и расстояние между скважинами.

Если скважину проводить горизонтально с предварительным напряжением грунта и установкой фильтр-труб с лазерным перфорированием, количество скважин можно значительно уменьшить.

Расчет энергозатрат на организацию шахтного водоотлива приводится в исследовании Горелкина И.М. «Разработка и обоснование способов повышения энергоэффективности насосного оборудования комплексного водоотлива». Эта работа описывает технологию водопонижения в шахтах и рудниках, применяемую на сегодняшний день.

В Российской Федерации исследованием проблем водоотведения и подопонижения занимается гидро-геологическая компания ГИДЭК www.hydrogeoecology.ru На встрече со специалистами нашей компании, специалисты ГИДЭК подтвердили эффективность устройства горизонтально-направленных скважин для отведения воды на шахтах и рудниках средней глубины. Но специалисты ГИДЭК так же сообщили, что траектория горизонтального ствола этих скважин будет иметь несколько поворотов в плане и профиле, что потребует применение навигационной системы нового поколения.

Основными потребителями услуг буровых компаний, имеющих технологии строительства горизонтально-направленных скважин под водоносными горизонтами станут компании добывающие уголь, медь, железную руду, алмазы и другие полезные ископаемые. Наиболее остро проблема водоотлива и водопонижения стоит при добыче угля. Основными потребителями услуг по новой технологии водоотведения должны стать указанные выше угольные компании.

- Для бурения скважин для геотермальной энергии

Ниже- стандартная схема установки теплового насоса и бурения скважин для добычи геотермальной энергии:

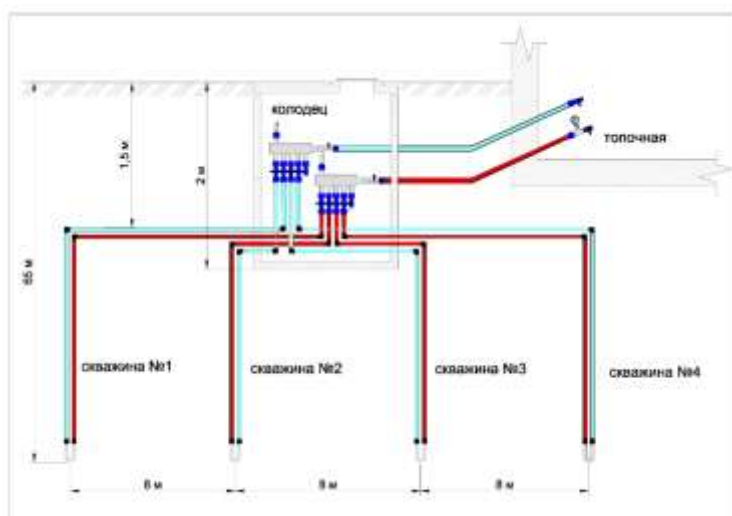


Рис.54

Эффективность теплообмена можно значительно увеличить, если применять на этой глубине одну горизонтальную скважину вместо целой сетки вертикальных.

- Для бурения скважин для дегазации угольных пластов с дневной поверхности

Схема дегазации угольных пластов с дневной поверхности в том виде, в котором ее представляют себе большинство специалистов угольной отрасли изображена на рисунке ниже:

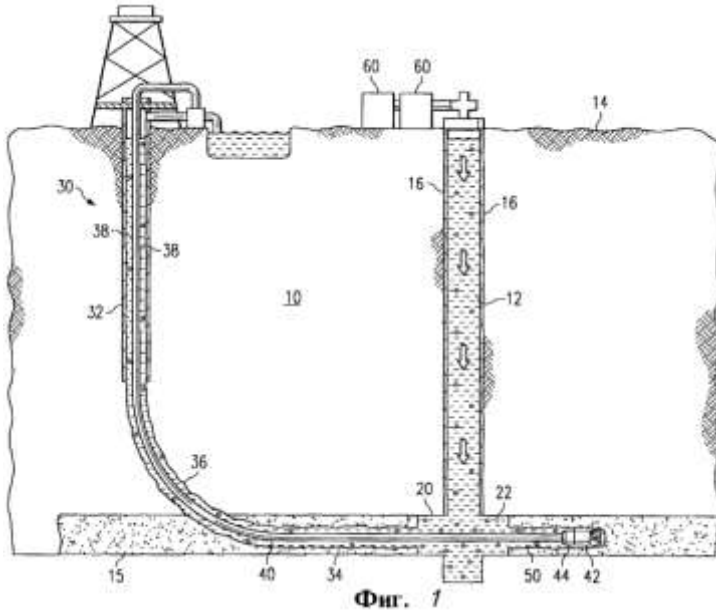


Рис.55

В данном случае работает только горизонтальный участок скважины. Эффективность газоотдаче при прочих равных пропорциональна длине и диаметру скважины. Скважина длиной несколько километров может значительно повысить безопасность добычи угля

- Для бурения скважин для добычи различных руд

Будущая выработка – это скважина, она намного безопаснее рудника или шахты. При ее эксплуатации нет опасности для персонала, нет необходимости в работе людей под землей. Современные технологии уже сейчас позволяют бурить скважины диаметром до 2 метров и длиной несколько километров, но руководители рудных подразделений не имея опыта работы с этой технологией не спешат внедрять ее на своих предприятиях.



Рис.56

- Для бурения скважин для добычи алмазов

Ниже – изображение знаменитого карьера для добычи алмазов. При помощи горизонтальных направленных скважин можно было бы решить проблему разведки расположения кимберлитовых трубок, закладки шурфов для взрыва водопонижения:



Рис.57

- Для бурения скважин для прокладки инженерных коммуникаций
Горизонтальное направленное бурение широко используется для прокладки трубопроводов и кабелей различного назначения. Однако в отрасли ГНБ не используются станки в рудном исполнении и не используются станки, способные работать под наклоном выше 20 градусов.

- Для строительства подземных хранилищ газа
Размер каверны, которую можно вымыть горизонтальной скважиной будет в десятки раз отличаться по объему от каверны, которую можно вымыть при помощи стандартных вертикальных скважин.

Большинство ПХГ в нашей стране построено следующим способом:

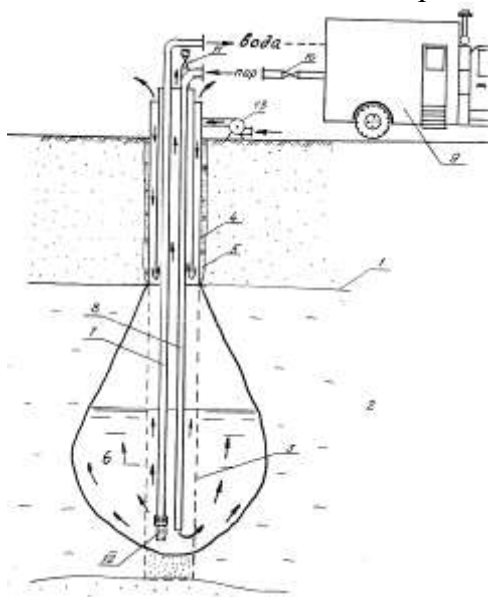


Рис.58

Внедрение нового поколения бурового оборудования позволит изменить ситуацию со строительством ПХГ в несколько раз снизив количество

скважин и увеличив длину предохранительной пробки, т.е. повысив безопасность их эксплуатации.

- Для бурения скважин для выщелачивания полезных ископаемых

Схема выщелачивания урановой руды традиционно выглядит следующим образом:

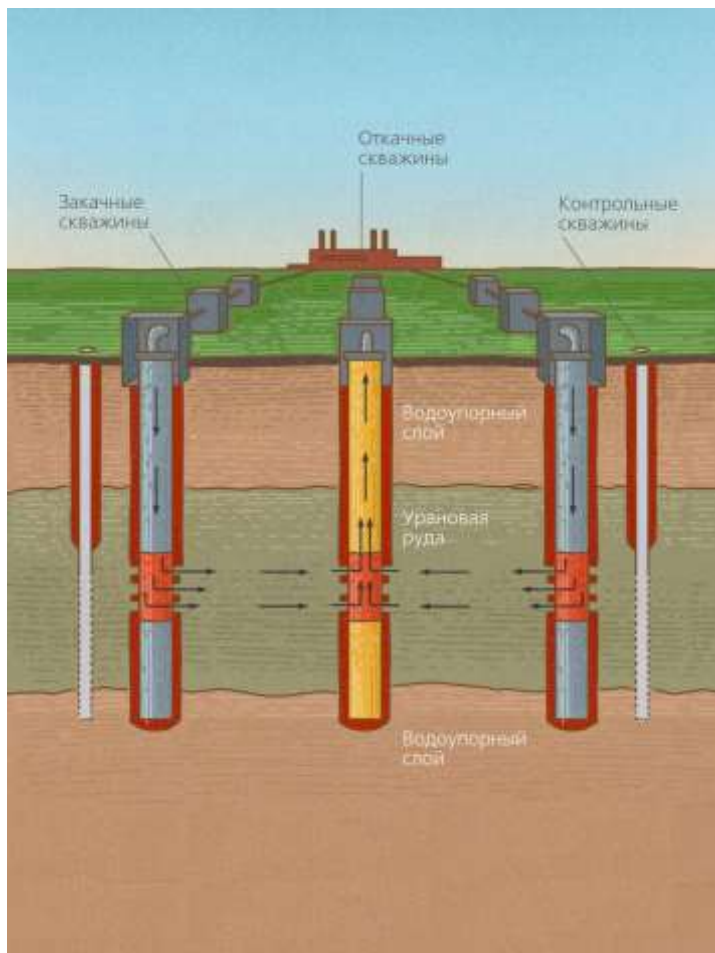


Рис.59

При этом объем зоны воздействия на пласт равен произведению мощности пласта на площадь сечения скважины.

В случае с горизонтальными скважинами это было бы произведение мощности пласта на площадь сечения скважины на длину скважину. В настоящий момент на предприятиях для выщелачивания рудных полезных ископаемых работают буровые компании с традиционными буровыми установками не имеющими возможности проведения точной горизонтальной скважины по пласту. Но со временем ситуация может измениться.

2. Перспективы производства данного типа оборудования в России.

Автором данной работы разработаны чертежи бурового станка для производства на основе российских комплектующих на базе тягача БАЗ, или тягача минского завода колесных тягачей. После ряда встреч с руководителями разных отраслей автор пришел к выводу, что в условиях недостаточно развитой дорожной сети на большинстве месторождений Российской Федерации буровым предприятиям будет удобно иметь установку на базе вездехода.

Изображения новой разработки автора- ниже:

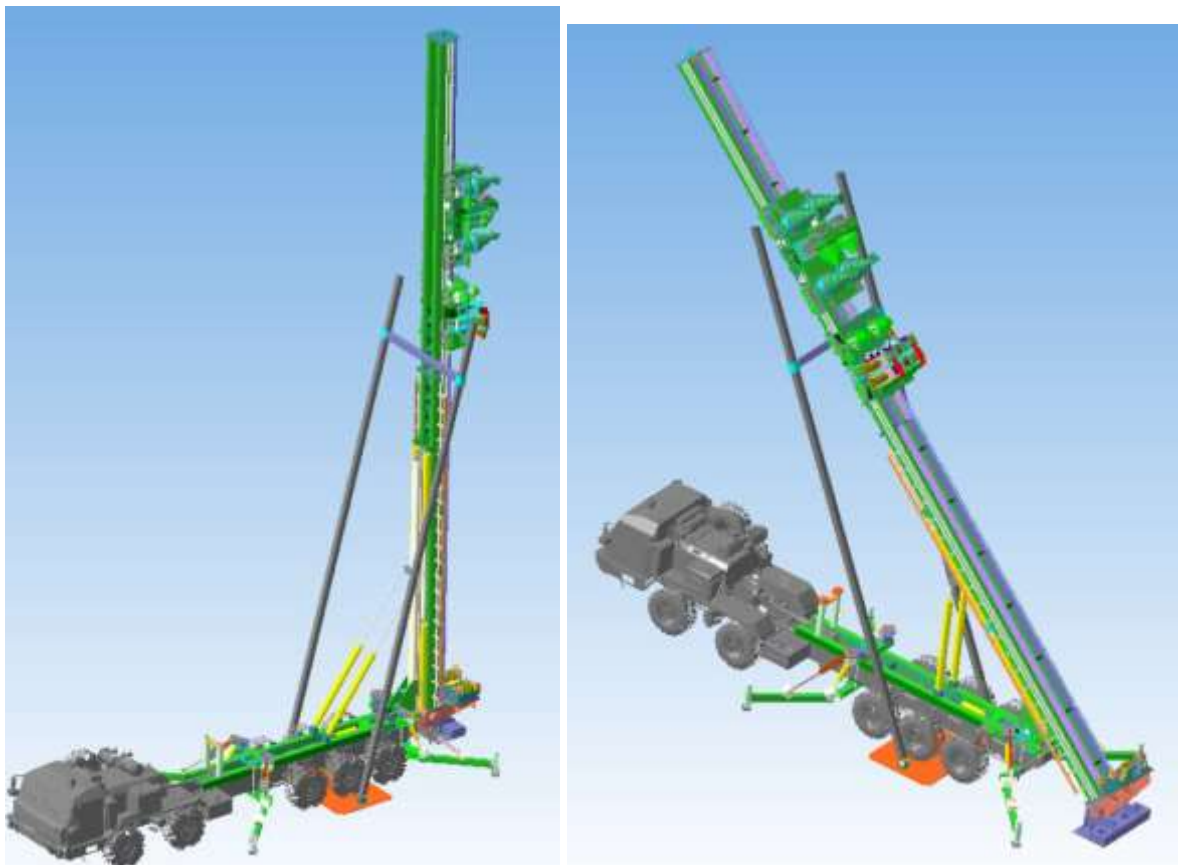


Рис.60. Буровая установка, разработанная автором для российских машиностроительных заводов

Отличие российской установки от американской состоит в следующем:

Российская разработка автора данной работы	Американская разработка автора данной работы
Вездеходное шасси	Гусеничное шасси
Овоидное сечение мачты, согласованное с крановыми заводами РФ для улучшения момента инерции и других геометрических характеристик сечения	Профильное сечение из стандартного прямоугольного профиля
Платформа для смещения оси мачты в горизонтальном положении для снижения веса	Параллелограммный механизм, очень удобен при выставлении машины, но не помещается на вездеходное шасси
Усилие тяги от 120 до 240 тонн (у разработанного экземпляра)	Усилие прямой и обратной тяги 150 тонн у произведенного экземпляра
Отдельный силовой агрегат для бурения, раздатка только для установки мачты на нужный угол и позиционирования. Силовой агрегат не поместился на борту тягача	Силовой агрегат на борту.
Цилиндровый привод продольного перемещения мачты на раме	Реечный привод для продольного перемещения мачты на раме.
Мачта разбирается на две части без помощи крана	Мачта разбирается на две части при помощи крана

Таблица 15

В заключении следует сказать, что автор учел все особенности и сложности эксплуатации станков данного типа при бурении экспериментальных скважин в процессе внедрения станка ADI и готов безвозмездно передать комплект чертежей новейшей буровой установки российскому производственному предприятию, которое будет готово начать производство нового поколения станков для рудной отрасли Российской Федерации. К сожалению, в этом случае данному производственному предприятию придется конкурировать с американским заводом, выпускающим похожую продукцию, разработанную тем же автором.

Внедрение наклонных речных многофункциональных мобильных буровых станков усилием прямой и обратной тяги более 150 тонн с моментом более 70 кНм и более открывает для буровой и добывающей отраслей большие возможности. Целью данной работы было описание внедрения новейшего поколения буровых станков для строительства наклонных направленных скважин значительной протяженности для нужд рудной отрасли. Автор работы доказал возможность строительства горизонтальных скважин при помощи специализированных буровых станков в горно-рудном исполнении и организовал внедрение первых станков на буровых предприятиях России, а так же раскрыл новые технологические и экономические выгоды от внедрения данных буровых станков.

Список литературы

1. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования: Учебное пособие для Вузов/ Л.Г.Чичеров, Г.В.Молчанов, А.М.Рабинович и др. М.: Недра, 1987 г. 422 с.
2. Нефтепромысловое оборудование. Справочник. Под редакцией Е.И.Бухаленко, М.: Недра, 90г.
3. - Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. М.:Недра, 2003 г., 1007 с.
4. - Нефтегазопромысловое оборудование / Под общ. Ред В.Н.Ивановского. Изд-во: М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2006 г.
5. - Ильский А.Л., Миронов Ю.В., Чернобыльский А.Г. Расчет и конструирование бурового оборудования. Учебное пособие для Вузов. М.: Недра, 1985 г. – 452 с.
6. Research and Practice of Improve Offshore Unconventional Heavy Oil Development Effect by Steam Huff and Puff CaiQi Zhang, JianBo Chen, YanChun Su, GuangMing Pan, Yue Wang (Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin ,300452) World Heavy Oil Congress, Edmonton, 2015
7. Определение параметров скважинной гидравлической разработки погребенных многолетнемерзлых песчаных отложений по результатам физического моделирования. А.С. Хрулев, Ю.Л. Филимонов, С.С. Роднов, Ю.Г. Шайкина, УДК 622.241, 2007
8. НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ СТРОИТЕЛЕЙ, Стандарт организации, ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ, Москва 2012, Освоение подземного пространства, ПРОКЛАДКА ПОДЗЕМНЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ КОММУНИКАЦИЙ МЕТОДОМ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ, СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011
9. Brief History of Directional Drilling: The Birth and Development of the HDD Market, Andrew Farr, July 4, 2012, Trenchless Technology
10. Бурение геологоразведочных скважин: учебное пособие / В. Г. Храменков, В. И. Брылин; – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 244 с.
11. Бурение геологоразведочных скважин: учебное пособие по курсовому проектированию / В. Г. Храменков, В. И. Брылин; – 2-е изд., перераб. и доп. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 246 с.
12. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении геологоразведочных скважин: учебное пособие / С. С. Сулакшин; – Томск: Издательство НТЛ, 2000. – 284 с.
13. Техника и технология высокоскоростного бурения / Г. А. Блинов, Л. Г. Буркин, О. А. Володин и др. М., Недра, 1982. – 408 с.
14. Проектирование скважин на твердые полезные ископаемые: Учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М; Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. – 327 с.
15. Оптимизация в геологоразведочном производстве: учебник / В. В. Нескоромных, В. Г. Храменков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 256 с.

16. Бурение разведочных скважин. Учеб. Для вузов / Н. В. Соловьев, В. В. Кривошеев, Д. Н. Башкатов и др.; Под общ. ред. Н. В. Соловьева. – М.: Высш. шк., 2007. – 904 с.
17. ГОСТ 12.1.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
18. ГОСТ 12.4.125-83 Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
19. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
20. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
21. СНиП 23-03-2003. Защита от шума.
22. Horizontal Well Technology, Sada D. Joshi, PHD, Copyright 1991 by PennWell Publishing Company, Library of Congress Catalogue
23. Исследование остаточных напряжений в деталях сложной формы ГТД методом рентгеновской тензометрии. Трофимов В.В., Яблокова Н.А. Научно-технические ведомости СПбГПУ. Наука и образование, Январь, 2011

Текст работы опубликован 18.05.2020

Анищенко Василием Ивановичем на техническом портале

www.smp-engineering.com

на правах рукописи в соответствии с законом о защите авторских прав РФ.