

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный исследовательский технический университет
имени К.И Сатпаева

Институт металлургии и промышленной инженерии

Кафедра «Технологические машины, транспорт и логистика»

5B072400 – Технологические машины и оборудование



ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

канд.техн.наук, асоц.проф.

_____ К.К. Елемесов

«__» _____ 2021 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

на тему: “ Проектирование колтюбинговой установки для бурения цементной пробки в интервале ствола 950-1100 метров, диаметром 146 мм ”

Специальность: 5B072400 – «Технологические машины и оборудование»

Выполнил выпускник

Абдрашит А.А.

Научный руководитель

к.т.н.асоц.проф.

Карманов Т.Д.

«_____» _____ 2021г.

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный исследовательский технический университет
имени К.И Сатпаева

Институт металлургии и промышленной инженерии

Кафедра «Технологические машины, транспорт и логистика»

5B072400 – Технологические машины и оборудование

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

канд.техн.наук, асоц.проф.

_____ К.К. Елемесов

«__» _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающегося Абдрашит Арман Алмабекулы

Тема работы “Проектирование колтюбинговой установки для бурения цементной пробки в интервале ствола 950-1100 метров, диаметром 146 мм”

Утверждено приказом по вузу № 2131-б от «24» ноября 2020 г.

Срок сдачи законченного проекта “25” мая 2021 г.

Исходные данные к дипломному проекту: протяженность и диаметр цементной пробки для бурения колтюбинговой бурильной колонной.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

а) В технической части рассматривается конструкция колтюбинговой колонны и породоразрушающего наконечника;

б) В расчетной части приводятся методики расчетов режима бурения с помощью колтюбинговой бурильной колонны;

в) вопросы безопасности жизнедеятельности и охраны труда;

г) расчет экономической эффективности разработки.

Перечень графического материала (листы графического материала формата А1); Общий вид; чертеж привода; чертеж породоразрушающего наконечника; чертеж грузовой лебедки; чертеж тормозной системы лебедки; чертежи необходимых деталей колтюбинговой установки.

Рекомендуемая основная литература:

1.Вайншток СМ., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И.Подземный ремонт и бурение скважин с применение гибких труб.-М.: издательство Академии горных наук, 1999 г.- 158 с.

Алматы 2021

АҢДАТПА

Дипломдық жобаның мақсаты диаметрі 146 мм 950-1100 метр оқпан аралығында цемент тығынын бұрғылауға арналған колтубинг қондырғысын жобалау.

Бұл дипломдық жобада бұрандалы қондырғылардың сипаттамасы, икемді құбырлар бағанының дизайны мен жіктелуі келтірілген. Техникалық бөлімде цемент тығынын бұрғылауға арналған жабдықтар, сондай-ақ олардың параметрлері мен схемалары ұсынылған. Есептеу бөлігінде цемент тығынын бұрғылау кезінде тікелей жуу есептеулері жүргізілді.

АННОТАЦИЯ

Целью дипломного проекта является проектирование колтубинговой установки для бурения цементной пробки в интервале ствола 950-1100 метров, диаметром 146 мм.

В данном дипломном проекте были приведены описание колтубинговых установок, конструкция и классификация колонны гибких труб. В технической части представлены оборудования для бурения цементной пробки, а также их параметры и схемы. В расчетной части были произведены расчеты прямой промывки при разбурировании цементной пробки.

ANNOTATION

The aim of the diploma project is to design a coiled tubing installation for drilling cement plug in the range of the trunk of 950-1100 meters with a diameter of 146 mm.

In this thesis project, the description of coiled tubing installations, the design and classification of the flexible pipe column were given. The technical part presents the equipment for drilling cement plug, as well as their parameters and schemes. In the calculation part, calculations were made for direct flushing when drilling the cement plug.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Техническая часть	6
1.1 Основные преимущества установок, использующих гибкие трубопроводные цепи	6
1.2 Конструкция колтюбинговой установки	9
1.3 Узлы для хранения колонны гибких труб	12
1.4 Определение тягового усилия инжектора	14
1.5 Расчет режима работы гидропривода транспортера	17
1.6 Определение емкости барабана	19
1.7 Оборудование, применяемое для бурения	20
2 Расчетная часть	24
2.1 Исходные данные	24
2.2 Расчет параметры	24
2.5 Расчёт центрирующих опор вертлюга	27
3 Экономическая часть	28
4 Раздел охраны труда	30
Заключение	31
Список использованных источников	32

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовый комплекс на протяжении всей своей истории придерживался одной приоритетной стратегии - непрерывного значительного увеличения производства новой, богатой продукцией из развитых регионов. К сожалению, большинство месторождений в настоящее время находятся на завершающей стадии разработки из-за снижения добычи.

Разработка этих месторождений требует значительных вложений. Поэтому сегодня одна из основных задач нефтегазовых компаний - полная добыча углеводородов и снижение затрат на этот процесс. Классические технологии для решения этой проблемы имеют свои пределы, и эти пределы достигаются для многих разрабатываемых месторождений нефтегазовой промышленности.

В мировой практике добычи нефти и газа широко распространены технологии, связанные с использованием длинных трубопроводов. Это связано с их высокой производительностью и экономичностью.

Безмуфтовая стальная труба (колтюбинговая труба, гибкая насосно - компрессорная труба – ГНКТ, колонна гибких труб - КГТ) эффективна в большинстве случаев. Сферы их применения разные. Есть возможность проводить подземный ремонт, эксплуатировать скважины, решать проблемы, связанные с транспортировкой углеводородных продуктов, дегазировать угольные жилы. С помощью ГНКТ можно использовать для размораживания замороженных профессиональных труб, по которым транспортируется жидкость или вода. Кроме того, КГТ (чаще всего в горизонтальных скважинах) используется для промывки гравийных набивок в эксплуатационных трубах.

Сегодня наиболее распространенными колтюбинговыми операциями являются: удаление отложений; обработка околоствольной зоны; вызов притока нефти (газа) в скважины; перфорация эксплуатационной цепи; промысловые геофизические исследования; очистка эксплуатационных колонн механическими скребками; шаблонизация эксплуатационных цепей; удерживающие операции; ремонтно-изоляционные работы в скважинах. Но наибольшие перспективы применения гибких труб связаны с бурением цементных пробок.

1 Техническая часть

1.1 Основные преимущества установок, использующих гибкие трубопроводные цепи

Мировой опыт применения гибких трубных колонн более 55 лет. И, конечно же, за этот период были выявлены и неоднократно подтверждены на практике преимущества использования данной технологии перед традиционной работой. К ним относятся:

- обеспечение герметичности устья скважины на всех этапах эксплуатации скважины от подготовки комплекса ремонтного оборудования до завершения технологического процесса;
- возможность работы в нефтяных и газовых скважинах без предварительного засорения;
- отсутствие необходимости разработки и вызова притока скважин, в которых выполнены работы с использованием колонны гибких труб;
- безопасность проведения спуско-подъемных операций, так как в этом случае нет необходимости подсоединять и снимать резьбовые соединения и перемещать насосно - компрессорные трубы (НКТ) на мосты;
- значительное улучшение условий труда рабочих подземных ремонтных бригад при выполнении всего комплекса работ;
- сокращение времени на спуск и подъем скважинного оборудования на глубину проекта. Спускоподъемные операции с применением труб на муфтовом соединении относятся к наиболее трудоемким работам. На них приходится до 40 процентов всего времени, затрачиваемого на операции, проводимые над скважиной;
- обеспечение возможности спуска бурового инструмента при бурении и проведения подземных ремонтных работ в горизонтальных и круто наклонных скважинах;
- соблюдение повышенных экологических требований при проведении всех ремонтных и буровых работ, в частности, из-за меньшего количества оборудования для этих целей по сравнению с традиционным оборудованием;
- значительный экономический эффект от использования КГТ как при ремонте, так и при бурении.

Все преимущества новой технологии реализуются при выполнении видов работ, перечисленных в таблице 1, где также указан ожидаемый объем каждой операции по сравнению с общим объемом всех работ, выполняемых за рубежом.

В настоящее время специалисты различных фирм ежегодно выполняют около тысячи операций на скважинах с использованием колонн гибких труб.

КГТ применяли при работах ПРС (зачистка труб и стволов от песчаных пробок). При внедрении этой технологии использовался КГТ с наружным диаметром 19 мм. В настоящее время созданы буровые установки, работающие с КГТ диаметром 114,3 мм. Помимо совершенствования и

разработки новых технологий ведения нефтяных промыслов, велись разработки и технологии изготовления гибких трубопроводов и нефтепромыслового оборудования и инструментов для их использования.

Таблица 1- Виды работ, выполняемых с КГТ

Виды работ	Общий баланс для каждого вида работ, %	
	США и Канада	Россия
Подземный ремонт скважин	95	100
В том числе:		
удаление пробок		
В электроцентробежном насосе на НКТ	10	82,9
В трубопроводе установки штангового насоса	–	3,5
Очистка ствола, продувка скважин азотом	50	6,7
Обработка кислотой	10	1
Захватные работы	13	1,74
Цементирование скважины	5	–
Каротаж и перфорация	7	–
Перфорация НКТ	–	2,4
Бурение горизонтальных участков ствола скважины и бурение второго ствола	2	–
Прочие операции	3	–
Примечание - тире в столбцах означает, что эти виды работ не освоены с применением КГТ.		

Отличительной особенностью процесса совершенствования данной технологии выполнения работ и оборудования является то, что развитие этого оборудования идет более быстрыми темпами, чем развитие всего комплекса машин для обслуживания скважин. Можно сказать, что сейчас оборудование нефтяных месторождений, реализующее традиционные технологии, находится на грани совершенствования. Оборудование и устройства для внедрения технологий с использованием КГТ - это «прорыв», гарантирующий высокую эффективность процессов капитального ремонта и бурения скважин, особенно при работе на месторождениях со сложными географическими и

климатическими условиями, например, в Мексиканском заливе, Канаде, Северном море, Западная Сибирь, Аляска и побережье Северного Ледовитого океана. Поскольку в состав комплекса КГТ не входят мачты или башни, которые являются необходимым компонентом традиционного нефтепромыслового оборудования, его удобно использовать на морских платформах и нескольких пандусах с ограниченными рабочими площадками.

Конечно, традиционное оборудование, в котором параметры и режимы не предусмотрены с помощью рассматриваемого комплекса, чего пока нет в определенной части. Однако преимущества КГТ и новые технические решения, способствующие их совершенствованию, позволяют постоянно расширять сферу применения и повышать эффективность работы. Например, использование гибких трубопроводов внесло кардинальные положительные изменения в практику бурения нефтяных и газовых скважин, особенно после их завершения, а также в технологии проведения каротажных исследований, работ по вскрытию пластов в наклонных и горизонтальных скважинах.

Перспективы дальнейшего применения КГТ основываются, в частности, на следующих факторах:

- а) в настоящее время создано оборудование, позволяющее работать с колонной гибких труб всех требуемых диаметров и длин;
- б) в случае нейтральных и агрессивных жидкостей обеспечивается долговечность колонн гибких труб.

Высокая эффективность работ, выполняемых с применением КГТ, неизбежно повлияет на стратегию и тактику разработки месторождения в будущем. В первую очередь, это касается эксплуатации месторождений, расположенных в удаленных и труднодоступных местах, а также разработки залежей с аномальными свойствами пластовой жидкости. Кроме того, наряду с дальнейшим развитием оборудования, обеспечивающего работу КГТ, можно достичь высокой эффективности всего комплекса работ, связанных с бурением, освоением, эксплуатацией и ремонтом горизонтальных скважин.

В целом можно выделить основные направления развития этих технологий:

- расширение класса типоразмеров установок;
- повышение технического уровня оборудования, эксплуатационных характеристик агрегатов;
- разработка автоматизированной системы управления функционированием сборочных единиц и технологических процессов;
- создание установок с длинными безмуфтовыми трубами большого диаметра для бурения ответвлений и бурения горизонтальных участков скважин;
- обеспечение полноты поставки;
- возможность сервисного обслуживания.

Для реализации развития этих направлений наиболее эффективны испытания оборудования, разработка технологий и создание полигонов для эксплуатации установок, выделение участков непосредственно на

нефтепромыслах месторождениях для внедрения описываемых технологий. Используя все возможности технологий, основанных сначала на использовании длинномерной безмуфтовой трубы, в сопровождении традиционных подъемников для замены КГТ на муфтовую НКТ, а затем и для полного сервисного обслуживания скважин:

- 1) текущий и капитальный ремонт объектов;
- 2) освоение скважин;
- 3) эксплуатация КГТ в нагнетательных скважинах;
- 4) применение КГТ в центробежных насосных установках;
- 5) работа КГТ со сточными насосами;
- 6) использование серийных штанговых насосов с использованием гидропривода через КГТ.

1.2 Конструкция колтюбинговой установки

Оборудование устья скважины при проведении работ с использованием колонны гибких труб содержит (рис. 2) эксплуатационную арматуру, используемую на данной скважине. Это может быть фонтанная арматура, эксплуатационная арматура установки электроцентробежного насоса, арматура нагнетательной скважины, штанговая скважинная установка с эксцентричной шайбой.

В первых трех случаях на фланце верхней стволовой задвижки монтируют четырехсекционный превентор, входящий в состав комплекса оборудования для проведения подземного ремонта. Превентор должен обеспечивать свободный пропуск колонны гибких труб в скважину. При возникновении аварийной ситуации он либо герметизирует полость колонны насосно-компрессорных труб, в которую спущена гибкая труба, либо удерживает последнюю в подвешенном состоянии, либо перерезает ее, либо перекрывает поперечное сечение скважины.

В рассматриваемых комплексах оборудования используют плашечные превенторы с механическим или гидравлическим приводом. При этом конструкции исполнительной части превенторов корпуса и плашки практически идентичны.

Предпочтительнее применять превенторы с гидравлическим приводом, поскольку ручное управление штурвалами бывает затруднено при высокой эксплуатационной устьевой верхней фланец последней арматуре. Нередки случаи, когда для нефтяной скважины находится на высоте 1,5 – 2 м, а газовой – на высоте 3 – 4 м.

На верхнем фланце превентора монтируют герметизатор. Он служит для обеспечения герметичности полости колонны насосно-компрессорных или эксплуатационных труб при работе с КГТ в штатной ситуации.

Обычно герметизатор колонны гибких труб содержит уплотнительный элемент, через который пропущена гибкая труба. Степень обжатия ее уплотнительным элементом определяется давлением рабочей жидкости гидропривода, подаваемой в его цилиндр. В процессе работы в зависимости от

положения штока цилиндра гидропривода уплотнительный элемент может обеспечивать или гарантированный зазор, или плотное прижатие к поверхности гибкой трубы. В некоторых конструкциях в результате силы трения, возникающей на поверхности контакта трубы с уплотнительным элементом, труба может удерживаться на весу.

Над герметизатором устанавливают устройство, обеспечивающее принудительное перемещение колонны гибких труб вверх или вниз. В отечественной технической литературе это устройство называют транспортом, а в англоязычной – инжектором или инжекционной головкой.

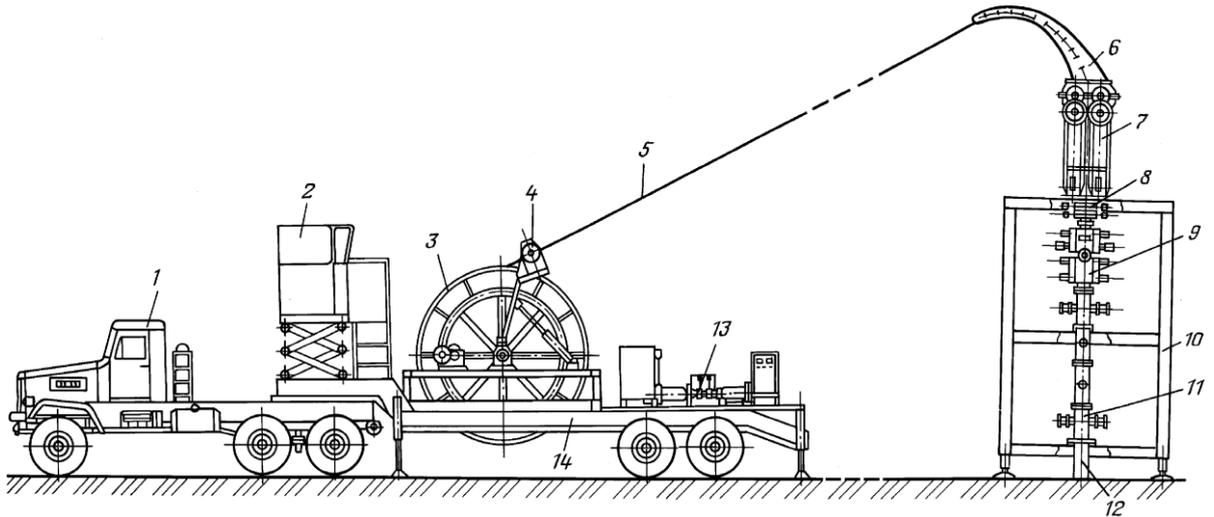


Рис. 1 - Компонировка агрегата на полуприцепе в рабочем положении на скважине:

- 1 – автомобиль-буксировщик; 2 – кабина оператора; 3 – барабан с КГТ; 4 – укладчик КГТ; 5 – колонна гибких труб; 6 – направляющая; 7 – транспортер; 8 – герметизатор устья; 9 – превентор; 10 – опора транспортера; 11 – оборудование устья скважины; 12 – устье жины; 13 – насосная установка; 14 – рама агрегата

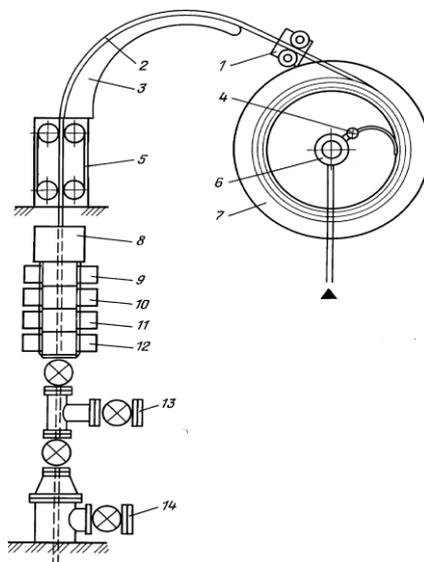


Рис. 2 - Схема оборудования устья скважины и основных узлов агрегата при выполнении работ с гибкой трубой:

1 – укладчик трубы; 2 – колонна гибких труб; 3 – направляющая дуга; 4 – задвижка; 5 – транспортер; 6 – вертлюг; 7 – барабан с КГТ; 8 – герметизатор устья; секции превентора: 9 – пере- крывающая все поперечное сечение, 10 – с перерезывающими плашками, 11 – с удерживающими плашками, 12 – герметизирующая КГТ; отвод жидкости: 13 – из полости НКТ, 14 – из коль- цевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной

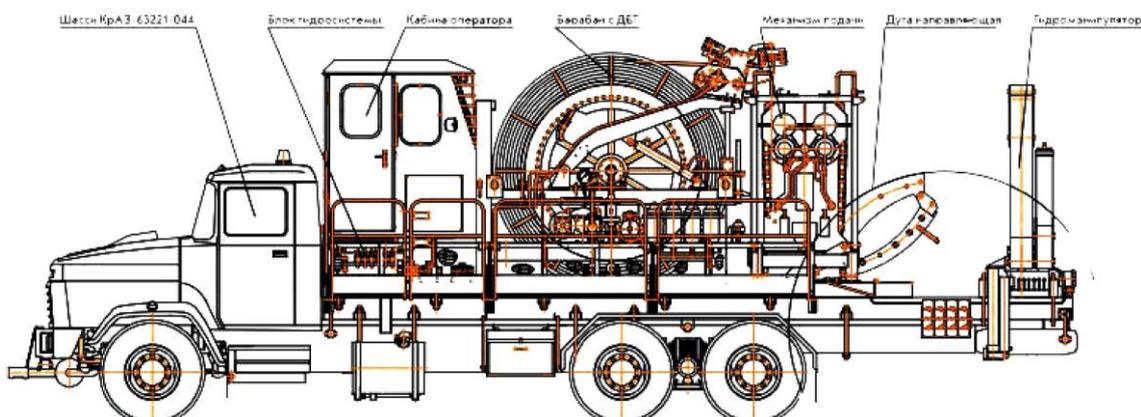


Рис. 3 - Колтюбинговая установка «М-20» производства «Фидмаш»

Особого внимания заслуживает колтюбинговая установка М-20, собранная ОАО «Фидмаш» на базе полноприводного трактора МЗКТ-652712 (8 × 8) с мощностью двигателя 300 кВт или 407 л. с.

«М-20» относится к среднему классу колтюбинговых агрегатов с максимальным тяговым усилением инжектора (механизма подачи трубы) – 27,2 тонн. Установка укомплектована гибкой трубой диаметром 44 мм длиной 4000 м (возможно применения БДТ диаметрами 19,05–50,8 мм). Максимальная масса данной установки не более 46 тонн.

Тип оборудования ремонтно-технологического агрегата «М-20» приведен на рисунке 4, а перечень основных элементов, их наименование, количество и назначение - в таблице 2.

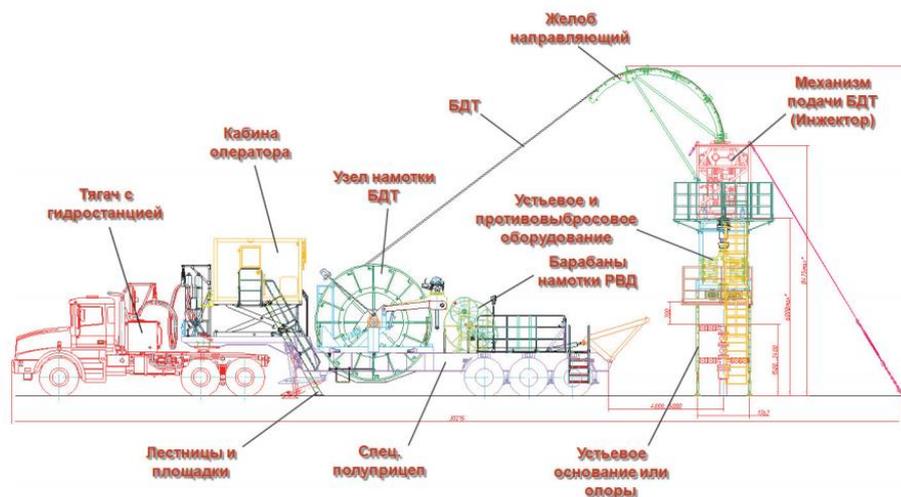


Рис. 4 - Общий вид колтюбинговой установки

Таблица 2 – Перечень основных составных частей, их наименование, количество и назначение ремонтно-технологического агрегата «М-20»

Наименование основных составных частей	Назначение
Базовое шасси автомобиль МЗКТ-652712	Предназначено для монтажа оборудования и транспортировки его на место проведения работ
Кабина оператора	Предназначена для размещения рабочего места оператора, пульта управления оборудованием и приборов контроля, для обеспечения необходимых условий работ при температурах от минус 45 °С до плюс 40 °С
Механизм подъема кабины	Предназначен для подъема кабины оператора в рабочее положение
Узел намотки БДТ (барабан)	Предназначен для обеспечения смотки-намотки БДТ при СПО и замене бунта, подвода в БДТ рабочей среды, закачиваемой в скважину
БДТ	Предназначена для закачки технологических растворов в скважину и закрепления инструмента при проведении ремонтных работ
Манифольд наружный и внутренний, вертлюг	Для подвода технологической жидкости в скважину при проведении технологических операций
Инжектор	Предназначен для спуска и подъема БДТ с

	инструментом в скважину
Барaban намотки рукавов	Предназначен для сматывания и разматывания рукавов высокого давления, подвода гидравлической жидкости на привод инжектора, при проведении подготовительных и заключительных работ
Смазывающий обтиратор	Предназначен для равномерной смазки БДТ в момент её подачи в скважину и извлечения из скважины
Укладчик	Предназначен для автоматической укладки БДТ на барабане
Гидравлический насос	Предназначен для создания давления в гидросистеме
Гидробак	Предназначен для хранения рабочей жидкости гидросистемы
Надрамник	Предназначен для размещения на нем всего оборудования
Установщик оборудования	Предназначен для установки на устье превентора, инжектора с герметизатором
Выносные опоры	Предназначен для вывешивания задней части машины и удержание её в этом положении при работе
Противовыбросовое оборудование	Предназначено для герметизации устья скважины при СПО и в аварийных ситуациях в процессе ремонта скважины без её глушения

1.3 Узлы для хранения колонны гибких труб

Колонна гибких труб или ее часть, не находящаяся в скважине, располагается на барабане, конструкция которого имеет вид цилиндрической бочки, как правило, подкрепленной изнутри ребрами и снабженной по бокам ребордами или радиально расположенными стержнями. Если используют последние, то между ними чаще всего натягивают металлическую сетку, исключая попадание между витками посторонних предметов. Барабан вращается на валу, установленном на подшипниках качения. Для фиксации "мертвого" конца гибкой трубы, намотанной на барабан, его бочка имеет зажимы.

Диаметр последней в зависимости от диаметра гибкой трубы изменяется от 1,6 до 2 м, а ширина составляет в среднем 1,8 – 2,5 м. "Мертвый" конец гибкой трубы соединяется через задвижку, а в ряде случаев и через обратный клапан с каналом, просверленным в валу барабана. У выхода из отверстия на торце вала размещают вертлюг, обеспечивающий подачу технологической жидкости от насосов в полость вала и далее в колонну гибких труб.

Необходимость установки задвижки обусловлена требованиями безопасности – в случае потери герметичности вертлюга или трубопроводов манифольда она обеспечивает герметичность внутренней полости колонны гибких труб, находящихся в скважине, и исключает неконтролируемое

истечение жидкости в окружающее пространство. Наиболее предпочтительной является конструкция узла с задвижкой, а не с обратным клапаном, поскольку с ее помощью при возникновении аварийной ситуации можно оперативно управлять процессом и уменьшать гидравлические потери при течении технологической жидкости.

Узел крепления "мертвого" конца трубы, соединительные элементы и задвижку располагают во внутренней полости бочки барабана. В некоторых конструкциях там же размещают и привод барабана – гидромотор и редуктор.

Конструкция барабана, которую в том или ином виде применяют для большинства агрегатов, приведена на рис. 5.

В комплект барабана для гибкой трубы входит и ее укладчик – устройство для обеспечения ровной укладки витков трубы при ее разматывании и наматывании (рис. 6). В настоящее время общепринято монтировать укладчик в виде двухзаходного винта, перемещающего каретку по направляющим. Через нее пропускается гибкая труба, наматываемая на барабан. Винт приводится в действие от вала барабана посредством цепной передачи. Ролики каретки, направляющие гибкую трубу, соединяются гибким тросом со счетчиком, регистрирующим глубину ее спуска. Специалисты некоторых фирм считают необходимым дублирование счетчиков, устанавливая один непосредственно на каретке, а второй – в кабине оператора.

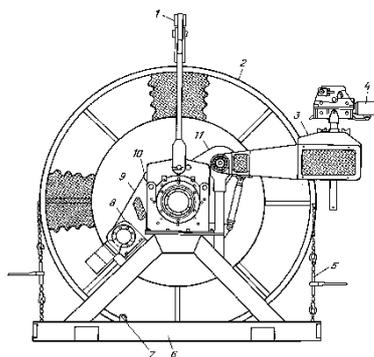


Рис. 5 - Конструкция барабана для хранения колонны гибких труб:
1 – траверса; 2 – катушка для намотки КГТ; 3 – механизм укладчика; 4 – подвижная каретка укладчика; 5 – стопор катушки; 6 – рама; 7 – фиксатор; 8 – привод катушки; 9 – трансмиссия; 10 – крышка опоры подшипника; 11 – привод механизма укладчика

Узел, в который входит барабан, может быть неподвижно закреплен на раме агрегата или иметь вертикальную ось, позволяющую ему поворачиваться с небольшими отклонениями ($15 - 20^\circ$), что приводит к снижению нагрузки на элементы агрегата при разматывании или наматывании витков трубы, находящихся на краях барабана. Однако в этом случае усложняются конструкции и рамы, и узла барабана.

Для обеспечения смазки поверхности трубы, направляемой в скважину, и защиты ее от коррозии после извлечения на поверхность проводят орошение (смачивание) трубы, намотанной на барабан. Для этого вдоль нижней части барабана устанавливают распылители, а под ним самим – сборник.

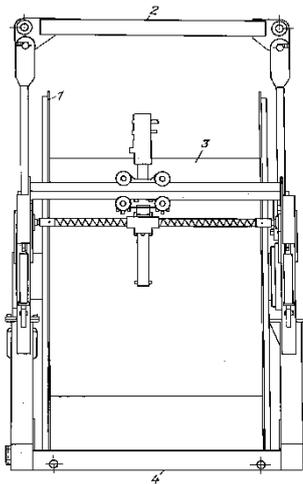


Рис. 6 - Укладчик гибкой трубы:
1 – реборда; 2 – траверса; 3 – бочка барабана; 4 – рама

Жидкость, приготовленную на углеводородной основе, на поверхность трубы подает насос при вращении барабана, ее излишки стекают с витков, намотанных на последний, в сборник и опять поступают на прием насоса.

Известны конструкции, где для упрощения процесса смачивания поверхности труб барабан располагают в картере, размер которого подбирают таким образом, чтобы витки трубы, лежащие на барабане, были погружены в смазывающую жидкость. В нижней части картера имеется дренажный трубопровод, служащий для слива скапливающейся там воды.

1.4 Определение тягового усилия инжектора

Максимальное тяговое усилие Q_{\max} , обеспечиваемое транспортером без проскальзывания плашек относительно гибкой трубы, определяется силой трения, действующей между ними, т.е. $Q_{\max} = F_{\text{тр}}$.

При плоских поверхностях величину силы трения вычисляют по известной формуле:

$$F_{\text{тр}} = kP,$$

где k – коэффициент трения между плашкой и гибкой трубой; P – усилие прижима плашки к трубе.

Однако использовать приведенную зависимость нельзя, так как контактная поверхность имеет цилиндрическую форму.

Определим силу трения, возникающую между трубой и плашкой на цилиндрической поверхности контакта (рисунок 5).

Элементарная сила q , приложенная к площадке dl длиной, равной единице, может быть разложена на две составляющие: нормальную к поверхности трубы $q_n(\varphi)$ и распирающую плашку $q_r(\varphi)$. Сила $q_n(\varphi)$ обеспечивает создание силы трения $dF_{\text{тр}}$, действующей в плоскости,

перпендикулярной рассматриваемому сечению. Сила $q_r(\varphi)$ должна быть учтена при прочностном расчете плашки.

Для площадки с координатой φ можно записать

$$q(\varphi) = q/\cos\varphi.$$

Сила трения, создаваемая на этой площадке,

$$dF_{\text{тр}} = (q/\cos\varphi)kdl.$$

Сила трения, возникающая на поверхности трубы единичной длины, соответствующая углу α охвата ее плашкой, так как $dl = R_{\text{тр.н}}d\varphi$, то при подстановке получаем для одной плашки высотой h это выражение будет иметь следующий вид:

$$F_{\text{тр1}} = q/\cos\varphi)kR_{\text{тр.н}}hd\varphi.$$

В результате преобразований получим:

$$F_{\text{тр1}} = qkR_{\text{тр.н}}h[1/\cos\varphi)d\varphi = qkR_{\text{тр.н}}h[(1/\cos\varphi) + \text{tg}\varphi].$$

После подстановки значений угла получим выражение для силы трения, создаваемой плашкой на контактной поверхности при изменении угла φ от нуля до максимума,

$$F_{\text{тр1}} = qkR_{\text{тр.н}}h\ln[(1/\cos\varphi_{\text{max}}) + \text{tg}\varphi_{\text{max}}],$$

где φ_{max} – половина угла охвата трубы плашкой.

Так как угол охвата трубы плашкой составляет $2\varphi_{\text{max}}$, то выражение будет иметь вид:

$$F_{\text{тр1}} = 2qkR_{\text{тр.н}}h\ln[(1/\cos\varphi_{\text{max}}) + \text{tg}\varphi_{\text{max}}].$$

В практических расчетах удобнее вычислять силу трения, обеспечиваемую парой плашек, прижатых к трубе с двух противоположных сторон. В результате значение силы трения должно быть удвоено:

$$F_{\text{тр1}} = 4qkR_{\text{тр.н}}h\ln[(1/\cos\varphi_{\text{max}}) + \text{tg}\varphi_{\text{max}}].$$

Величина распределенной нагрузки q может быть определена как:

$$q = P/hb = P/R_{\text{тр.н}}h2\sin\varphi_{\text{max}}.$$

После подстановки в получим:

$$F_{\text{тр1}} = 2Pk \ln[(1/\cos\varphi_{\text{max}}) + \text{tg}\varphi_{\text{max}}]/\sin\varphi_{\text{max}}.$$

Таким образом, криволинейный профиль плашки в формуле для определения силы трения может быть учтен с помощью коэффициента:

$$\eta_{\phi} = \ln[(1/\cos\varphi_{\text{max}}) + \text{tg}\varphi_{\text{max}}]/\sin\varphi_{\text{max}},$$

а окончательная формула примет традиционный вид:

$$F_{\text{тр1}} = 2Pk\eta_{\phi}.$$

Для упрощения расчетов можно пользоваться величиной коэффициента η_{ϕ} , зависящей только от угла охвата трубы плашкой φ_{max} :

Угол захвата трубы плашкой φ_{max} , градус	20	30	40	50
.....				
.....				
Коэффициент η_{ϕ}	1,042	1,099	1,187	1,320
.....				
Угол захвата трубы плашкой φ_{max} , градус	60	70	80	85
.....				
.....				
Коэффициент η_{ϕ}	1,521	1,847	2,474	3,143
.....				

Максимальное тяговое усилие Q_{max} , создаваемое транспортером при перемещении трубы, определяется суммой сил трения, создаваемых плашками, находящимися в контакте с поверхностью трубы, т.е.

$$Q_{\text{max}} = \Sigma F_{\text{тр}}n,$$

где n – число пар плашек.

Если усилие прижима плашек к трубе одинаковое, то максимальное тяговое усилие может быть рассчитано по формуле:

$$Q_{\text{max}} = 2P_{\text{max}}k\eta_{\phi}n.$$

Величина максимального усилия, прилагаемого к плашке, P_{max} может быть определена исходя из условия прочности трубы, сжатой плашками.

При проектировании устройств для перемещения трубы приходится решать обратную задачу – определять необходимое число пар плашек, которые могут обеспечить заданное тяговое усилие.

Алгоритм решения этой задачи следующий:

- а) исходя из геометрических размеров поперечного сечения трубы и прочностных свойств материала, из которого она изготовлена, определяют максимально допустимое усилие $[P_{\max}]$, которое может быть приложено к плашкам;
- б) по заданной величине тягового усилия транспортера Q_{\max} с учетом коэффициента трения k и предполагаемого угла охвата плашками трубы устанавливают необходимое число пар плашек, которые должны быть прижаты к трубе одновременно.

Решение задачи усложнено тем, что транспортер будут использовать с колоннами гибких труб, изготовленных из материалов с различными прочностными характеристиками, поэтому его конструкция должна обеспечивать создание номинального тягового усилия для различных колонн.

Для удовлетворения этого условия число плашек следует определять, исходя из условий работы с трубой, имеющей минимальные прочностные характеристики, а размеры гидравлических цилиндров и давления в них, – исходя из максимальных значений этих характеристик:

$$n = Q_{\max} / 2P_{\max} \sigma_{\min} k \eta_{\phi}.$$

1.5 Расчет режима работы гидропривода транспортера

Две бесконечные цепи транспортера приводятся в действие гидромоторами типа 3102.112 через планетарные редукторы. Технические характеристики гидромотора следующие:

Объем рабочей камеры, см ³	112
Номинальная частота вращения вала, об/мин	1500
Номинальный расход жидкости, л/мин	175
Номинальный перепад давления для гидромотора, МПа	20
Максимальное давление на входе в гидромотор, МПа	35
Крутящий момент гидромотора, Н: номинальный страгивания	342 258

Номинальная мощность насоса, кВт	58,4
Коэффициент подачи для насоса в номинальном режиме, %, не менее	95
Гидромеханический КПД для гидромотора в номинальном режиме, %, не менее	96
КПД в номинальном режиме, %, не менее: насоса гидромотора	91 92
Масса без рабочей жидкости, кг, не более	31

Усилие, развиваемое транспортером, при работе двух гидромоторов при их номинальном давлении:

$$P = 2M_{кр.ном}/R,$$

где $M_{кр.ном}$ – крутящий момент на валу каждой из ведущих звездочек транспортера; R – радиус звездочки ($R = 114$ мм).

Момент

$$M_{кр.ном} = M_{г.м.ном}i,$$

где $M_{г.м.ном}$ – крутящий момент, развиваемый гидромотором, при номинальном давлении, i – передаточное число редуктора, установленного между гидромотором и звездочкой ($i = 24$).

При работе гидромотора с перепадом давления, отличающимся от номинального значения, крутящий момент, развиваемый гидромотором,

$$M_{г.м} = M_{г.м.ном}P_{г}/P_{ном},$$

где $P_{ном}$ – давление, соответствующее номинальному крутящему моменту на валу гидромотора; $P_{г}$ – рабочее давление в гидроприводе.

Аналогичные зависимости имеют место и для страгивающего момента.

Окончательно усилие, развиваемое транспортером при постоянном движении (при номинальном режиме работы гидромотора),

$$P = 2M_{г.м.ном}i/R = 2 \cdot 342 \cdot 24 / 0,114 = 144 \text{ кН}.$$

Усилие, действующее на гибкую трубу при страгивании,

$$P = 2M_{Г.м.стр}i/R = 2 \cdot 258 \cdot 24 / 0,114 = 108,63 \text{ кН.}$$

1.6 Определение емкости барабана

Емкость барабана определяется его габаритами и диаметром гибкой трубы, наматываемой на него (рисунок 7, а). Габариты барабана – внутренний $D_{б.в}$ и наружный $D_{б.н}$ диаметры, длина рабочей части $L_{б}$.

При проектировании внутренний диаметр барабана устанавливают, исходя из опыта эксплуатации аналогичных установок, обычно $D_{б.в} = 1600$ мм для труб диаметром 25 мм, наружный диаметр принят из конструктивных соображений – возможности установки барабана на конкретное автомобильное шасси – $D_{б.н} = 1900 \div 2400$ мм, длина рабочей части барабана $L_{б} = 1200$ мм.

Число рядов труб, наматываемых на барабан, определяют по формуле:

$$Z = (D_{б.н} - D_{б.в}) / 2d_{тр},$$

откуда

$$Z = (1900 - 1600) / 2 \cdot 25 = 6.$$

Число витков трубы, намотанной на барабан в одном ряду,

$$i = [L_{б} / (d_{тр} + a_s)] - 1,$$

где a_s – сумма допуска на овальность трубы и зазора между трубами ($a_s = 1$ мм), отсюда

$$i = [1200 / (25 + 1)] - 1 = 45.$$

Емкость барабана рассчитывают по формуле

$$L = \pi i Z (D_{б.в} + d_{тр} Z) = 3,14 \cdot 45 \cdot 6 \cdot (1600 + 25 \cdot 6) = 1483 \text{ м.}$$

Масса трубы, намотанной на барабан,

$$M_{тр} = L q_{тр},$$

где $q_{тр}$ – масса 1 м трубы.

Для 1 м трубы при ее диаметре 25 мм и толщине стенки 2 мм $q_{тр} = 1,435$ кг, а соответственно при 33 мм и 3 мм $q_{тр} = 2,808$ кг.

Для труб диаметрами 25 и 33 мм их массы соответственно будут

$$M_{\text{тр}} = 1483 \cdot 1,435 = 2128 \text{ кг};$$

$$M_{\text{тр}} = 1483 \cdot 2,808 = 4164 \text{ кг}.$$

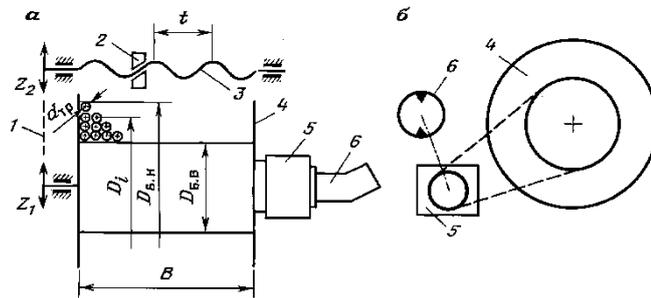


Рис. 7 - Кинематическая схема барабана для наматывания колонны гибких труб и их укладчика при использовании планетарного редуктора (а) и цепной передачи (б):

1 – цепная передача привода механизма укладки КГТ (Z_1, Z_2 – число зубьев звездочек); 2 – каретка; 3 – ходовой винт; 4 – катушка; 5 – планетарный редуктор; 6 – гидравлический мотор.

1.7 Оборудование, применяемое для бурения

Рассмотрим работы, связанные с функционированием породоразрушающего инструмента, приводимого в действие забойным двигателем, закрепленным на колонне гибких труб. Эта группа операций классифицируется как подземный ремонт, а не бурение, поскольку целью является не разрушение породы, а удаление пробок, цементных отложений, цементных пробок и других образований в трубах или эксплуатационных колоннах.

Для удаления плотных пробок, образованных из песка, парафина и кристаллогидратов, а также цемента применяют технологии, основанные на их разбуливании. Общая схема расположения внутрискважинного оборудования для его осуществления показана на рис. 8.

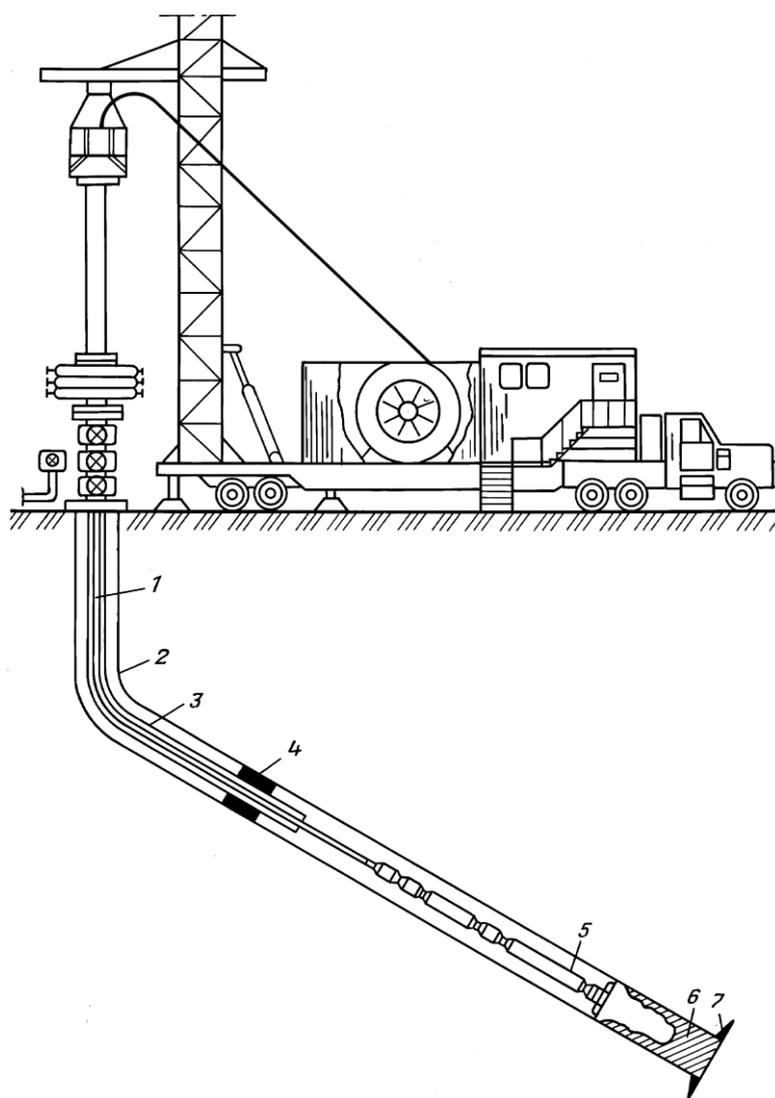


Рис. 8 - Схема расположения оборудования для разбуривания.

Колонны: 1 – гибких труб, 2 – эксплуатационная, 3 – насосно-компрессорных труб; 4 – паркер; 5 – забойный двигатель с породоразрушающим инструментом; 6 – разрушаемая цементная пробка; 7 – забой скважины.

В настоящее время разработаны и используются в промышленности комплекты инструментов, позволяющие разбуривать пробки в колоннах диаметром 146 мм при применении забойных двигателей диаметром 106 мм.

Для разбуривания с целью снижения реактивного момента применяют забойные двигатели с меньшим крутящим моментом, чем для бурения на КГТ, поскольку для описываемых операций используют гибкие трубы диаметром 44 мм. Наиболее характерными являются следующие параметры двигателей:

Диаметр КГТ, мм	44
Крутящий момент, Н*м	400–550
Частота вращения, мин ⁻¹	340–330
Подача жидкости, л/с .	4,4–6,9

Породоразрушающий инструмент

Выбор долота при бурении с использованием гибких труб определяется режимом работы забойного двигателя – малая осевая нагрузка и высокая частота вращения. Для разбуривания цементной пробки лучше всего подходят трехшарошечное долото 139,7 С-ЦВ.

Основными характеристиками долота являются марка, диаметр, промывка, резьба, вес.

Техническая характеристика	Значение
Диаметр,мм.	139,7
Промывка	центральная
Код IADC	221
Присоединительная резьба	3-76
Вес, кг.	10



Забойный двигатель

При бурении и удалении пробок применяют забойные двигатели двух типов: объемного и динамического действия. К первым относятся винтовые и аксиально-поршневые двигатели, ко вторым – турбобуры. Целесообразнее использовать забойные двигатели объемного действия, среди которых предпочтительнее винтовые, так как последние обладают более приемлемой характеристикой для условий работы с КГТ. Кроме того, для их привода необходим меньший расход промывочной жидкости, что важно, как будет показано ниже, для обеспечения прочности колонны.

Основные характеристики винтового забойного двигателя Д1-105 приведены ниже:

Марка двигателя	Д1-105
Диаметр наружный, мм	106
Диаметр долот, мм	120,6–151
Расход рабочей жидкости, л/с	6-10
Перепад давления на двигателе, МПа	6-8

2 Расчетная часть

2.1 Исходные данные

Проведем гидравлический расчет промывки забойной цементной пробки, для чего определим давление на выкиде насоса, необходимую мощность двигателя на забое скважины, время на промывку пробки и разрушающее действие струи.

Исходные данные:

- глубина скважины $H = 1100$ м;
 - диаметр эксплуатационной колонны $D = 146$ мм;
 - наружный диаметр гибкой трубы $d_{тр.н} = 44$ мм;
 - внутренний диаметр гибкой трубы $d_{тр.в} = 40$ мм;
 - подача технологической жидкости $Q = 0,006$ м³/с;
 - внутренний диаметр труб в которые спущены гибкие трубы $D_в = 0,132$ м
- Необходимый расход промывочной жидкости (воды) через КГТ диаметром 44 мм должен составлять 6-10 л/с, давление при нагнетании – от 80 до 150 атмосфер.

2.2 Расчетные параметры

Рассчитать показатели скорости восходящего и нисходящего потока процесса промывки скважины можем из следующих формул:

$$v_H = \frac{\pi \cdot Q}{4 \cdot d_{тр.в}^2},$$

$$v_B = \frac{\pi \cdot Q}{4 \cdot (D_B^2 - d_{тр.н}^2)},$$

где $d_{тр.н}$ – наружный диаметр гибкой трубы;
 $d_{тр.в}$ – внутренний диаметр гибкой трубы;
 $D_в$ – внутренний диаметр труб в которые спущены гибкие трубы;
 Q – подача технологической жидкости.

Скорость нисходящего потока:

$$v_H = \frac{3,14 \cdot 0,006}{4 \cdot 0,037^2} = 3,21 \text{ м/с}$$

Скорость восходящего потока:

$$v_B = \frac{3,14 \cdot 0,006}{4 \cdot (0,132^2 - 0,044^2)} = 0,284 \text{ м/с}$$

Определяем потери напора на гидравлические сопротивления при движении жидкости в промывочных трубах:

$$h_1 = 0,025 \cdot \frac{1100}{0,037} \cdot \frac{3,21^2}{2 \cdot 9,81} = 390 \text{ м. вод. ст.} = 3,8 \text{ МПа}$$

Определим режим течения жидкости в КГТ:

$$Re = \frac{10 \cdot \rho_m \cdot v_H \cdot d_{\text{Тр.В}}}{g \cdot \left(\eta + \frac{\tau_0 \cdot d_{\text{Тр.В}}}{6 \cdot v_H} \right)}$$

где η – структурная вязкость жидкости ($\eta = 1 \times 10^{-2} \text{ Н} \cdot \text{с/м}^2$);
 τ_0 – динамическое напряжение сдвига ($\tau_0 = 8,16 \text{ Н/м}^2$).

$$Re = \frac{10 \cdot 1000 \cdot 2,7475 \cdot 0,037}{9,81 \cdot \left(1 \cdot 10^{-2} + \frac{8,16 \cdot 0,037}{6 \cdot 2,7475} \right)} = 3660,$$

Следовательно, режим течения турбулентный.

При обобщенном критерии Рейнольдса $Re \leq 2300$ режим течения будет ламинарным, а при $Re > 2300$ – турбулентным.

При турбулентном режиме λ определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{0,08}{\sqrt[3]{Re}} = \frac{0,08}{\sqrt[3]{3660}} = 0,025$$

Определяем потери напора на гидравлические сопротивления при движении смеси жидкости с цементом в затрубном пространстве скважины:

$$h_2 = 1,2 \cdot 0,12 \cdot \frac{1100}{0,132 - 0,044} \cdot \frac{0,284^2}{2 \cdot 9,81} = 7,4 \text{ м. вод. ст.} = 0,072 \text{ МПа}$$

где φ – коэффициент, учитывающий повышение гидравлических потерь напора в результате содержания цемента в жидкости (пределах от 1,1 до 1,2);

v_B – скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве, м/с.

Определим режим течения жидкости в кольцевом пространстве скважины:

$$Re = \frac{10 \cdot \rho_{\Pi} \cdot v_B \cdot (D_B - d_H)}{g \cdot \left(\eta + \frac{\tau_0 \cdot (D_B - d_H)}{6 \cdot v_B} \right)},$$

где v_B - скорость течения жидкости по кольцевому пространству.

$$Re = \frac{10 \cdot 11300 \cdot 0,284 \cdot (0,132 - 0,044)}{9,81 \cdot \left(1 \cdot 10^{-2} + \frac{8,16 \cdot (0,132 - 0,044)}{6 \cdot 0,284} \right)} = 667,$$

т.е. режим течения ламинарный:

$$\lambda = \frac{80}{Re} = \frac{80}{667} = 0,12$$

Потери напора на уравнивание столбов жидкости разной плотности в промывочных трубах и в кольцевом пространстве определяются по формуле:

$$h_3 = \frac{(1 - m) \cdot F \cdot L_{\Pi}}{f} \cdot \left[\frac{\rho_{\Pi}}{\rho_{\text{ж}}} \cdot \left(\frac{v_y}{v_B} - 1 \right) \right],$$

где m – пористость цементной пробки (принимается равной 0,2);

F – площадь проходного сечения НКТ;

L_{Π} – высота пробки промытой за один прием (принимается 5 м);

f – площадь поперечного сечения кольцевого пространства между НКТ и КГТ;

ρ_{Π} – плотность цемента ($\rho_{\Pi}=11300$ кг/м³);

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность промывочной жидкости ($\rho_{\text{ж}}= 1000$ кг/м³).

Установившаяся скорость оседания цементных остатков в воде, которая рассчитывается по формуле:

$$v_y = k \cdot \sqrt{\delta_{\text{ч}} \cdot \frac{\rho_{\Pi} - \rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ж}}}},$$

где k – коэффициент, зависящий в основном от формы частицы.

$$v_y = 0,159 \cdot \sqrt{1 \cdot \frac{11300 - 1000}{1000}} = 0,51 \text{ м/с,}$$

Потери напора на уравнивание столбов жидкости разной плотности в промывочных трубах и в кольцевом пространстве:

$$h_3 = \frac{(1 - 0,2) \cdot 0,00107 \cdot 5}{0,63} \cdot \left[\frac{11300}{1000} \cdot \left(\frac{0,51}{0,284} - 1 \right) \right] = 0,034 \text{ м. вод. ст.}$$

$$= 0,000333 \text{ МПа}$$

Определяем давления на напоре насоса по суммой потерь, по формуле:

$$P_H = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot (h_1 + h_2 + h_3) = 1000 \cdot 9,81 \cdot (390 + 7,4 + 0,034) \cdot 10^{-6}$$

$$= 3,9 \text{ МПа}$$

Определяем давление на забое скважины при работе установки:

$$P_3 = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot (H + h_2 + h_3) = 1000 \cdot 9,81 \cdot (1100 + 7,4 + 0,034) \cdot 10^{-6}$$

$$= 10,8 \text{ МПа}$$

Определяем мощность, необходимую для промывки скважины от цементной пробки:

$$N = \frac{P_H \cdot Q}{\eta_a} = \frac{3,9 \cdot 10^6 \cdot 6 \cdot 10^{-3}}{0,65} = 36 \text{ кВт,}$$

где η_a – общий механический КПД агрегата (принимается $\eta_a = 0,65$);

Q – подача агрегата.

Определим коэффициент использования максимальной мощности насосной установки, насосная установка ЦА – 320М имеет номинальную полезную мощность $N_{\text{max}} = 108 \text{ кВт}$.

Коэффициент использования максимальной мощности при работе:

$$K = \frac{N}{N_{\text{max}}} = \frac{94}{108} \cdot 100 = 87\%$$

При статистическом расчете осевой нагрузки G_2 используется формула:

$$G_2 = qD_d,$$

где q - удельная нагрузка на один миллиметр диаметра долота, кН/мм;

D_d - диаметр долота, мм.

$$G_2 = qD_d = 0,4 \cdot 139,7 = 55,88 \text{ кН} = 5,588 \text{ т}$$

Таблица 3 - Удельные осевые нагрузки для шарошечных долот

Тип долота	М	МЗ	МС	МСЗ, СЗ	С, СТ	Т, ТК	ТЗ, ТКЗ	К, ОК
Удельная нагрузка, кН/мм	0,1 - 0,2	0,2- 0,5	0,3- 0,6	0,3-0,8	0,4- 1	0,6- 1,5	0,5-1	1- 1,5

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективности очистки забоя скважины:

$$Q = K \cdot S_{\text{заб}},$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости равный $0,3 \dots 0,65 \text{ м}^3 / \text{с}$ на 1 м^2 забоя, принимается $K=0,65$;

$S_{\text{заб}}$ – площадь забоя м^2 , определяется по формуле:

$$S_{\text{заб}} = 0,785 \cdot D_d^2 = 0,785 \cdot 0,0195 = 0,0153 \text{ м}^2$$

$$Q = 0,65 \cdot 0,0153 = 0,01 \text{ л/сек}$$

3 Экономическая часть

Определим изменение себестоимости добычи нефти по статьям калькуляции, на основании фактических данных, после применения колтюбинговой технологии.

Расходы на проведение ремонта скважин колтюбингом:

1. Используемая техника при ремонте скважин колтюбинговой установкой на общую стоимость 384262,6 тг.
2. Расходы на заработную плату при ремонте скважин колтюбинговой установкой составляют 57116,55 тг.
3. Расходы на износ оборудования 113176,9 тг.

Таблица 4. Смета затрат на проведение одного ремонта с применением колтюбинговой технологии

Наименование затрат	Ед.изм.	Количество	Сумма, тг.
Всего прямых затрат			771365,35
Накладные расходы	%	24,8	191298,6
Плановые накопления	%	2,2	21178,6
Итого:			983842,55

Таблица 5. Смета затрат на проведение одного ремонта традиционным способом

Наименование статей	Сумма, тг.
Всего затрат, включая транспортные расходы и амортизацию	1 003 297,3
Цеховые расходы	70 230,8
Общехозяйственные расходы	155 661,55
Итого	1 229 189,65

Стоимость одного ремонта с применением колтюбинга – 898 500 тг. Стоимость четырех ремонтов – 3 594 000 тг. Стоимость ремонта традиционным методом – 1 229 200 тг. Стоимость четырех ремонтов – 4 916 800 тг. Общее изменение затрат по статье «Общепроизводственные расходы» составляет – 1 232 800 тг.

Таблица 6. Расчет изменения себестоимости добычи нефти по статьям калькуляции

Наименование статей затрат	До внедрения, тыс. тг.	После внедрения, тыс. тг.	Изменение затрат (+,-)
Расходы на энергию,	411 900	412 256	+356

затраченную на извлечение нефти			
Расходы по искусственному воздействию на пласт	861 495	862 227	+732
Основная заработанная плата производственных рабочих	173 760	173 760	0
Отчисления на социальные нужды	44 310	44 310	0
Амортизация скважин	159 480	159 480	0
Расходы по сбору и транспортировке нефти	462 035	462 435	+400
Расходы по технологической подготовке нефти	208 790	208 975	+180
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	3 024 455	3 024 455	0
Цеховые расходы	113 490	113 490	0
Общепроизводственные расходы	1 151 730	1 150 405	-1 325
Итого затрат, тыс. тг.	6 750 705	6 750 452,7	-252,3
Добыча нефти, тыс. тонн	4500	4 502,335	+2,335
Себестоимость добычи 1 тонны нефти, тг./т	7 501,25	7 496,6	-4,65

Из приведенной таблицы следует, что бурение цементной пробки с применением колтюбинговой технологии приводит к увеличению добычи и снижению себестоимости нефти.

4 Охрана труда

В разделе приведена экологическая оценка воздействия на компоненты окружающей среды при бурении цементной пробки с применением колтюбинга. В данной работе предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий, связанных с рекомендуемым вариантом ГРП с применением колтюбинга.

Необходимо, чтобы конструкция колтюбинговой установки соответствовала требованиям техники безопасности, действующим в нефтяной и газовой промышленности:

- система освещения установки должна быть защищена от взрывов и обеспечивать освещенность на устье скважины, равную 26 лк;
- уровень звукового давления на рабочих местах не должен быть выше 85 дБ;
- площадки, расположенные на высоте более 1 м, должны иметь перильные ограждения высотой не менее 1 м;
- для подъема на платформу колтюбинговую установку нужны маршевые лестницы с перильными ограждениями шириной не менее 0,75 м;
- выхлопную систему двигателей колтюбинговой установки следует снабжать искрогасителями;
- пост управления агрегатом нужно размещать с учетом хорошей видимости рабочих мест как у скважины, так и на других участках;
- расположение центра тяжести агрегата должно обеспечивать его устойчивое положение при перемещении по дорогам с уклоном до 25° в осевом направлении и до 15° в боковом;
- агрегат необходимо снабжать электрической панелью с выходом 220/50 В для освещения, зарядным устройством и трансформатором-выпрямителем на 24 В постоянного тока для подзарядки аккумуляторов и аварийным освещением.

Габаритные размеры агрегата в транспортном положении не должны превышать по высоте 4,5 м, а по ширине – 3,2 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Колтюбинговая установка представляет собой сложный комплекс агрегатов, механизмов. Их сборка и управление возможны при глубоком изучении их конструкций и соблюдении всех правил монтажа, эксплуатации и техники безопасности.

В данном дипломном проекте была решена задача удаление цементной пробки с помощью винтового двигателя Д1-105, трехшарошечного долота 139,7 С-ЦВ, а также промывка цементной пробки при бурении. Были представлены соответствующие параметры, схемы, рисунки, таблицы и расчеты.

В технико-экономическом разделе мною было выполнено сравнение смета затрат на проведение одного ремонта с применением колтюбинговой технологии и смета затрат на проведение одного ремонта традиционным способом. Выяснилось, что стоимость одного ремонта с применением колтюбинга дешевле традиционного метода на 330 700 тг.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены вредные и опасные факторы на производстве, техника безопасности при работе и план ликвидации аварии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб.-М.: издательство Академии горных наук, 1999 г.- 158 с

2. Молчанов А.Г. «Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб»-М.: Недра, 2000.-212с.

Электронные ресурсы:

<http://www.fidmashnov.com>

<http://www.nov.com/>

<http://www.technowell.net>

<http://www.energoland.ru/>

<http://www.cttimes.org/>

<http://www.fips.ru/>

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Абдрашит А

Название: Проектирование колтюбинговой установки для бурения цементной пробки в интервале ствола 950-1100 метров, диаметром 146 мм

Координатор: Тогыс Карманов

Коэффициент подобия 1: 1.4

Коэффициент подобия 2: 0.4

Замена букв: 72

Интервалы: 5

Микропробелы: 61

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

Обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. Поэтому работа допускается к защите.

Дата

Подпись Научного руководителя

Дата

Подпись заведующего кафедрой /
начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

Докладчик и.и.и. в работе по теме в области
экономической деятельности и области
информационных технологий. Докладчик обладает
необходимыми знаниями и навыками для
проведения защиты.

.....
.....


Дата

Подпись заведующего кафедрой /
начальника структурного подразделения