

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный
исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения им. А. Буркитбаева

Кафедра «Технологические машины и оборудование»

Коваленко Богдан Николаевич

Разработка и модернизация конструкции скважинной установки "плунжер-лифт",
производительностью 15 м³/сутки.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

6B07107 - Эксплуатационно-сервисная инженерия

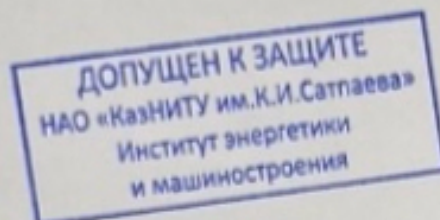
Алматы 2025

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный
исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения им. А. Буркитбаева

Кафедра «Технологические машины и оборудование»



ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
«Технологические машины
и оборудование»

канд. техн. наук, асс.-проф.

(ученая степень, звание)

Калиев Б.З.

подпись

Ф.И.О.

« 10 » 06 2025 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: «Разработка и модернизация конструкции скважинной установки "плунжер-
лифт", производительностью 15 м³/сутки».

По специальности: 6В07107 - Эксплуатационно-сервисная инженерия

Выполнил

Коваленко Б.Н.

Рецензент

Научный руководитель

Кандидат технических наук,
профессор,

К.т.н., доц. В.А.К.

(ученая степень, звание)

проф. каф. Т.Э.АУЭ.

Мусабеков Р.А.

подпись

Ф.И.О.

« 9 » 06 2025 г.

Мырзахметов Б.А.

[подпись]

подпись

« 9 » 06 2025 г.

Алматы 2025

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный
исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения им. А. Буркитбаева
Кафедра «Технологические машины и оборудование»
6B07107 - Эксплуатационно-сервисная инженерия

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
«Технологические машины
и оборудование»

каф. техн. наук, асс.-проф.

(ученая степень, звание)

Калиев Б.З.

Ф.И.О.

подпись

«27»

01

2025 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Коваленко Богдану Николаевичу

Тема: «Разработка и модернизация конструкции скважинной установки
"плунжер-лифт", производительностью 15 м³/сутки».

Утверждена приказом ректора Университета № 26-П/О от «29» 01 2025 г.

Срок сдачи законченной работы «20» мая 2025 г.

Исходные данные к дипломной работе: производительность скважинной
установки "плунжер-лифт" 15 м³/сутки.

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Техническая часть с анализом конструкции "плунжер-лифт".
- б) Расчетно-проектная часть с определением основных конструкционных
размеров "плунжер-лифта".
- в) Специальная часть с рекомендациями по модернизации "плунжер-
лифта".
- г) Вопросы безопасности жизнедеятельности и охраны труда, расчет
экономической эффективности разработки.

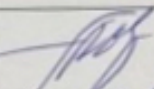
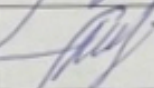
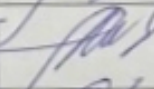
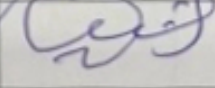
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных
чертежей): представлены слайдов презентации работы

Рекомендуемая основная литература: из 30 наименований

ГРАФИК
подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Техническая часть	12.02. 2025 г.	
Специальная часть	10.03. 2025 г.	
Расчетная часть	01.05. 2025 г.	
Охрана труда	10.05.2025 г.	

Подписи
консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу
(проект) с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Техническая часть	к.т.н., профессор, Мырзахметов Б.А.	10.06.25	
Специальная часть	к.т.н., профессор, Мырзахметов Б.А.	10.06.25	
Расчетная часть	к.т.н., профессор, Мырзахметов Б.А.	10.06.25	
Охрана труда	к.т.н., профессор, Мырзахметов Б.А.	10.06.25	
Нормоконтролер	Сарибаев С.С. PhD, ст. преп.	11.06.25	

Научный руководитель

к.т.н., проф., Мырзахметов Б.А.

Задание принял к исполнению
обучающийся

Коваленко Б.Н.

АНДАТПА

Дипломдық жұмыста аздебитті ұңғымаларға арналған периодты әрекет ететін плунжерлі лифт қондырғысының құрылысы, жұмыс істеу принципі және есептеуі қарастырылады. Мақсаты — тәулігіне 15 м^3 өнім беретін жүйені модернизациялау және компрессор арқылы авариялық газ айдау әдісін енгізу арқылы тиімділігін арттыру. Жұмыста техникалық-экономикалық негіздеме, штангалық сораптармен, ЭЦН және газлифтімен салыстырмалы талдау, сондай-ақ плунжер, ұстағыш, лубрикатор, амортизатор және саға клапанының конструктивтік есептері орындалған. Жоба тұрақсыз ағынмен және пайдалану шығындары жоғары ұңғымалар үшін ұсынылады.

АННОТАЦИЯ

В дипломной работе рассматривается конструкция, принцип действия и расчёт установки плунжерного лифта периодического действия для малodeбитных скважин. Цель — модернизация системы с суточной производительностью 15 м^3 и повышение её эффективности за счёт аварийной закачки газа через компрессор. Выполнено технико-экономическое обоснование, сравнительный анализ с другими способами добычи (штанговыми насосами, ЭЦН, газлифтом), а также конструктивный расчёт всех узлов: плунжера, улавливателя, лубрикатора, амортизатора и устьевого клапана. Разработана рекомендована для скважин с нерегулярным притоком и высоким уровнем эксплуатационных затрат.

ANNOTATION

This thesis presents the design, operating principle, and calculation of an intermittent plunger lift system for low-rate oil wells. The aim is to modernize the system to achieve a daily production rate of 15 м^3 and to improve efficiency by introducing emergency gas injection through a compressor. The work includes a techno-economic justification, a comparative analysis with other artificial lift methods (rod pumps, ESPs, gas lift), and a full structural design of all components: plunger, catcher, lubricator, shock absorber, and surface valve. The system is recommended for wells with irregular inflow and high operational c

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Особенности эксплуатации скважинной установки «Плунжер-лифт»	9
1.1 Энергозависимость от пластового давления	9
1.2 Простота и низкие затраты на эксплуатацию	11
1.3 Автоматизация и интеллектуальное управление	11
1.4 Устойчивость к осложняющим факторам	11
1.5 Возможность аварийного режима с газлифтной поддержкой	12
1.6 Удобство контроля и диагностики	12
1.7 Подведение итогов	12
1.8 Анализ конструкции	13
1.9 Принцип работы установки «плунжер-лифт»	17
1.10 Особенности конструкции для нефтяных скважин	17
1.11 Автоматизация и контроль	18
1.12 Преимущества и ограничения конструкции	18
1.13 Основные типы плунжерных лифтов:	19
1.14 Сравнение установки плунжер-лифт в зависимости от страны-производителя	20
1.15 Сравнение плунжерного лифта с другими методами добычи нефти	23
1.16 Функциональная схема работы скважины	30
1.17 Анализ эффективности плунжерного лифта достоинства и недостатки	31
1.18 Выбор прототипа для предприятия	33
2 Расчетно-проектная часть	34
2.1 Исходные данные	34
2.2 Расчёт объема жидкости в НКТ	34
2.3 Расчёт требуемого давления	35
2.4 Расчет основных элементов на прочность	36
2.5 Расчет производительности и мощности компрессора	37
2.6 Расчёт массы титанового плунжера	38
3 Анализ патентной и научно-технической информации и выработка предложений по совершенствованию конструкции плунжерного лифта.	39
4 Экономическая часть	41
4.1 Оценка капитальных затрат	41
4.2 Рентабельность	41
5 Охрана труда и техника безопасности	43
5.1 Техника безопасности при эксплуатации плунжерного лифта с аварийной закачкой газа	43
5.2 Экологическая безопасность	43
5.3 Нормативно-правовое обеспечение	44
5.4 Пожарная безопасность при эксплуатации плунжерного лифта с аварийной закачкой газа	44
5.5 Меры пожарной безопасности	45
Заключение	46
Список использованной литературы	47

ВВЕДЕНИЕ

Современная нефтяная промышленность сталкивается с рядом вызовов, связанных с истощением продуктивных пластов, усложнением геологических условий и необходимостью повышения эффективности добычи на поздней стадии разработки месторождений. Одним из наиболее распространённых осложнений в процессе эксплуатации нефтяных скважин является загрузка ствола жидкостью, при которой жидкость — вода, нефть, эмульсии или конденсат — накапливается в эксплуатационной колонне, препятствуя нормальному подъёму пластового флюида на поверхность. Особенно часто такая проблема возникает в скважинах с низким пластовым давлением и малым дебитом, где естественная энергия пласта оказывается недостаточной для транспортировки жидкости на устье.

Для борьбы с этим явлением на протяжении десятилетий применяются различные методы искусственного подъема: штанговые насосы, электроцентробежные насосы, газлифт, винтовые насосы и другие. Однако в условиях ограниченного дебита, обводнённости, парафиноотложений и нестабильной добычи не все эти методы оказываются экономически и технически оправданными. На фоне этих проблем плунжерный лифт представляет собой эффективную, простую и сравнительно недорогую альтернативу традиционным системам подъема, особенно для стареющих и осложнённых нефтяных скважин.

Плунжерный лифт — это один из методов искусственного подъема, в котором используется энергия самого пласта и скопившегося в затрубном пространстве газа для периодического подъема плунжера, на котором транспортируется жидкость из забоя скважины на поверхность.

При этом отсутствует необходимость в электропитании, механических насосах или дорогостоящем наземном оборудовании. Это делает плунжерный подъем особенно привлекательным в условиях удалённых месторождений и при ограниченном бюджете на эксплуатацию.

Исторически плунжерный лифт применялся преимущественно на газовых скважинах, но с развитием технологии, систем автоматизации и датчиков его использование расширилось и на нефтяные скважины, особенно те, которые имеют нестабильный приток, склонность к обводнению и периодическое накопление парафина. Его основным преимуществом стало сочетание низкой стоимости, простоты установки, автоматизации процессов и устойчивости к осложняющим факторам эксплуатации.

Тем не менее, эксплуатация плунжерного лифта в нефтяных скважинах имеет ряд особенностей, требующих внимательного подхода к проектированию режима работы, учёта параметров скважины, правильной настройки контроллеров и датчиков. Важно учитывать пластовое давление, состав добываемой жидкости, объёмы накоплений, вязкость нефти, склонность к отложениям, а также физическое состояние оборудования — как наземного, так и подземного.

Актуальность изучения особенностей эксплуатации плунжерного лифта в нефтяных скважинах обусловлена необходимостью эффективного управления ресурсами зрелых месторождений, минимизации затрат на искусственный подъём и повышения рентабельности добычи. Плунжерный лифт позволяет значительно продлить срок службы скважины без капитальных вложений и без остановки процесса добычи, при этом обеспечивая стабильность работы и возможность гибкой настройки под реальные условия. Кроме того, внедрение автоматических систем управления и контроля делает плунжерную установку практически самодостаточной, что важно для малодебитных скважин, не требующих постоянного вмешательства персонала.

Цель данной работы — рассмотреть основные конструктивные элементы плунжерного лифта, описать принципы его работы, предложить на рассмотрение способы модернизации, а также выделить ключевые особенности эксплуатации данной системы именно в нефтяных скважинах. Особое внимание уделено условиям, в которых технология наиболее эффективна, а также проблемам, возникающим при её применении, и способам их решения. Рассмотрены также аспекты автоматизации, диагностики и адаптивного управления процессом с целью повышения общей производительности и надёжности системы.

Таким образом, понимание особенностей эксплуатации плунжерного лифта на нефтяных скважинах представляет собой важный шаг на пути к рациональному использованию остаточных запасов, модернизации существующего оборудования и переходу к более устойчивым, энергоэффективным и экономичным методам добычи нефти.

1 Особенности эксплуатации скважинной установки «плунжер-лифт»

На поздних стадиях эксплуатации нефтяных скважин наблюдается естественное снижение пластового давления, что приводит к затруднению подъёма жидкости на поверхность. Одной из характерных проблем становится накопление жидкости в эксплуатационной колонне, вызывающее так называемую загрузку скважины. В таких условиях требуются технологии, способные эффективно удалять жидкость без необходимости установки сложного насосного оборудования. Одним из решений является применение плунжерного лифта — технологии искусственного подъема, использующей собственное давление пласта для транспортировки жидкости.

Установки плунжерного лифта могут быть непрерывного или периодического действия. Первые из них подразумевают постоянное перемещение плунжера в колонне НКТ, вторые с остановками плунжера в лубрикаторе скважины. Управление установкой плунжерного периодического лифта осуществляется с помощью контроллера и клапана-отсекателя, что позволяет регулировать время выноса жидкости из скважины.

Эксплуатация плунжерного лифта отличается рядом особенностей, которые делают его эффективным, надёжным и экономичным методом подъема жидкости из малодебитных и осложнённых нефтяных скважин [2].

1.1 Энергозависимость от пластового давления

Основной принцип работы плунжерного лифта заключается в использовании энергии сжатого газа, накопленного в затрубном пространстве, для подъема жидкости (рисунок 1). Это значит, что система не нуждается во внешних источниках энергии (насосах, компрессорах) для выполнения основного цикла работы. Вместо этого эксплуатация основывается на периодическом накоплении газа в затрубном пространстве и последующем резком открытии устьевого клапана, в результате чего давление под плунжером поднимает столб жидкости.

Для нефтяных скважин, особенно на поздних стадиях эксплуатации, это означает возможность продолжать добычу даже при минимальных энергетических затратах. Однако система требует достаточного остаточного давления в пласте, чтобы обеспечить эффективность процесса. При снижении давления возможен переход в комбинированный режим с газлифтной поддержкой.

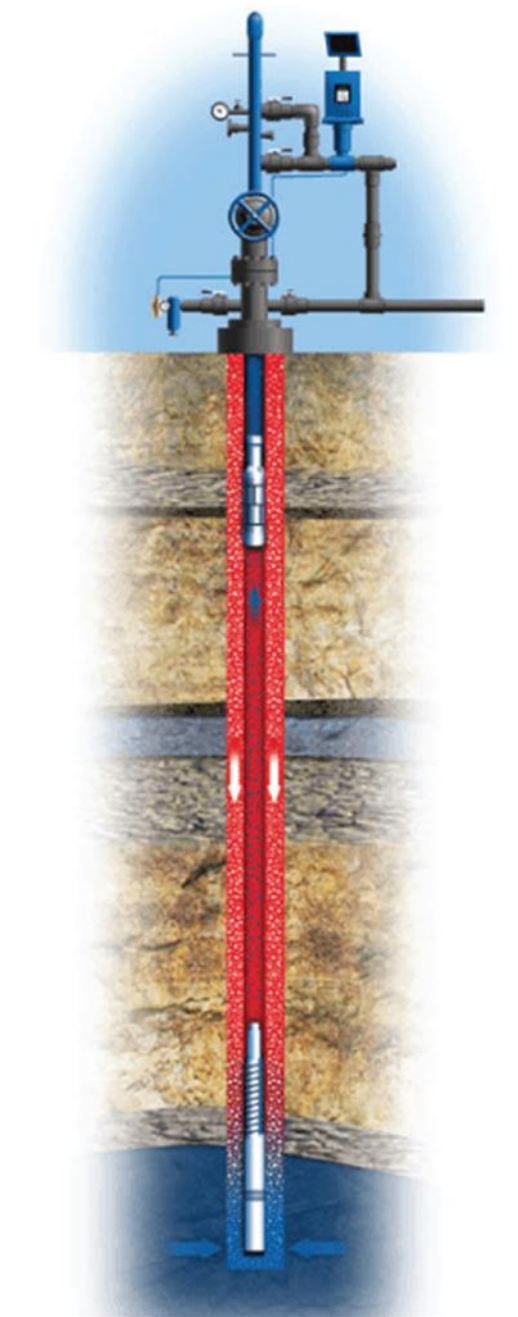


Рисунок 1 – Общий вид плунжерного лифта

Циклический характер работы.

Работа плунжерного лифта представляет собой последовательность циклов, каждый из которых включает несколько фаз:

- накопление давления (закрытие устья скважины);
- ожидание прибытия плунжера;
- фаза добычи (открытие скважины и подъем плунжера);
- возврат плунжера на забой.

Такая цикличность позволяет эффективно регулировать рабочий процесс, адаптируясь к текущим условиям скважины. Однако требует точной настройки

и постоянного мониторинга. Неверно выбранные интервалы между фазами могут привести к снижению дебита, авариям или неэффективному циклу.

Для нефтяных скважин, особенно содержащих парафин, воду и механические примеси, управление временем цикла особенно важно: например, слишком быстрое открытие может не дать плунжеру достаточно давления для подъема, а слишком позднее — снизит частоту добычи.

1.2 Простота и низкие затраты на эксплуатацию

Одним из ключевых преимуществ плунжерного лифта является его конструктивная простота. Установка включает:

- плунжер;
- пружину амортизатора на забое;
- устьевой клапан с контроллером;
- лубрикатор и ловушку для плунжера;
- датчики давления и прибытия.

Отсутствие дорогостоящего насосного оборудования снижает капитальные и эксплуатационные затраты. Кроме того, минимизируется необходимость в регулярном техническом обслуживании.

Для нефтяных скважин, где дебит уже не оправдывает затрат на традиционные насосные системы, плунжерный лифт становится экономически целесообразным решением [3].

1.3 Автоматизация и интеллектуальное управление

Современные системы плунжерного подъема комплектуются контроллерами, которые управляют устьевым клапаном, отслеживают давление и фиксируют прибытие плунжера. Это позволяет автоматизировать весь процесс, оптимизировать временные интервалы, отслеживать эффективность каждого цикла и своевременно реагировать на сбои.

Использование адаптивной логики (например, с увеличением времени закрытия при неудачном подъеме) позволяет системе обучаться и улучшать параметры без вмешательства оператора. Это особенно важно для удалённых или малопосещаемых нефтяных скважин, где постоянное присутствие персонала затруднено.

1.4 Устойчивость к осложняющим факторам

Плунжерный лифт хорошо работает в скважинах с:

- высоким содержанием воды;
- наличием песка;

- склонностью к парафиноотложениям;
- нестабильным дебитом.

Во время движения плунжера по колонне он счищает отложения парафина и накали, тем самым частично выполняя функцию очистки ствола скважины. Также плунжер не имеет чувствительных движущихся частей, подверженных износу от механических примесей, как, например, центробежные насосы.

Это делает технологию особенно полезной для нефтяных скважин с осложненными условиями эксплуатации.

1.5 Возможность аварийного режима с газлифтной поддержкой

В случае недостаточного пластового давления, когда газ в затрубе не способен поднять плунжер, может применяться вспомогательная подача газа через специально предусмотренное отверстие. Этот подход превращает систему в полуавтоматический газлифт, при этом сохраняя общую структуру и логику работы плунжерного цикла.

Такая возможность позволяет не останавливать добычу даже в условиях значительного истощения скважины, продлевая срок её рентабельной эксплуатации.

1.6 Удобство контроля и диагностики

Наличие характерных признаков работы (например, звук удара плунжера в лубрикаторе) и датчиков делает эксплуатацию простой в контроле даже без специального оборудования. При этом наличие контроллера с памятью позволяет вести архив событий и анализировать эффективность каждого цикла.

Для нефтяных скважин с переменным режимом работы это особенно важно, поскольку оператор может выявить моменты неэффективной добычи и внести корректировки.

1.7 Подведение итогов

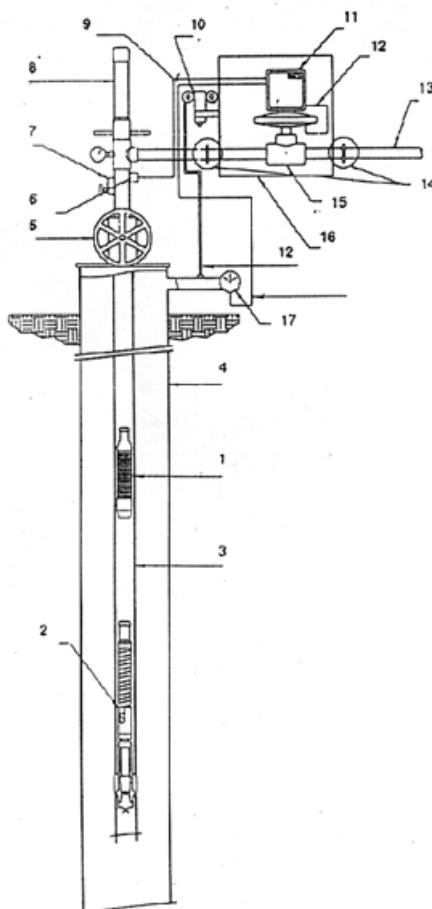
Плунжерный лифт — это эффективный и экономичный метод искусственного подъема, особенно подходящий для нефтяных скважин на поздней стадии разработки. Его конструктивная простота, энергонезависимость, устойчивость к осложняющим факторам и возможность автоматизации делают его универсальным решением для широкого спектра условий.

Особенности эксплуатации плунжерного лифта заключаются в зависимости от пластового давления, необходимости точного подбора параметров цикла, а также возможности работы в комбинированном режиме с газлифтной поддержкой. При грамотной настройке и контроле плунжерный

лифт способен значительно продлить срок рентабельной работы скважины, минимизируя затраты и экологические риски, связанные с утилизацией скважинных жидкостей.

1.8 Анализ конструкции

На рисунке 2 приведена общая компоновка скважинной установки плунжер-лифт, которая включает в себя основные элементы для его эксплуатации на скважине [6].



1 – плунжер; 2 – пружина-амортизатор (нижний ловитель); 3 – НКТ;
4 – эксплуатационная колонна; 5 – задвижка; 6 – датчик прихода плунжера;
7 – ловушка; 8 – лубрикатор; 9 – соединение датчика с контроллером; 10 –
редуктор с сепаратором; 11 – контроллер; 12 – импульсная трубка; 13 – выкидная
линия; 14 – фланцевые соединения; 15 – моторный клапан; 16 – металлический
ящик; 17 – электроконтактный манометр.

Рисунок 2 – Компоненты плунжерного лифта

Конструкция плунжерного лифта включает в себя как наземные, так и подземные элементы. Каждый компонент выполняет критически важные функции для успешной работы всей системы.

Плунжер-лифт включает в себя:

- *плунжер (рисунок 3) (поршень)*. Это основной рабочий орган системы, движущийся вверх и вниз внутри насосно-компрессорных труб (НКТ). Плунжер представляет собой цилиндр с минимальным зазором относительно внутренней поверхности труб, что позволяет создавать механическое уплотнение между жидкостью и газом. В конструкции плунжера может быть предусмотрен перепускной клапан, позволяющий ему свободно опускаться вниз через жидкость и закрывающийся при подъеме, чтобы эффективно вытолкнуть жидкость на поверхность;

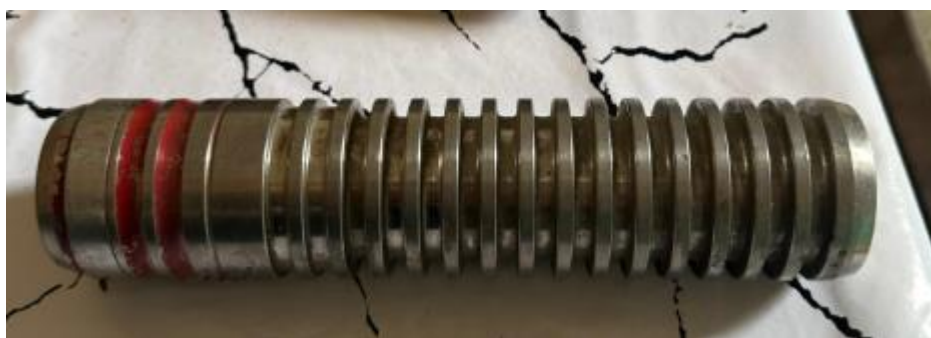


Рисунок 3 – Плунжер

- *пружина-амортизатор (рисунок 4) (нижний ловитель)*. Устанавливается на забое и служит для смягчения удара плунжера при падении. Кроме того, она фиксирует плунжер в нижней точке перед началом нового цикла [10];



Рисунок 4 – Пружина-амортизатор

- *лубликатор и улавливатель (рисунок 5)*. Они находятся на устье скважины и обеспечивают захват плунжера после его подъема. Лубликатор также позволяет безопасно обслуживать плунжер и предотвращает повреждение устьевого оборудования [11];



Рисунок 5 – Лубрикатор и улавливатель

- датчик прибытия плунжера (рисунок 6). Фиксирует момент достижения плунжером поверхности. Сигнал от датчика поступает в контроллер, управляющий режимом работы скважины;



Рисунок 6 – Датчик прибытия плунжера

- поверхностный (моторный) клапан (рисунок 7). Управляется контроллером и регулирует открытие и закрытие скважины в зависимости от давления и времени цикла;

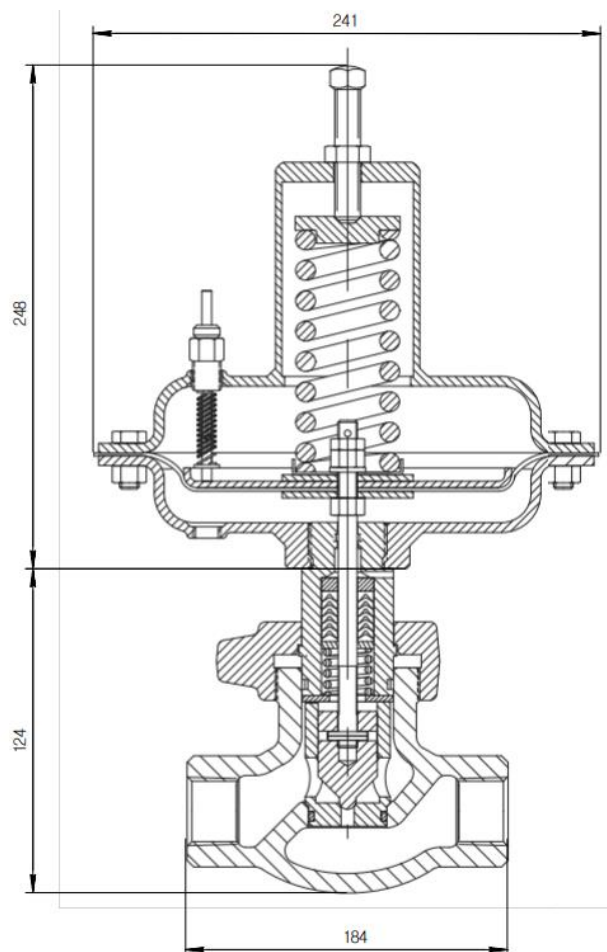


Рисунок 7 – Поверхностный (моторный) клапан

- контроллер (рисунок 8). Центральный элемент системы управления, который задает алгоритмы работы, включая время закрытия, открытия, ожидания и экстренных режимов. Контроллер может работать по таймеру или на основе сигналов с датчиков давления, дебита, прибытия плунжера [12].



Рисунок 8 – Контроллер

1.9 Принцип работы установки «плунжер-лифт»

Цикл работы плунжерного лифта состоит из нескольких фаз (рисунок 9):

- фаза закрытия скважины: Поверхностный клапан закрыт, в затрубном пространстве накапливается пластовый газ, создавая давление, необходимое для подъема плунжера. В это время плунжер находится на забое.
- фаза открытия: Когда давление достигает заданного порога, контроллер открывает клапан, и газ начинает вытеснять плунжер вверх по трубам. Жидкость, находящаяся над плунжером, поднимается вместе с ним.
- фаза дебитирования: После достижения устья плунжер фиксируется в лубрикаторе, жидкость выходит в линию добычи. Газ продолжает поступать до снижения давления до установленного минимума.
- фаза сброса: Контроллер закрывает клапан, и плунжер под действием силы тяжести и собственного веса возвращается вниз через жидкость и газ.

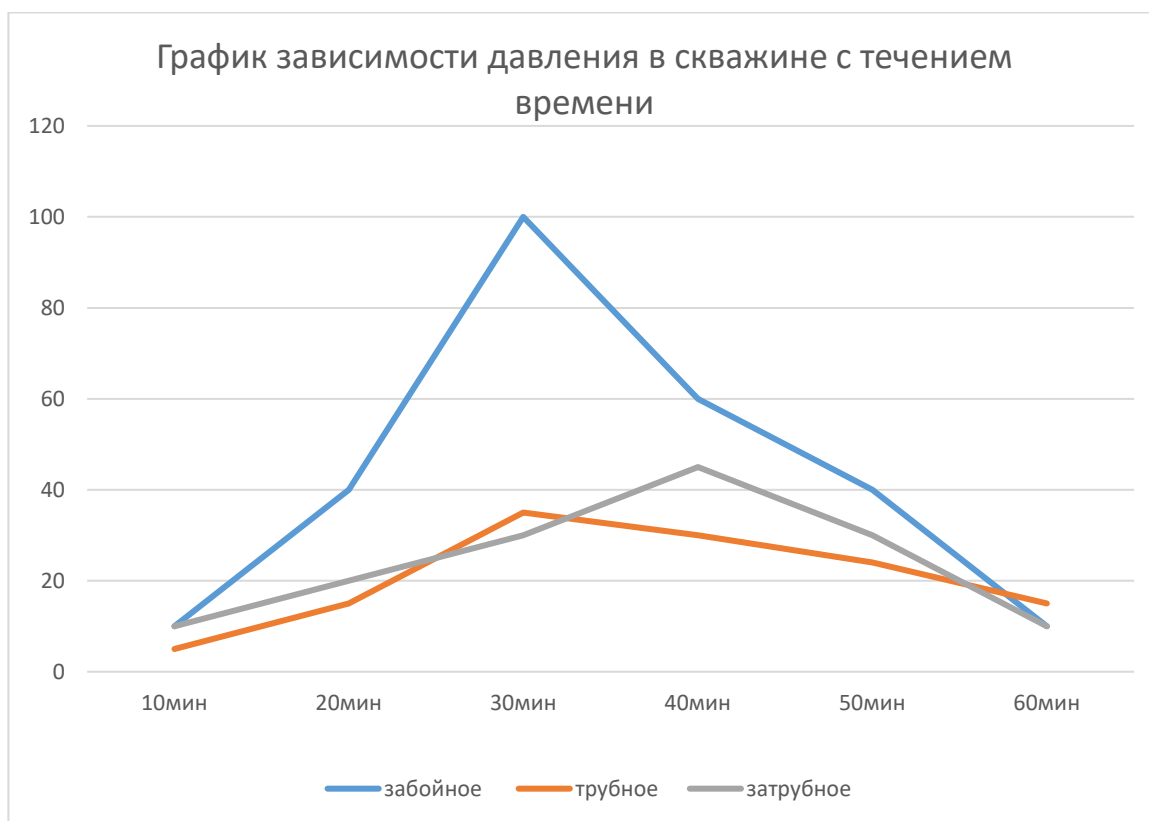


Рисунок 9 – График зависимости давления в скважине с течением времени

1.10 Особенности конструкции для нефтяных скважин

Использование плунжерного лифта в нефтяных скважинах требует учета ряда факторов, отличающих его от газовых скважин:

- вязкость нефти: в отличие от газа, нефть имеет высокую плотность и вязкость, что требует высокой герметичности плунжера для предотвращения

проскока жидкости. Часто используются специальные типы плунжеров с магнитными или уплотнительными кольцами;

- парафиноотложения: плунжер действует как механический скребок, очищающий стенки труб от парафина. В некоторых конструкциях применяются плавающие кольца, улучшающие этот эффект;

- обводненность: при высокой обводненности в составе жидкости могут содержаться соли и твердые частицы, вызывающие абразивный износ. Конструкция плунжера и клапанов выполняется из износостойких материалов, таких как нержавеющая сталь и карбид вольфрама;

- газонасыщенность: наличие растворенного газа в нефти влияет на фазу подъема плунжера, что требует более точной настройки времени закрытия и открытия скважины;

- нестабильный приток: при колебаниях дебита необходимо использовать адаптивное управление, которое будет учитывать динамику давления и производительности, предотвращая частые простои или холостой подъем;

- температурный режим: в условиях высоких температур (до 120–150 °С) необходимо использование термостойких уплотнений, смазок и контроллеров, устойчивых к перегреву.

1.11 Автоматизация и контроль

Современные конструкции плунжерных лифтов предусматривают широкое применение автоматических систем управления:

- контроллеры позволяют настраивать время закрытия скважины, продолжительность дебитирования, время ожидания прибытия плунжера;

- при наличии расходомеров (в том числе на основе дифференциального давления) возможно измерение объема добываемой жидкости в реальном времени.

В случае аварийной ситуации (например, плунжер не достиг поверхности за установленное время), система переводится в безопасный режим, возможно использование аварийной продувки.

Подключение к SCADA-системам позволяет дистанционно контролировать работу оборудования, получать отчеты и оптимизировать режим работы в зависимости от показателей скважины.

1.12 Преимущества и ограничения конструкции

Преимущества:

- простота конструкции, надежность в эксплуатации;
- низкая стоимость установки и обслуживания;
- энергонезависимость (возможность работы от солнечных батарей);
- способность работать при низком дебите;

- самоочищение от парафина;
- автоматизация и гибкая настройка.

Ограничения:

- неэффективен при высоковязкой нефти без газовой фазы;
- требует периодической замены плунжера (износ);
- чувствителен к неправильной настройке таймингов;
- ограниченная производительность (до 30–50 м³/сут в стандартных системах).

1.13 Основные типы плунжерных лифтов:

По конструкции плунжера:

- классический (сплошной) плунжер. Цельнометаллический цилиндр без внутренних каналов. Самый простой и дешёвый. Применяется при хороших условиях: стабильный приток, чистая жидкость;
- сквозной (Bypass) плунжер (рисунок 10). Имеет внутренний канал или клапан, который открыт при спуске и закрыт при подъёме. Обеспечивает более быстрое падение вниз. Хорош при глубокой НКТ и малом газовом накоплении;

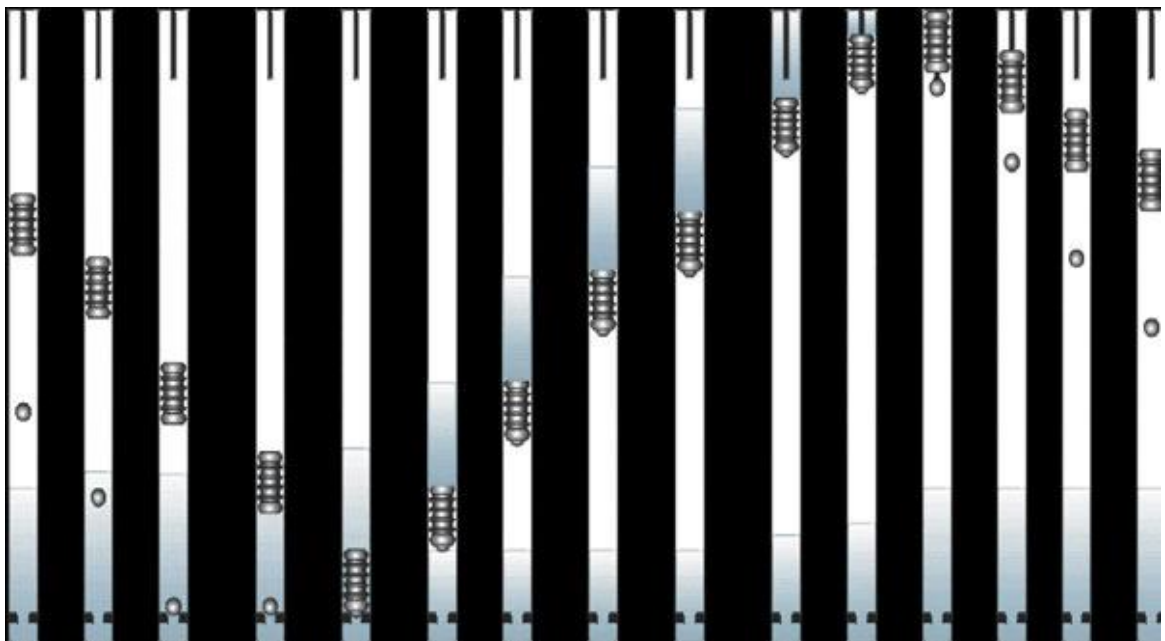


Рисунок 10 – Сквозной (Bypass) плунжер

- герметичный (sealed) плунжер. Имеет уплотнительные кольца или прецизионную посадку. Повышает эффективность при выталкивании жидкости. Используется при высоковязких жидкостях или эмульсиях [18];
- клапанный (вентильный) плунжер. Встроенные механизмы (шариковые или пружинные клапаны), открываются при спуске, закрываются при подъёме. Уменьшает сопротивление при падении. Устойчив к загрязнению.

По способу управления:

- с ручным управлением;
- открытие/закрытие скважины оператором;
- используется при минимальной автоматизации;
- с автоматическим контроллером. Контроллер управляет циклом: закрытие, накопление, запуск, остановка. Используются датчики давления, герконы и таймеры.

По режиму работы:

- Периодического действия (cyclic);
- Скважина периодически закрывается и открывается;
- Наиболее распространённый режим;
- Непрерывного действия. Скважина открыта постоянно, используется в сочетании с Bypass-плунжером. Требуется стабильного притока газа и жидкости.

По дополнительным функциям и особенностям:

- с газлифтной поддержкой (гибридные системы);
- закачка газа в затруб в экстренных случаях, когда давления не хватает;
- повышает надёжность подъёма плунжера;
- пескоустойчивые плунжеры;
- специальная конструкция, устойчивая к механическим примесям. Имеют увеличенный зазор, антифрикционные покрытия или магнитные ловушки.

1.14 Сравнение установки плунжер-лифт в зависимости от страны-производителя

США – лидер по инновациям в области плунжер-лифта. Ключевые доработки американских компаний:

- интеллектуальные плунжеры (Smart Plungers). Производители: Flowco, PCS Ferguson, Liberty Lift. Суть доработки: встроенные микросенсоры, которые измеряют давление, температуру и скорость. Функция: данные передаются в систему управления, которая автоматически подбирает время закрытия/открытия скважины. Преимущество: минимизация человеческого вмешательства, предотвращение аварий (например, "пустой ход" или пропущенный цикл);

- bypass - плунжеры с регулируемым клапаном. Производители: PCS Ferguson, Weatherford. Суть: это плунжеры с встроенным байпасом (отверстием и пружинным клапаном). Принцип: во время подъёма газ проходит сквозь плунжер, уменьшая сопротивление; при достижении устья клапан закрывается. Типы: Time-delay Bypass: с задержкой на закрытие. Pressure-sensitive Bypass: срабатывает от давления;

- контроллеры с автоподбором цикла. Производители: Flowco, Liberty Lift, Wellmaster. Суть: контроллер подключён к датчикам давления/вибрации/расхода и "обучается" на каждом цикле. Режимы: оптимизация под максимальный суточный дебит, минимизация механического износа, аварийный режим с

закачкой газа. Функции: Авто расчёт времени закрытия в зависимости от давления в затрубе. Детектирование прихода плунжера по пиковому давлению/звуковому удару. Поддержка SCADA (удалённое управление);

- разработка покрытий для плунжеров. Производители: Weatherford, D&L Oil Tools, Tejas Plunger Lift. Материалы: хромирование, нитрид титана, керамика. Цель: защита от износа при работе в песчаных/агрессивных скважинах. Влияние: увеличение ресурса плунжера до 3–5 лет. Меньше зазоров, что повышает эффективность герметизации;

- оптимизация для высокодебитных и отклонённых скважин. Используются low-friction плунжеры (с графитовыми и пластиковыми направляющими). Разрабатываются магнитные улавливатели и амортизаторы, чтобы гасить удары при приходе;

- плунжеры для работы при низких температурах (Low-temp plunger designs). Производители: Endurance Lift Solutions (Canada), Novomet Canada, Hy-Tech Production Ltd. Суть доработки: применяются эластомеры и сплавы (включая EPDM и фторкаучуки), устойчивые к -40°C и ниже. Герметизация сохраняется при замерзании воды, наличие льда в колонне не критично. Особенность конструкции: вставки из нейлона или полиуретана, которые не деформируются при температурных перепадах. Использование «мягких» уплотнений, исключающих залипание на трубных стенках;

- гравитационно-усиленные плунжеры (Weighted plungers). Используются в условиях, когда давление слишком слабое для подъема стандартного плунжера. Особенности: увеличенная масса плунжера (иногда в 2 раза больше стандартного). Применяются в водонасыщенных или малоэнергетических скважинах. Часто сочетаются с длинной камерой накопления (повышение столба жидкости);

- системы аварийной газовой помощи (Gas-Assist Plunger Lift). Подход, близкий к тому, что ты внедряешь: подача газа в затруб для «подталкивания» плунжера вверх. Применение: только при отсутствии прихода плунжера в заданное время. Газ поступает по отдельному каналу, через клапан с таймером или по датчику. Устройство: мини-клапан с пневматическим приводом или электронным управлением (по давлению). Малое давление газа (до 100 psi) — достаточно для «снятия» плунжера с места;

- контроллеры с ручным режимом и автономной работой. В удалённых районах (Альберта, Британская Колумбия) часто нет стабильной связи и питания. Применяются солнечные контроллеры с минимальной логикой: простые таймеры на закрытие/открытие скважины. Иногда — датчик вибрации/удара для регистрации прихода плунжера;

- доработка клапанов и устьевого оборудования под замерзание. Клапаны оснащаются подогревом (иногда — пассивным: за счёт термозащиты от солнечных батарей) [22].

Россия — адаптация под тяжёлые условия и ресурсная эффективность.
Основные доработки и особенности российских решений:

- плунжеры с антиабразивной защитой. Разработчики: ТатНИПИнефть, ООО «НПП ЭЛЕМЕР», ГК «Пакер», РГУ нефти и газа им. Губкина. Проблема: абразивный износ плунжеров в песчаных, обводнённых скважинах. Доработки: используются вставки из карбида вольфрама, нитридов и покрытие из титанового сплава. Применение резинометаллических уплотнений со сменными элементами. Испытаны конструкции с самоустанавливающимися направляющими (аналог low-friction американских);

- многоступенчатая система контроля цикла. Контроллеры отечественного производства: ЭЛЕМЕР-ПЛ (с поддержкой RS-485). СКВАЖИНА-КПЛ (на базе ПЛК Овен). Функции: учёт времени цикла. Регистрация прихода плунжера по датчику удара или давления. Вычисление времени закрытия с возможностью адаптации (по аналогии с американскими контроллерами, но без AI/обучения);

- интеграция с системами ГИС и телеметрии. В рамках проектов Газпромнефть, Татнефть, Роснефть: разрабатываются SCADA-модули для контроля плунжерного лифта. Используются каналы LoRaWAN и GSM, подключение к платформам типа «ГеоИнформационная Система скважин». Функционал: контроль дебита и давления онлайн. Аварийные уведомления (например, "плунжер не прибыл"). Выгрузка циклов в Excel/архивы по сменам;

- применение газлифтной поддержки при отсутствии прихода плунжера. Аналогично канадской модели, но чаще используется постоянная закачка на ранней стадии. Применяется в Западной Сибири и Татарстане. Особенность: газ подаётся при условии: отсутствие удара в течение заданного времени; давление ниже минимального на приём насосного оборудования [25];

- разработка тяжелых и длинных плунжеров для глубоких скважин

Плунжеры длиной до 1,5–2 м, массой 15+ кг. Используются в глубоких старых скважинах (>3000 м), где обычные плунжеры неэффективны. Добавляются демпферы в устьевой арматуре, чтобы гасить кинетический удар.

Китай – локализация и развитие через интеграцию западных и собственных технологий. Основные особенности и доработки китайских решений:

- импортозамещение и локализация технологий. Компании: CNPC, Sinopec, Yantai Jereh, Kerui Petroleum. Путь развития: в начале 2000-х Китай закупал технологии плунжер-лифта у компаний США (например, PCS Ferguson). С 2010-х годов начал производить собственные аналоги с локальными модификациями. Локализованные улучшения: материалы плунжеров адаптированы под местные условия (высокая минерализация, температура выше 120°C). Упрощённые контроллеры с возможностью ручной корректировки по результатам суточных замеров;

- плунжеры для глубоких и термальных скважин. Регион применения: провинции Сычуань, Шэньси, Таримский нефтегазоносный бассейн. Особенности конструкции: высокотемпературные сплавы (иногда – сплавы на основе никеля и хрома). Плунжеры с двойной уплотняющей системой для работы при $T > 130^{\circ}\text{C}$ и давлении $> 25 \text{ МПа}$;

- интеграция с цифровыми платформами PetroCloud. Китайские нефтяные компании создают цифровые месторождения с применением IoT и AI. Плунжер-лифт включён в общую систему управления добычей: сбор данных с датчиков давления, температуры, вибрации. Подключение к облачной платформе для анализа и оптимизации режимов работы. Особенность: решения в духе американской SCADA, но со значительно более низкой стоимостью;

- применение газлифтной поддержки (комбинированные схемы). Месторождения: Восточный Синьцзян, побережье Южно-Китайского моря. Система "Plunger + Gas Assist" применяется для: повышения КПД при слабом давлении; работы в скважинах с тяжёлым флюидом. Реализация: газ подаётся либо периодически, либо в аварийном режиме (по сигналу контроллера). Контроллер управляет электромагнитным клапаном подачи газа;

- экономическая доработка: упрощённые конструкции. Основной фокус – снижение себестоимости: плунжеры из дешёвых сплавов с покрытием. Упрощённые устьевые улавливатели и амортизаторы. Минимальное количество сенсоров в базовой конфигурации. Это делает технологию массово применимой на старых и удалённых скважинах.

1.15 Сравнение плунжерного лифта с другими методами добычи нефти

1.15.1 Плунжерный лифт. Плунжерный лифт (рисунок 11) используется для подъема нефти из скважин, где естественное давление недостаточно для самостоятельного подъема углеводородов на поверхность. В этом методе плунжер (металлический поршень) движется по колонне трубы, вытягивая нефть. Система управляется с использованием клапанов, контролирующих движение плунжера. Он поднимается за счет перепада давления в скважине и механической силы.

Преимущества:

- низкие капитальные затраты: Для установки плунжерного лифта не требуется сложного и дорогого оборудования, что делает его сравнительно дешевым на начальном этапе;

- низкие эксплуатационные расходы: Плунжерный лифт не требует постоянного подключения к электросети или больших энергозатрат, что также снижает расходы на эксплуатацию;

- минимальные требования к техобслуживанию: Система простая, что снижает потребность в частых и дорогих ремонтах. Однако необходимо следить за состоянием плунжера и клапанов, особенно в условиях повышенной абразивности жидкости;

- малые эксплуатационные ресурсы: Плунжерные лифты не требуют высококвалифицированного персонала для управления системой, что снижает расходы на обучение и техническую поддержку.



Рисунок 11 – Устьевое оборудование плунжер-лифт

Недостатки:

- ограниченная производительность: Этот метод эффективен на скважинах с низким дебитом (до 10-20 м³/сут). Для больших дебитов он становится неэффективным, так как трудоемкость увеличивается;

- зависимость от пластового давления: Плунжерный лифт требует минимального уровня пластового давления, иначе система не будет эффективно работать;

- не подходит для глубоких скважин: в скважинах большой глубины плунжерные лифты могут испытывать трудности из-за высоких сопротивлений и давления, что требует дополнительных усилий для подъема нефти.

Экономика и ремонт:

- капитальные затраты: Стоимость установки плунжерного лифта значительно ниже, чем у более сложных систем. Это один из основных факторов, почему его используют на скважинах с низким дебитом и небольшой глубиной;

- операционные расходы: Плунжерные лифты не требуют значительных затрат на энергоснабжение, а их обслуживание и ремонт относительно дешевы. В среднем, стоимость ремонта и замены плунжера и клапанов является низкой по сравнению с насосами;

- частота ремонтов: Плунжерные лифты требуют минимальных ремонтных работ, их обслуживание включает периодическую проверку плунжеров, замены клапанов и очистку труб от возможных отложений.

1.15.2 Газлифт. Газлифт (рисунок 12) – это метод подъема нефти, при котором в скважину закачивается газ, который уменьшает плотность нефти и

облегчает ее подъем. Газлифт может работать как с природным газом, так и с искусственно закачиваемым газом. Система состоит из нескольких газовых инжекторов, которые создают необходимое давление для подъема нефти на поверхность.



Рисунок 12 – Устьевое оборудование газлифта

Преимущества:

- подходит для скважин с низким пластовым давлением. Газлифт эффективен в условиях, когда пластовое давление слишком низкое для обычных методов добычи, таких как плунжерный лифт;
- высокая производительность. Газлифт способен обеспечить высокую продуктивность даже на скважинах с высокими дебитами, что делает его более универсальным;
- гибкость. Газлифт можно использовать в разных условиях эксплуатации, например, с переменным количеством газа или при изменении пластового давления.

Недостатки:

- высокие капитальные затраты. Для установки газлифтной системы требуется более сложное оборудование, включая газовые компрессоры, инжекторы и другие компоненты, что увеличивает начальные затраты;
- зависимость от наличия газа. Газлифт требует постоянного наличия газового источника, что может стать проблемой в случае его дефицита или нестабильности поставок;
- необходимость в поддержке газовой инфраструктуры. Для эффективной работы газлифтной системы требуется наличие хорошо развитой инфраструктуры для закачки газа, что увеличивает затраты на эксплуатацию.

Экономика и ремонт:

- капитальные затраты. Установка газлифта является дорогостоящей, так как требует закупки компрессоров и газовых инжекторов. Это влечет за собой высокие первоначальные инвестиции;
- операционные расходы. Эксплуатационные расходы включают затраты на газ, энергию для компрессоров и обслуживание оборудования. В условиях нестабильных поставок газа, эти расходы могут значительно возрасти;
- частота ремонтов. Газлифтные системы требуют периодической проверки и обслуживания компрессоров, инжекторов и трубопроводов, что увеличивает стоимость ремонта.

1.15.3 Насосно-компрессорные установки (НКУ). Насосно-компрессорные установки (рисунок 13) представляют собой системы, состоящие из насосов и компрессоров, которые могут подавать нефть на поверхность в случае, когда природного давления недостаточно для подъема. Они применяются для работы в более глубоких скважинах, где другие методы добычи оказываются неэффективными.

Преимущества:

- высокая производительность. НКУ обеспечивают высокий дебит, что делает их подходящими для крупных скважин с высокой добычей;
- подходит для глубоких скважин. Эти системы могут работать на больших глубинах, что делает их универсальными в условиях различных типов скважин;
- автоматизация процесса. НКУ могут быть оснащены автоматическими системами управления, что снижает потребность в постоянном мониторинге и обслуживании.

Недостатки:

- высокие капитальные затраты. Установка НКУ требует значительных первоначальных вложений, включая покупку насосов, компрессоров, систем управления и других компонентов;
- высокие эксплуатационные расходы. НКУ требуют значительных затрат на электроэнергию и поддержание работы оборудования. Также необходимо постоянное техническое обслуживание;
- сложность эксплуатации. Эти системы требуют высококвалифицированного персонала для их обслуживания и управления.



Рисунок 13 – Насосно-компрессорные установки (НКУ)

Экономика и ремонт:

- капитальные затраты. Установка НКУ является одной из самых дорогих, так как требует закупки и монтажа сложного оборудования, включая насосы, компрессоры и автоматические системы;
- операционные расходы. Высокие затраты на электроэнергию, обслуживание и технические ремонты являются значительным недостатком;
- частота ремонтов. Системы НКУ могут требовать более частого обслуживания, включая ремонт насосов, компрессоров и другого оборудования, что увеличивает эксплуатационные расходы.

1.15.4 Электроприводной центробежный насос. Электроцентробежные насосы (ЭЦН) – один из наиболее распространённых и эффективных методов механизированной добычи нефти. Они широко применяются на скважинах с высокой производительностью и различными условиями эксплуатации. Ниже подробно рассматриваются основные преимущества и недостатки ЭЦН, которые необходимо учитывать при выборе метода добычи нефти.

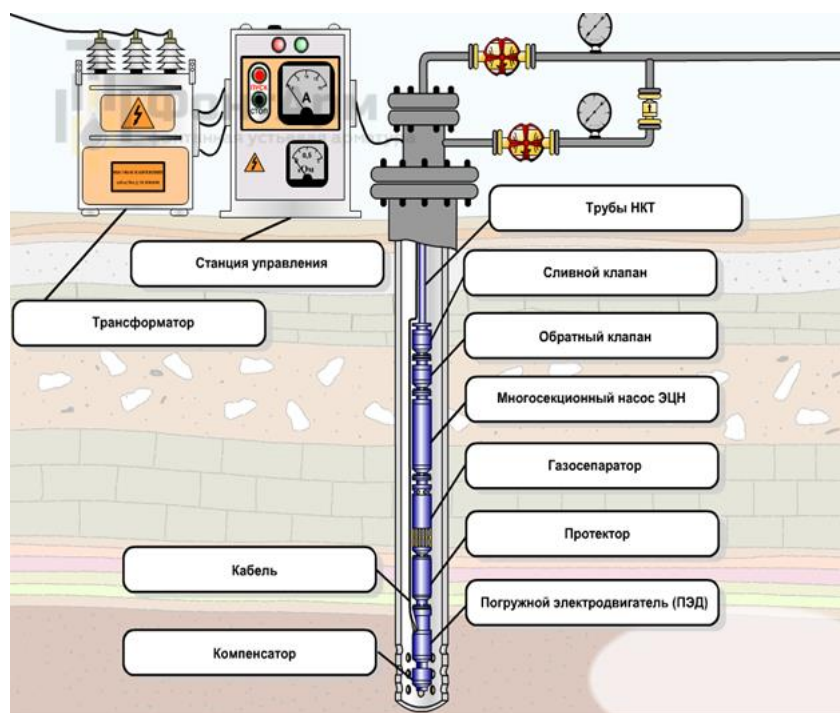


Рисунок 14 – электроприводной центробежный насос

Преимущества:

- высокая производительность. Одним из главных достоинств ЭЦН является их способность перекачивать большие объёмы жидкости. Современные модели способны обеспечивать дебит от 5 до 1500 м³/сут и более, что делает их особенно эффективными на высокопродуктивных скважинах;
- широкий диапазон рабочих условий. ЭЦН могут работать на скважинах с различными характеристиками: с высоким или низким забойным давлением; на глубинах от 500 до 5000 м и глубже; при температуре до 150 °С и выше (в зависимости от исполнения);
- непрерывная работа. ЭЦН обеспечивают непрерывную добычу нефти, что способствует стабильной работе месторождения, равномерной нагрузке на инфраструктуру и предсказуемому технологическому процессу;
- автоматизация и дистанционное управление. Современные ЭЦН могут оснащаться датчиками давления, температуры, вибрации, а также системами SCADA, что позволяет осуществлять дистанционный мониторинг и управление насосом. Это снижает потребность в частом обслуживании и повышает безопасность;
- компактность и модульность конструкции. ЭЦН состоит из нескольких основных модулей: насос, газосепаратор, двигатель, кабель, система защиты. Каждый элемент можно адаптировать под условия конкретной скважины. Это делает систему гибкой и пригодной для типовых и нестандартных проектов.
- минимизация воздействия на пласт. В отличие от других методов (например, штанговых насосов), ЭЦН создают меньшие колебания давления в

пласте, обеспечивая более равномерное истечение флюида и снижая возможность преждевременного обводнения скважины;

- развитая инфраструктура и технологическая поддержка. Из-за широкого распространения ЭЦН существует большая база запчастей, квалифицированных специалистов, сервисных центров и учебных программ. Это упрощает внедрение и эксплуатацию оборудования.

Недостатки:

- чувствительность к содержанию газа. ЭЦН плохо работают при высоком газовом факторе. Если содержание свободного газа в потоке превышает 40-50%, возникает риск: кавитации, газовой пробки, перегрева насоса. Для устранения этой проблемы необходимо устанавливать газосепараторы, что усложняет систему и увеличивает стоимость;

- низкая ремонтпригодность и сложность извлечения. В случае выхода из строя насос приходится полностью извлекать из скважины весь насосно-компрессорный трубопровод (НКТ), что требует: применения подъёмной техники, приостановки добычи, затрат на бригаду ремонта скважин (БРС). Таким образом, ремонт ЭЦН – дорогостоящий и трудоёмкий процесс;

- энергозатраты. ЭЦН потребляют значительное количество электроэнергии, особенно при больших дебитах и глубинах. Это увеличивает эксплуатационные расходы, требования к электроснабжению (особенно на удалённых месторождениях);

- ограниченная способность к перекачке твёрдых частиц. ЭЦН не предназначены для работы со скважинами, содержащими: песок, механические примеси, парафиновые отложения;

Из-за высоких оборотов и малых зазоров в насосе твёрдые частицы быстро изнашивают рабочие колёса и направляющие аппараты;

- ограничения по вязкости нефти. При вязкости нефти свыше 150-200 сП эффективность ЭЦН резко падает;

- высокая стоимость оборудования и запуска. Первоначальные инвестиции в установку ЭЦН очень высокие;

- температурные ограничения. Несмотря на возможную работу при повышенных температурах, стандартные модели ЭЦН рассчитаны на температуры до 120–150 °С. В условиях высокотемпературных пластов (например, при разработке залежей битума или сверхвязкой нефти) требуются специальные исполнения.

1.16 Функциональная схема работы скважины

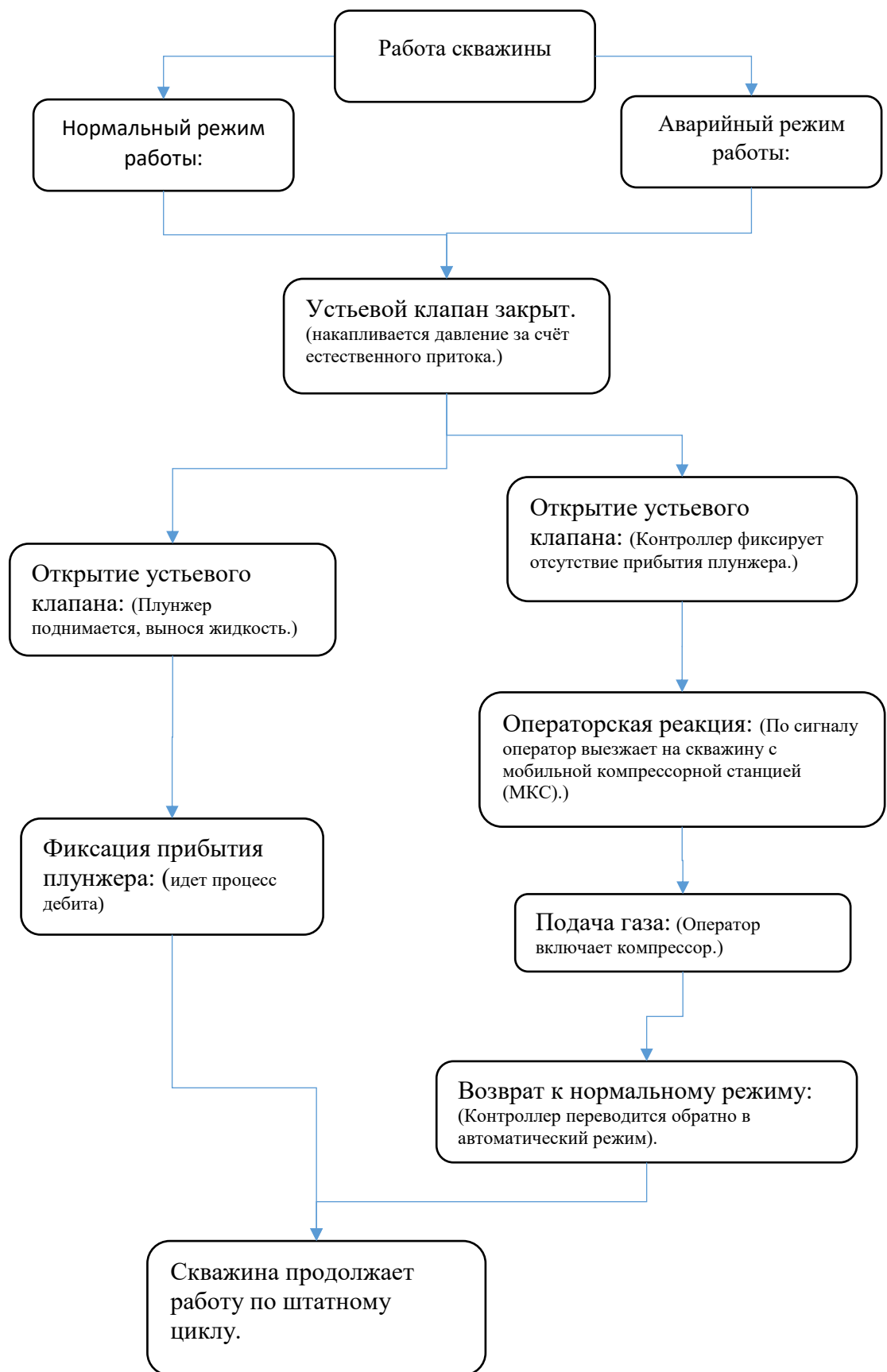


Рисунок 15 – Функциональная схема работы скважины

1.17 Анализ эффективности плунжерного лифта достоинства и недостатки

1.17.1 Достоинства плунжерного лифта. К достоинствам плунжерного лифта относятся:

- экономичность. Низкие капитальные затраты: Плунжерный лифт имеет относительно низкие начальные затраты по сравнению с другими методами добычи, такими как насосно-компрессорные установки или газлифт. Для его установки не требуется сложное оборудование или дорогие материалы. Малые эксплуатационные расходы: Для работы плунжерного лифта не требуется постоянное подключение к источникам электроэнергии, что снижает расходы на энергию. Это делает его особенно привлекательным для эксплуатации в отдаленных районах, где электроснабжение может быть ограничено или дорогостояще;

- простота эксплуатации и обслуживания. Минимальные технические требования: Плунжерный лифт — это достаточно простая система, не требующая постоянного сложного технического обслуживания. Он имеет небольшое количество подвижных частей, что сокращает вероятность поломок. Отсутствие необходимости в высококвалифицированном персонале: Для эксплуатации и технического обслуживания системы требуется минимальное количество квалифицированных специалистов, что снижает затраты на обучение и удержание персонала;

- подходит для скважин с низким дебитом. Идеален для скважин с низким пластовым давлением: Плунжерный лифт эффективен для скважин с низким дебитом, где другие методы, такие как насосы с электроприводом, могут быть менее экономичными или неэффективными. Эффективен для глубоких скважин с низким дебитом: в условиях с низким дебитом и пластовым давлением, плунжерный лифт позволяет эффективно использовать механическое движение для подъема нефти на поверхность;

- низкое воздействие на окружающую среду. Минимальные выбросы: Плунжерный лифт не требует значительных энергетических ресурсов и не приводит к значительным выбросам углекислого газа или других загрязнителей в атмосферу, что делает его экологически чистым методом добычи;

- низкая степень износа оборудования. Стабильность работы в долгосрочной перспективе: Несмотря на относительно долгие циклы работы и нагрузки, плунжерный лифт может служить длительное время при регулярном и правильном обслуживании, что снижает общие затраты на обслуживание и замену компонентов.

1.17.2 Недостатки плунжерного лифта. Ограниченная производительность:

- низкая пропускная способность. Плунжерный лифт эффективно работает только на скважинах с низким дебитом. Он не подходит для добычи из высокопродуктивных скважин с большими объемами нефти, так как не может обеспечить высокие скорости подъема жидкости. Проблемы с увеличением дебита: Несмотря на его эффективность для скважин с малым дебитом, на определенном уровне увеличение времени работы системы не приводит к существенному росту дебита. Это связано с тем, что плунжерный лифт имеет предел по количеству нефти, которое он может поднять за единицу времени;

- зависимость от пластового давления. Низкое давление скважины: Плунжерный лифт зависит от пластового давления для подъема нефти. Если пластовое давление недостаточно высоко, система будет неэффективна. В таких случаях может потребоваться дополнительное оборудование для закачки газа или переход на другой метод добычи (например, насосно-компрессорные установки). Проблемы с непостоянным давлением: Если давление в скважине сильно изменяется, это может повлиять на стабильность работы плунжерного лифта, увеличив расходы на обслуживание и снижая эффективность работы системы;

- технические ограничения – глубина работы. Плунжерный лифт имеет ограничения по глубине работы, особенно в случае больших глубин скважины, где сопротивление в трубах становится слишком высоко для эффективного подъема нефти. Это ограничивает его применение в глубоко расположенных залежах. Сложности с регулированием времени: Для повышения производительности и точности работы системы требуется сложное управление временем открытия и закрытия клапанов, а также мониторинг прибытия плунжера, что может потребовать дополнительной автоматизации;

- сложности с износом плунжера и клапанов. Износ компонентов: Плунжер и клапаны, которые контактируют с нефтью, подвержены износу, особенно в случае работы с абразивными частицами в жидкости. Это может привести к необходимости частых замен или ремонтов. Загрязнение труб: На трубах могут образовываться отложения, что снижает эффективность системы и требует регулярной очистки;

- невозможность автоматического регулирования давления. Необходимость вмешательства оператора: в отличие от некоторых других методов добычи, плунжерный лифт не всегда может автоматически подстраиваться под изменения давления в скважине, что требует вмешательства оператора для настройки работы системы.

1.18 Выбор прототипа для предприятия

Применение сложных и высокотехнологичных методов искусственного подъёма нефти, таких как газлифтные установки или штанговые глубинные насосы, требует наличия на месторождении разветвлённой инфраструктуры, включающей в себя дорогостоящее оборудование, средства автоматизации, системное электроснабжение, а также высококвалифицированный обслуживающий персонал. Кроме того, такие установки чувствительны к загрязнению скважины механическими примесями и требуют регулярного обслуживания.

В связи с этим, на скважинах с нестабильным дебитом и ограниченными энергетическими возможностями, таких как многие промыслы Казахстана, нашли широкое применение более простые и надёжные методы эксплуатации, обеспечивающие устойчивую работу при минимальных затратах на обслуживание. Одним из таких решений является плунжерный лифт периодического действия с автоматическим управлением, сочетающий в себе простоту классической конструкции и возможности программируемого управления.

Плунжерные лифты данного типа не требуют наличия постоянного электропривода, могут эксплуатироваться в пыльных и засорённых условиях, устойчивы к механическим примесям и не нуждаются в дорогостоящем ремонте. Управление циклами работы осуществляется при помощи контроллера, обеспечивающего заданные интервалы накопления давления, подъёма плунжера и дебитирования жидкости. Все операции выполняются без участия обслуживающего персонала, что существенно снижает эксплуатационные затраты.

На основе анализа условий эксплуатации скважин и предъявляемых требований к системам механизированной добычи, а также с учётом практического опыта применения плунжерных лифтов на территории Казахстана, в качестве прототипа для проектируемой установки принят плунжерный лифт периодического действия с автоматическим управлением. Такая система позволяет обеспечить устойчивую работу скважины с возможностью гибкой настройки параметров цикла и максимизации суточного дебита.

2 Расчетно-проектная часть

2.1 Исходные данные

Глубина скважины $H=1200$ м.

Обоснование: Глубина определяется геологическим строением.

$D_{\text{НКТ}}=73$ мм.

$t=5.5$ мм.

$P_{\text{затруб}}$ — давление в затрубном пространстве.

$P_{\text{гидростатический}}$ — давление столба жидкости.

$P_{\text{устьевое}}$ — устьевое давление на поверхности.

$\Delta P_{\text{трение}}$ — потери на трение плунжера о стенки труб.

$H=1200$ м.

$\rho=800$ кг/м³.

$P_{\text{устьевое}}$ — 10 атм.

Потери на трение = (5–10) % от гидростатики.

$g=9,81$ м/с² — ускорение свободного падения, 1 атм ≈ 101325 Па.

Материал — сталь 20.

$\sigma_{\text{доп}}$ — допускаемое напряжение 200 МПа.

Время подъема плунжера от забоя к устью: $T=3$ мин.

$D_{\text{внешний НКТ}}=73$ мм = 0,073 м.

$D_{\text{внутренний обс. колонны}}=147,1$ мм = 0,1471 м.

Диаметр плунжера: $D=55$ мм.

Длина плунжера: $L=350$ мм=0.35 м.

Плотность титана: $\rho_{\text{Ti}} \approx 4500$ кг/м³.

$P_{\text{устьевое}}=10$ атм.

2.2 Расчёт объема жидкости в НКТ

Найдем внутренний диаметр труб НКТ:

$$D_{\text{внутр}} = D_{\text{наруж}} - 2 \cdot t, \quad (1)$$

$$D_{\text{внутр}} = 73 - 2 \cdot 5,5 = 62 \text{ мм.}$$

Используем формулу для нахождения объема цилиндра:

$$V = \pi \cdot \left(\frac{D_{\text{внутр}}}{2} \right)^2 \cdot H, \quad (2)$$

$$V=3,14 \cdot \left(\frac{0,062}{2}\right)^2 \cdot 1200 \approx 3,63 \text{ м}^3.$$

Рассчитаем количество необходимых циклов, если суточный дебит (15 м³/сут):

$$N_{\text{циклов}} = \frac{\text{суточный дебит}}{\text{объем жидкости в НКТ}}, \quad (3)$$

$$N_{\text{циклов}} = \frac{15}{3,63} \approx 4,13 \approx 4-5 \text{ циклов/сутки}.$$

Рассчитаем интервал между циклами:

$$T_{\text{цикла}} = \frac{T_{\text{сут}}}{N_{\text{циклов}}}, \quad (4)$$

$$T_{\text{цикла}} = \frac{24}{4,13} \approx 5,8 \text{ ч}.$$

2.3 Расчёт требуемого давления

Рассчитаем гидростатическое давление:

$$P_{\text{гидростатический}} = \rho \times g \times H, \quad (5)$$

$$P_{\text{гидростатическое}} = 800 \times 9,81 \times 1200 = 9417600 \text{ Па},$$

$$P_{\text{гидростатическое}} = \frac{9417600}{101325} \approx 92,9 \text{ атм}.$$

Столб нефти даёт примерно 93 атм давления.

Прибавим устьевое давление:

$$P_{\text{гидростатическое}} + P_{\text{устьевое}} = 92,9 + 10 = 102,9 \text{ атм}. \quad (6)$$

Учтем потери на трение:

$\Delta P_{\text{трение}}$ - 5% от гидростатики:

$$\Delta P_{\text{трение}} = 0,05 \times 92,9 = 4,65 \text{ атм}. \quad (7)$$

Общая формула баланса сил:

$$P_{\text{затруб}} = P_{\text{гидростатическое}} + P_{\text{устьевое}} + \Delta P_{\text{трение}}, \quad (8)$$

$$P_{\text{затруб}} = 92,9 + 10 + 4,65 = 107,55 \text{ атм} \approx 108 \text{ атм.}$$

2.4 Расчет основных элементов на прочность

2.4.1 Расчет НКТ на прочность. Внутренний диаметр:

$$D_{\text{внутр}} = D_{\text{внеш}} - 2 \times t, \quad (9)$$

$$D_{\text{внутр}} = 73 - 2 \times 5,5 = 62 \text{ мм} = 0,062 \text{ м.}$$

Подставляем (для $\sigma_{\text{доп}} = 200 \times 10^6 \text{ Па}$).

Расчет на внутреннее давление.

Формула допускаемого давления:

$$P_{\text{доп}} = \frac{2 \times \sigma_{\text{доп}} \times \delta}{D_{\text{внутр}}}, \quad (10)$$

$$P_{\text{доп}} = \frac{2 \times 200 \times 10^6 \times 0,0055}{0,062},$$

$$P_{\text{доп}} = \frac{2,2 \times 10^6}{0,062},$$

$$P_{\text{доп}} \approx 35,48 \times 10^6 \text{ Па,}$$

$$P_{\text{доп}} \approx 350 \text{ атм.}$$

Вывод: НКТ выдерживают до 350 атм, а нам нужно 108 атм. Большой запас прочности.

2.4.2. *Обсадная колонна.* Обычно обсадная колонна проектируется под давление до 150–300 атм в затрубе (особенно при цементировании). 108 атм — это ниже нормы работы обсадной колонны.

Вывод: Обсадная колонна тоже выдержит.

2.4.3. *Устьевая арматура.* Стандартные устьевые ёлки по ГОСТ 13846-89, выдерживают давление до 340 атм [26].

2.5 Расчет производительности и мощности компрессора

Учитывая, что на забое уже имеется некоторое давление, подбираем Компрессор производительностью $50 \text{ м}^3/\text{ч}$, а $P_2 = 40 \text{ атм.}$

Таблица 1 – Параметры компрессора.

Модель	Q	Давление	Мощность	Габариты	Вес
Единицы измерения	$\text{Нм}^3/\text{ч}$	Бар (изб)	кВт	мм	кг
Ковинт КСВД 46/50	46	50	18,5	1290x870x770	750

Определим производительность компрессора:

$$V = \frac{H}{T}, \quad (11)$$

$$V = \frac{1200}{3} = 400 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Найдем объем внутреннего пространства обсадных колонн:

$$V_2 = h \times \frac{\pi \times D^2}{4}, \quad (12)$$

$$V_2 = 1200 \times \frac{3,14 \times 0,147^2}{4} = 20,4 \text{ м}^3.$$

Найдем объем занимаемый трубами НКТ:

$$V_3 = h \times \frac{\pi \times D^2}{4}, \quad (13)$$

$$V_3 = 1200 \times \frac{3,14 \times 0,073^2}{4} = 5,02 \text{ м}^3.$$

Найдем объем затрубного пространства:

$$V_1 = V_2 - V_3, \quad (14)$$

$$V_1 = 20,4 - 5,02 = 15,4 \text{ м}^3.$$

Рассчитаем время работы компрессора для поднятия давления в затрубном пространстве до заданных параметров:

$$T = \frac{V}{\text{Производительность компрессора}}, \quad (15)$$

$$T = \frac{15,4}{46} = 0,33 \text{ ч} = 20 \text{ мин.}$$

2.6 Расчёт массы титанового плунжера

Найдем объём цилиндра:

$$V = \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2 \cdot L, \quad (16)$$

$$3,14 \cdot \left(\frac{0,055}{2}\right)^2 \cdot 0,35 \approx 8,3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3.$$

Рассчитаем массу титанового плунжера:

$$M = \rho \cdot V, \quad (17)$$

$$M = 4500 \cdot 8,3 \cdot 10^{-4} \approx 3,74 \text{ кг.}$$

3 Анализ патентной и научно-технической информации и выработка предложений по совершенствованию конструкции плунжерного лифта

Во всех установках плунжерных лифтов, применяемых для эксплуатации малодебитных скважин, лимитирующими элементами надежности являются:

- устьевые клапаны;
- узлы посадки плунжера;
- системы управления циклами работы;
- обеспечение достаточного давления для эффективного подъема плунжера.

Анализ существующих патентов и научно-технической литературы показывает, что для повышения надежности работы плунжерных лифтов необходимо уделять внимание следующим направлениям:

- совершенствование конструкции устьевого оборудования;
- применение дополнительных систем увеличения энергии пласта;
- адаптация систем к изменяющимся условиям скважины;
- внедрение решений для стабилизации режима подъема плунжера.

В процессе патентного анализа был подробно изучен патент US20230013265A1, описывающий устьевое устройство для плунжерного лифта с расширенными функциями управления потоком и возможностью впрыска газа.

На основе анализа патента были выявлены следующие конструктивные особенности:

- Устьевое устройство включает в себя элементы управления потоком газа и жидкости;
- Имеется возможность автоматического регулирования давления для оптимизации работы плунжера;
- Прямое взаимодействие с затрубным пространством для улучшения условий подъема.

Особый интерес представляет предложенное в патенте усовершенствование конструкции — введение дополнительного отверстия и клапанов для закачки газа под давлением в затрубное пространство с целью увеличения естественного давления в скважине.

Фраза из патента: "The wellhead assembly may optionally include one or more valves configured to allow pressurized gas to be injected into the casing to increase the natural pressure in the well."

Суть совершенствования, в рамках данного решения предлагается дополнительно ввести:

- Отверстие и некий переходник от газлифта для закачки газа в затрубное пространство скважины;
- Один или несколько клапанов, управляющих подачей газа;
- Автоматизированную или механическую систему регулирования подачи газа в зависимости от давления и состояния плунжера.

Цель усовершенствования:

- обеспечить подъем плунжера даже при падении пластового давления ниже критического уровня;
- универсальность: решение подходит как для автоматизированных, так и для ручных систем эксплуатации скважин;
- снижение экономических затрат на поднятие плунжера;
- снизить вероятность остановок скважины в результате аварии;
- увеличить надежность работы установки в условиях нестабильных скважинных параметров.

Преимущества предлагаемого решения:

- гибкость эксплуатации: нет необходимости содержать стационарный компрессор на каждой скважине, что критично для месторождений с ограниченным финансированием;
- снижение затрат: использование передвижной компрессорной станции только в случае необходимости снижает капитальные и операционные расходы;
- повышение надежности: позволяет своевременно устранить аварии, связанные с падением давления, и предотвратить длительные простои скважин;
- универсальность: решение подходит как для автоматизированных, так и для ручных систем эксплуатации скважин.

Таким образом, применение предложенного конструктивного решения в плунжерных лифтах позволяет значительно повысить их эффективность и надежность в эксплуатации на объектах с нестабильным или низким пластовым давлением.

4 Экономическая часть

4.1 Оценка капитальных затрат

К оценке капитальных затрат относятся:

- стоимость плунжерного лифта 1 500 000 тг;
- стоимость НКТ (с учетом доставки и монтажа): 1 800 000 тг;
- стоимость улавливателя, лубрикатора и датчиков: 900 000 тг;
- стоимость устьевого клапана и контроллера: 600 000 тг;
- проектирование и монтаж: 500 000 тг.

Общие капитальные затраты (С):

$$C = 1\,500\,000 + 1\,800\,000 + 900\,000 + 600\,000 + 500\,000 = 5\,300\,000 \text{ тг.}$$

Оценка операционных затрат:

- энергозатраты (электричество, сжатый воздух): 150 000 тг. /мес.
- техническое обслуживание (замена расходных материалов, сервис): 250 000 тг. /год.
- зарплата обслуживающего персонала: 800 000 тг/год.

Общие операционные затраты (в месяц):

Операционные затраты в год:

$$150\,000 \times 12 + 250\,000 + 800\,000 = 1\,200\,000 \text{ тг.}$$

Оценка доходов:

$$1 \text{ баррель} \approx 0,15899 \text{ м}^3,$$

$$1 \text{ м}^3 \text{ нефти} = 6,29 \text{ барреля.}$$

Если 1 баррель стоит 30 USD, то:

$$1 \text{ м}^3 = 6,29 \times 30 = 188,7 \text{ USD} \approx 85\,000 \text{ тенге,}$$

$$15 \text{ м}^3 / \text{сут} \times 365 \text{ дней} = 5\,475 \text{ м}^3 / \text{год,}$$

$$5\,475 \text{ м}^3 \times 85\,000 \text{ тг} = 465\,375\,000 \text{ тг в год.}$$

4.2 Рентабельность

Рассчитаем рентабельность установки «плунжер-лифт»:

$$\text{Рен} = \frac{\text{Прибыль}}{\text{Капитальные затраты}} \times 100,$$

где прибыль = 465 375 000 тг;

Капитальные затраты = 5 300 000 тг.

$$\frac{465\,375\,000}{5\,300\,000} \times 100 = 8757,1\%.$$

Период окупаемости:

$$\text{Период окупаемости} = \frac{\text{Капитальные затраты}}{\text{Чистая прибыль}} \times 100.$$

$$\frac{5\,300\,000}{465\,375\,000} = 0,0114 \text{ года} \approx 4,2 \text{ дня.}$$

Таблица 2- Капитальные затраты

Капитальные затраты (тг)			
Метод добычи	Оборудование	Монтаж и запуск	Итого
Плунжерный лифт	Контроллер + клапан + ловитель + плунжер (900 тыс.)	900 тыс.	1.8 млн.
ШГН	Насос, штанги, головка, редуктор (2,4 млн.)	900 тыс.	3,3 млн.
ЭЦН	Погружной насос, кабель, трансформатор (7,2 млн.)	1,8 млн	9 млн.
Газлифт	Компрессор + автоматика (4,8 млн.)	1,2 млн.	6 млн.

Таблица 3- Экономическое сравнение методов ликвидации аварии

Параметр	1. Закачка газа в затруб	2. Свабирование	3. Подъём колонны труб (капитальный ремонт)
Простой скважины	20–30 мин	12–24 часа	2–4 суток
Потеря добычи (при 15 м³/сут)	161 750 тг	2 426 250 тг	30–60 м³ (4 852 500 – 9 705 000) тг
Стоимость оборудования	11 646 000 тг (компрессор)	НЕТ	НЕТ
Итоговые затраты за 1 случай	647 тг	3 008 550 тг	(6 470 000 – 12 940 000) тг

5 Охрана труда и техника безопасности

5.1 Техника безопасности при эксплуатации плунжерного лифта с аварийной закачкой газа

Эксплуатация скважин с использованием плунжерного лифта, как и любые другие технологические процессы нефтедобычи, сопровождается повышенной опасностью и требует строгого соблюдения норм охраны труда и промышленной безопасности. Несмотря на относительную простоту конструкции и энергонезависимость, плунжерные установки работают в условиях высокого давления, возможного присутствия горючих газов и агрессивных сред, что создаёт потенциальные риски для персонала и окружающей среды.

Основными опасными и вредными производственными факторами при эксплуатации плунжерного лифта являются:

- высокое давление в трубном и затрубном пространстве (до 120 атм и более);
- возможный выброс газа или жидкости при неисправности устьевого оборудования;
- перемещающиеся металлические элементы (плунжер), обладающие большой кинетической энергией;
- шумовое воздействие, а также контакт с агрессивными или токсичными средами (нефть, конденсат, H_2S и др.).

Для обеспечения безопасной работы установки и защиты персонала реализуются следующие меры:

- установка противовыбросового оборудования (ПВО) и устьевых задвижек с возможностью дистанционного перекрытия потока;
- использование плунжеров с амортизирующими элементами (нижний ловитель, амортизатор), снижающими ударную нагрузку на оборудование;
- регулярная проверка герметичности устьевого клапана, капиллярной трубки и соединений подачи газа (в случае аварийной закачки);
- проведение инструктажей и обучения персонала по безопасной эксплуатации автоматизированных скважинных установок;
- регламентированные проверки и техобслуживание оборудования по графику;
- наличие на объекте средств индивидуальной защиты (СИЗ) и аварийных комплектов;
- ведение журналов технического состояния и журналов охраны труда.

5.2 Экологическая безопасность

Плунжерный лифт не требует постоянного энергоснабжения, что снижает углеродный след и выбросы вредных веществ. Однако при аварийной закачке

газа (в условиях, когда недостаточно пластового давления) следует строго контролировать:

- герметичность всей системы подачи газа (компрессор – обратный клапан – вентиль – затруб);
- объём и чистоту подаваемого газа;
- наличие систем сбора и утилизации утечек, чтобы исключить загрязнение атмосферы.

5.3 Нормативно-правовое обеспечение

Эксплуатация установки должна соответствовать требованиям Трудового кодекса Республики Казахстан, Закона "О промышленной безопасности", "Об охране окружающей среды", а также отраслевым стандартам, регламентирующим безопасную эксплуатацию опасных производственных объектов.

5.4 Пожарная безопасность при эксплуатации плунжерного лифта с аварийной закачкой газа

Эксплуатация плунжерного лифта периодического действия, особенно в комплектации с системой аварийной газовой закачки, требует особого внимания к вопросам пожарной безопасности. Используемый в системе сжатый газ, подаваемый от компрессора в затрубное пространство, представляет собой потенциально взрывоопасную среду, особенно при наличии утечек, искрения или разрушении герметичных соединений. Также следует учитывать возможное присутствие легковоспламеняющихся паров нефти и газов, которые могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

Основные источники пожароопасности:

- сжатый газ в системе аварийной закачки, подаваемый под давлением через металлическую трубу, может воспламениться при контакте с источником огня или в случае аварийного разгерметизирования;
- компрессорное оборудование, работающее на электроэнергии, может стать источником искрения или перегрева;
- устьевое оборудование и клапаны, работающие под высоким давлением, при разрыве могут вызвать выброс газонефтяной смеси с последующим воспламенением;
- электромагнитные клапаны и контроллеры, при неисправности или коротком замыкании, также являются потенциальным источником воспламенения.

5.5 Меры пожарной безопасности

Конструктивные и технические меры:

- все элементы системы подачи газа (трубы, фланцы, обратный клапан, вентиль, тройник) должны быть рассчитаны на давление не менее 100 атм и выполнены из огнестойких и искробезопасных материалов;
- обязательная установка обратного клапана исключает попадание газа обратно к компрессору, снижая риск обратного воспламенения;
- газовая линия должна иметь отсечной вентиль с ручным и автоматическим управлением для быстрого перекрытия подачи при ЧС;
- манометр и датчики давления должны обеспечивать постоянный контроль за рабочими параметрами системы;
- компрессор должен быть размещён вне взрывоопасной зоны и оборудован автоматическим отключением при перегреве или скачке давления.

Организационные меры:

- регулярный контроль герметичности газоподающей линии, особенно на фланцевых соединениях;
- проведение периодических испытаний системы газовой закачки на прочность и утечку;
- обучение персонала действиям при утечке газа, возгорании, аварийной остановке системы;
- наличие на объекте средств первичного пожаротушения: огнетушителей (ОУ-5, ОП-5), пожарных рукавов, песка, щитов с инвентарём.

Запреты и ограничения:

- запрещено курить, использовать открытый огонь, применять неисправные электроинструменты в зоне работы установки;
- запрещается производить сварочные и другие огневые работы без наряда-допуска в зоне устья и оборудования компрессора;
- не допускается эксплуатация компрессора без контроля температуры, давления и герметичности соединений.

Эвакуация и оповещение:

- на объекте должны быть разработаны схемы эвакуации и размещены средства звуковой и световой сигнализации;
- в случае пожара — автоматическое отключение электропитания и отсечка подачи газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием на дипломное проектирование была разработана конструкция установки плунжерного лифта периодического действия, обеспечивающей требуемый суточный дебит до 15 м³/сут. В рамках проекта выполнены прочностные и технологические расчёты, а также разработаны чертежи основных элементов установки. Проведена модернизация конструкции с целью повышения надежности и повышение устойчивости работы установки за счёт предложения метода ликвидации аварии, возникающей при неприбытии плунжера на устье в течение заданного времени. В качестве решения предложено внедрение системы аварийной подачи газа в затрубное пространство. Это позволяет создать дополнительное давление, необходимое для подъема застрявшего, или остановившегося плунжера, когда естественного давления недостаточно.

Разработанная система включает в себя:

- плунжер диаметром 55 мм;
- улавливатель и лубрикатор с адаптацией под существующую колонну НКТ диаметром 73 мм;
- пружинный нижний ловитель (амортизатор) для защиты от ударных нагрузок;
- датчик прибытия плунжера;
- устьевой клапан;
- контроллер автоматического управления с возможностью изменения времени закрытия/открытия скважины.

Также реализована возможность аварийного подъема плунжера за счет закачки газа в затрубное пространство через металлическую подающую линию с фланцевым соединением и элементами защиты — обратным клапаном, манометром и отсечным вентилем.

Проведён расчёт всех режимов работы: количества циклов, ожидания, дебитирования и открытия скважины. Проанализировано влияние длительности закрытия на увеличение дебита и определен оптимальный режим работы установки.

Разработанная конструкция плунжерного лифта может быть применена в различных областях нефтедобычи, в том числе:

- для скважин с нестабильным притоком;
- в условиях низкого пластового давления;
- на месторождениях с высокой обводненностью;
- при необходимости повышения автоматизации процессов.

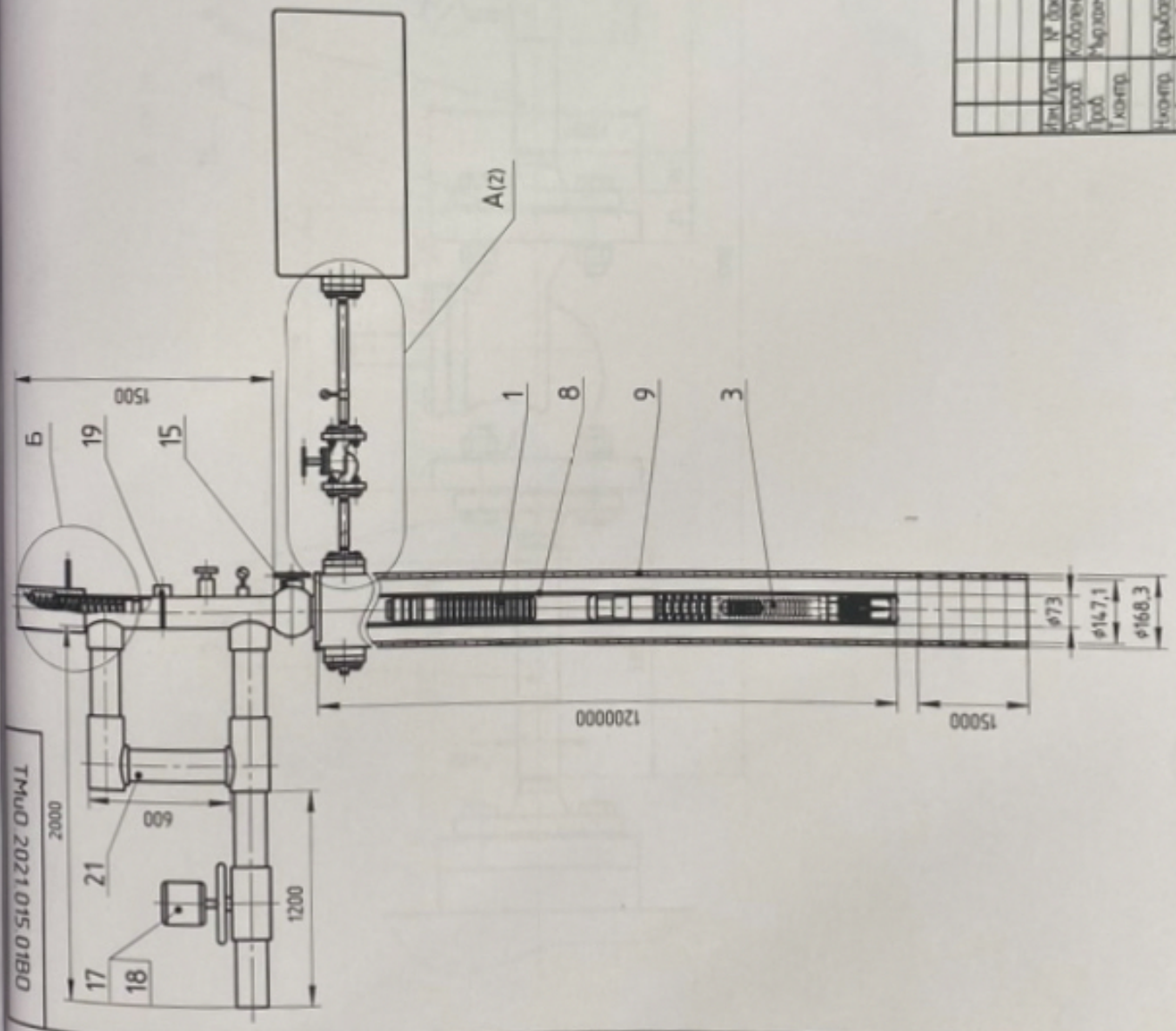
Конструкция рассчитана на стационарную эксплуатацию, но может быть адаптирована под мобильные установки при замене части жёсткого трубопровода на гибкие элементы (шланги высокого давления). В этом случае необходимо произвести перерасчёт гидравлических потерь и адаптацию управляющих алгоритмов. Все необходимые чертежи, спецификации и расчёты приложены к настоящему дипломному проекту.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. https://en.wikipedia.org/wiki/Plunger_lift.
2. <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-plunger-lift>.
2. <https://www.api.org>
3. https://petrowiki.spe.org/Plunger_lift.
4. <https://www.onepetro.org>
5. <https://www.api.org/products-and-services/standards>
6. <https://www.researchgate.net>
7. <https://www.elibrary.ru>
8. <https://gntb.ru>
9. <https://scholar.google.com>
10. https://www.google.com/search?q=alien+expert+plunger+lift+controller&rlz=1C1YTUH_ruKZ1076KZ1076&oq=alien+expert+plunger+lift+controller&aqs=chrome..69i57j33i160l4.66605j0j15&sourceid=chrome&ie=UTF-8.
11. https://wellmaster.com/our-products/rhino-downhole-springs-stops/pressure-relieving-standing-valve/?_cf_chl_tk=reT2wrJtcBbA4K79z2LFQ11BzJSzOmVujP.dPEwnrA-1749568740-1.0.1.1-RQ6X3HbS5EaNI90o0dSYoYSU2yVQ3RHuRc9oDWs6EVI.
12. Балаев А.Г. – Механизированные способы добычи нефти.
13. Митрофанов В.В., Шеин О.Ю. – Плунжерный подъем: теория и практика.
14. Поляков В.М. – Основы эксплуатации нефтяных и газовых скважин.
15. Гиматулинов Ш.К. – Газлифтный способ эксплуатации скважин.
16. Касаткин В.Н. – Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.
17. Моргунов В.Н. – Добыча нефти и газа.
18. Тер-Акопов Г.П. – Автоматизация процессов добычи нефти.
19. Котляр Л.С. – Справочник по эксплуатации скважин.
20. Угренинов Г.М. – Промысловая автоматика и телемеханика.
21. Гарифов И.Х. – Основы проектирования нефтяных месторождений.
22. DisserCat – База диссертаций РФ.
23. Научные труды ТюмГНГУ.
24. УГНТУ / ГНИУИ нефти и газа — Учебные материалы.
25. SpringerLink / Scopus (по лицензии вуза) — для англоязычных публикаций.
26. SPE Textbook Series — Artificial Lift Methods (включает сравнение всех способов).
27. ГОСТ 13846–89.
28. ГОСТ 7505–89.
29. ГОСТ 2.601–2013.
30. ГОСТ 31446–2012.

ТМУО 2021.015.01В0

Б (1:1)



ТМУО 2021.015.01В0

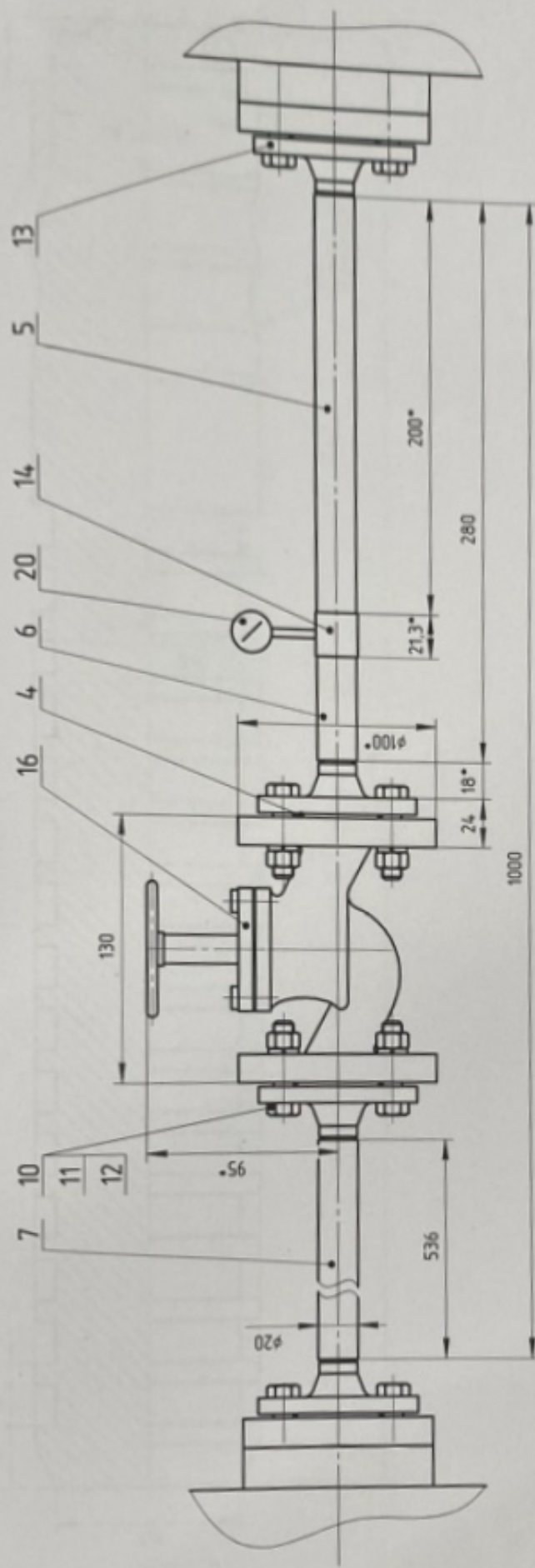
Плунжер-лифт

Сборочный чертеж

Лист	Масса	Масштаб
1		1:1
Лист	Листов	Листов
1	1	2
Контур и КИ Сопло		
Контур ТМУО		
Формат А3		

Изд. №	Изд. №	Изд. №	Изд. №	Изд. №	Изд. №
1	1	1	1	1	1
Изд. №	Изд. №	Изд. №	Изд. №	Изд. №	Изд. №
1	1	1	1	1	1

A (1:2) (1)



Изд. № модиф.	Изд. в сборе	Взам. инв. №	Изд. № детали	Изд. в сборе
---------------	--------------	--------------	---------------	--------------

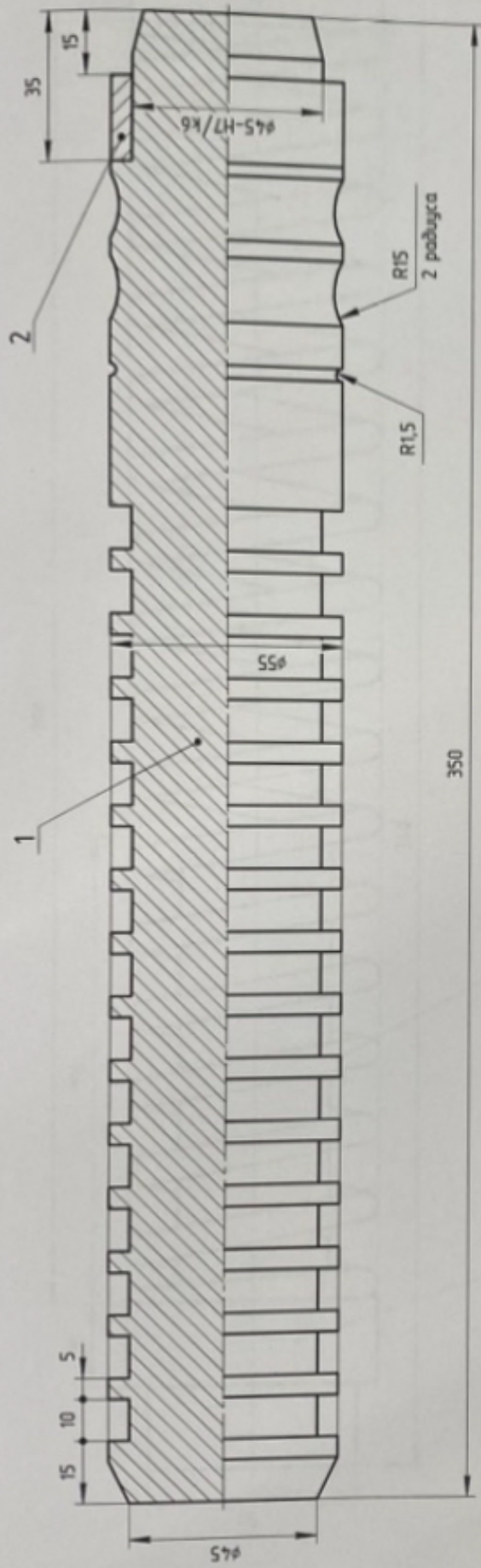
Изд. № модиф.	Изд. в сборе	Взам. инв. №	Изд. № детали	Изд. в сборе
Изд. № модиф.	Изд. в сборе	Взам. инв. №	Изд. № детали	Изд. в сборе

TMuO 2021.015.01B0

Контракт

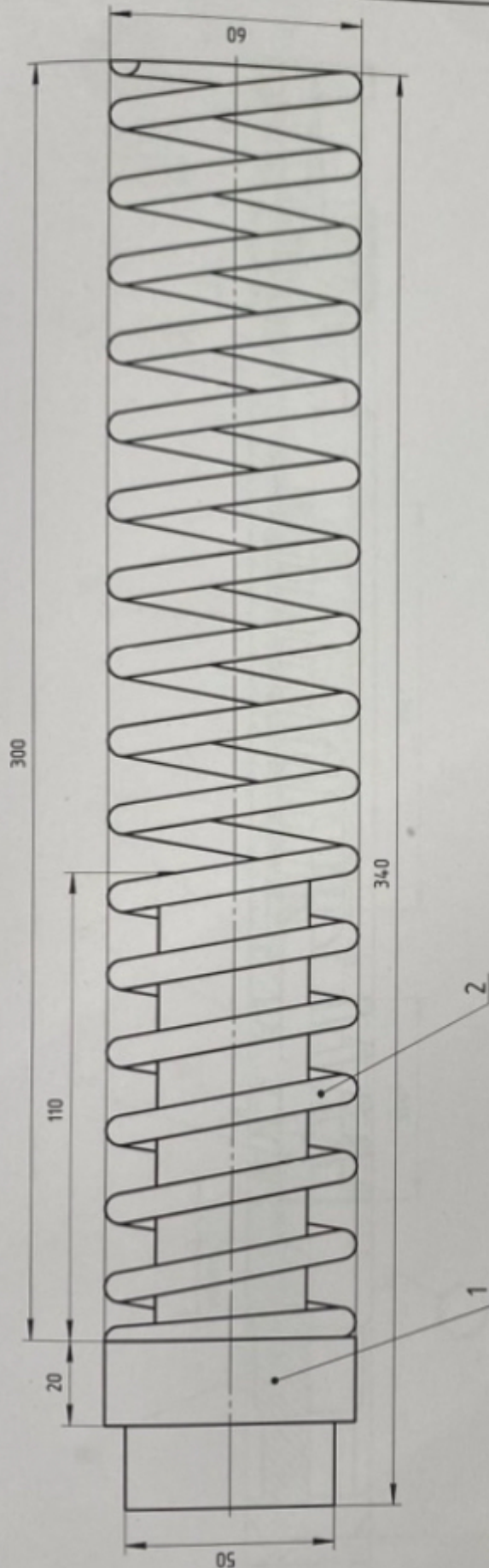
Экземпляр

2



Неуказанные пред. откл. размеров: H14; h14: $\pm T14/2$

ТМУО 2021.015.01СБ									
Плунжер									
Авт		Масса		Масштаб					
		3,74		1:1					
Авт		Листов		7					
КонтИТУ им. КИИ Салтаева		Кафедра ТМУО							
Контракт									
Формат А3									



Неуказанные пред. откл. размеров: Н14, н14, ±Т14/2

ТМУО 2021.015.02СБ

Амортизатор устьевой

2,92

11

Лист 1

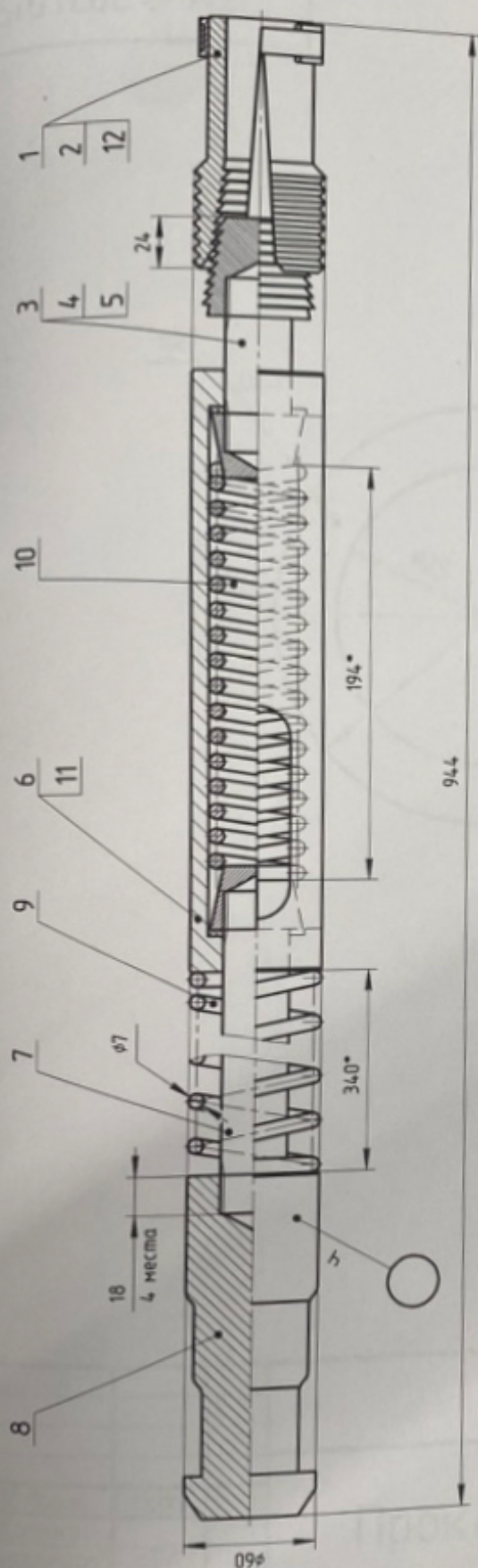
Лист 1

Копирот
Копирот

Формат А3

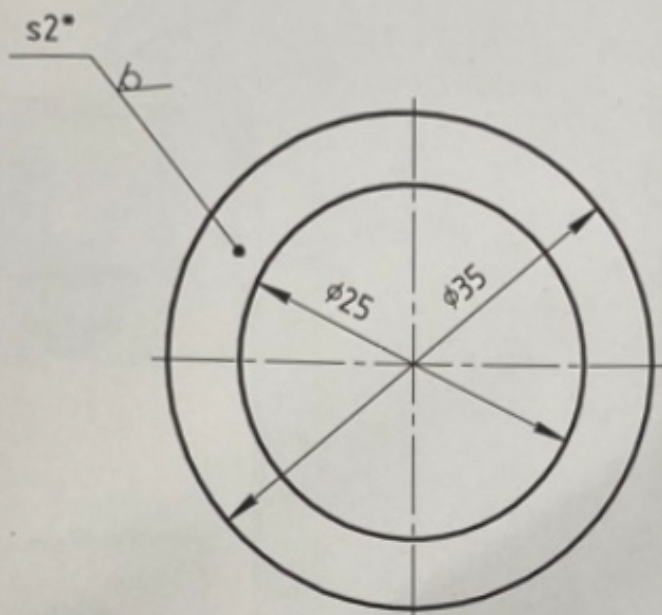
Изд. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №	Изд. № доп.	Изд. № доп.	Подл. и дата

Изд./Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разработ.	Коробов		
Проб.	Морозов		
Техн.пр.			
Нормир.	Средств		
Изд.	Копирот		



1. *Размеры для сборки
2. Транспортировать в разобранном виде
3. Неукладывать пред. откл. размеров: НТК, НТК, НТК/2

ТМУО 2021015.03СБ									
Забойный амортизатор									
Лист	Масса	Масштаб							
1	10,4	12							
Лист	Листов	7							
			КазНПТУ им. КИ. Сопостав						
			Коробка ТМУО						
			Формат А3						
Исполн.	Провер.	Начальн.	Материал	Коллектор	Коллектор	Коллектор	Коллектор	Коллектор	Коллектор
Исполн.	Провер.	Начальн.	Материал	Коллектор	Коллектор	Коллектор	Коллектор	Коллектор	Коллектор



ТМУО.2021.015.01

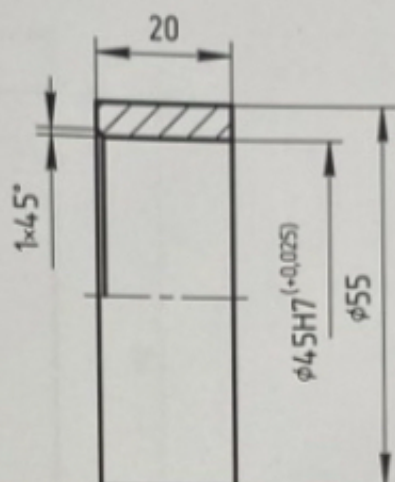
Прокладка

Пластина ТМКЩ-2 ГОСТ 7338-90

Копировал

Лист	Масса	Масштаб
1	0,001	2:1
Лист	Листов	7
КазННТУ им. КИ. Сатпаева		
Кафедра ТМУО		
Формат А4		

Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Кабаленко		
Проф.	Мырзахметов		
Контр.			
Контр.	Сарыбаев		
Проф.	Калиев		



1. Неуказанные пред. откл. размеров: H14; h14; $\pm IT14/2$
2. Острые края притупить

TMuO.2021.015.03

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Кобаленко		
Проб.		Мырзахметов		
Т.контр.				
Н.контр.		Сарыбаев		
Утв.		Калиев		

Кольцо

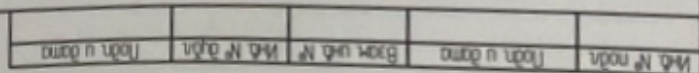
Сталь 20 ГОСТ 1050-2013

Лист	Масса	Масштаб
	0,123	1:1
Лист	Листов	7

 КазНУТУ им. КИ. Сатпаева
 Кафедра ТМшО

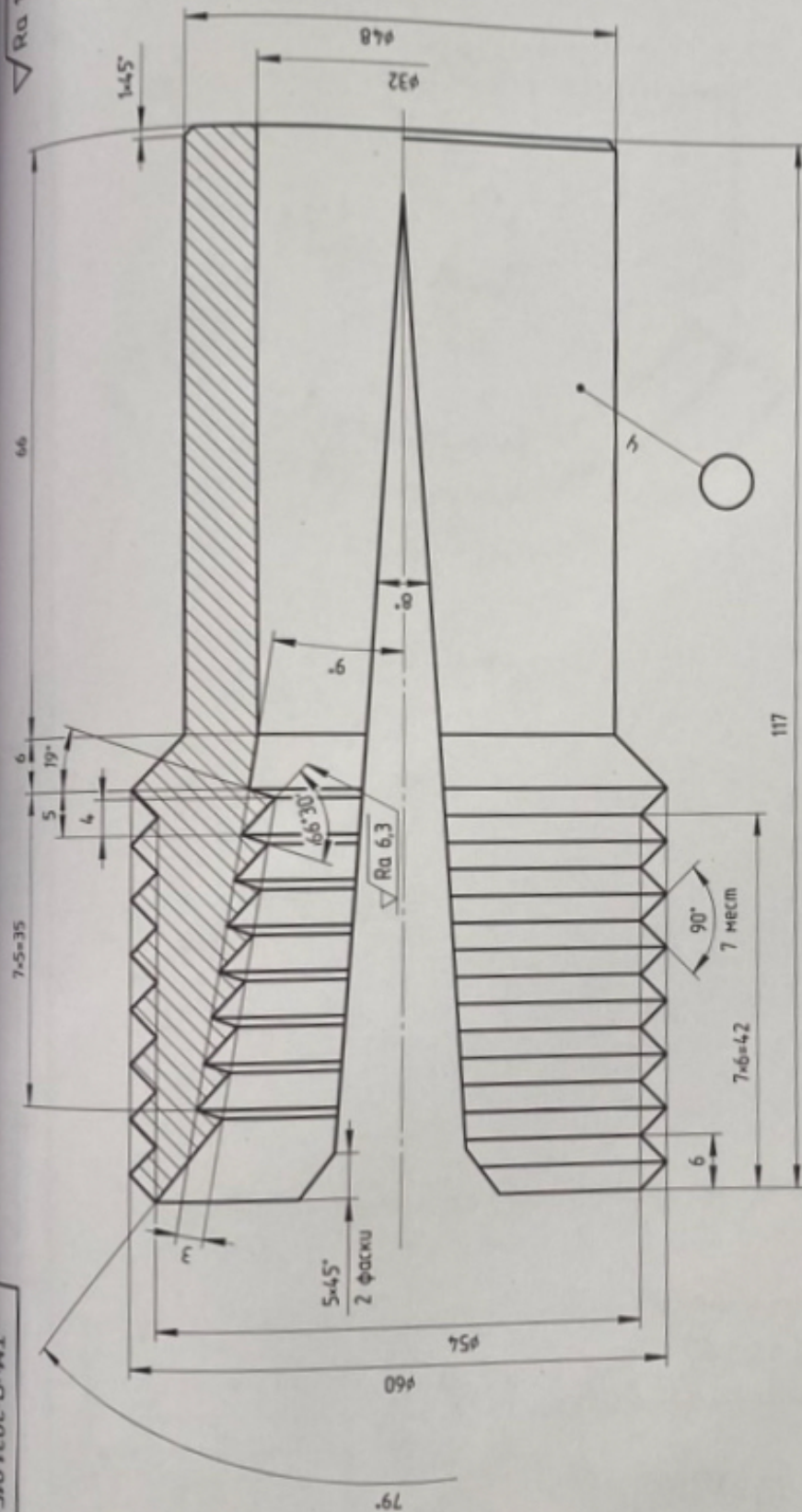
Копировал

Формат А4



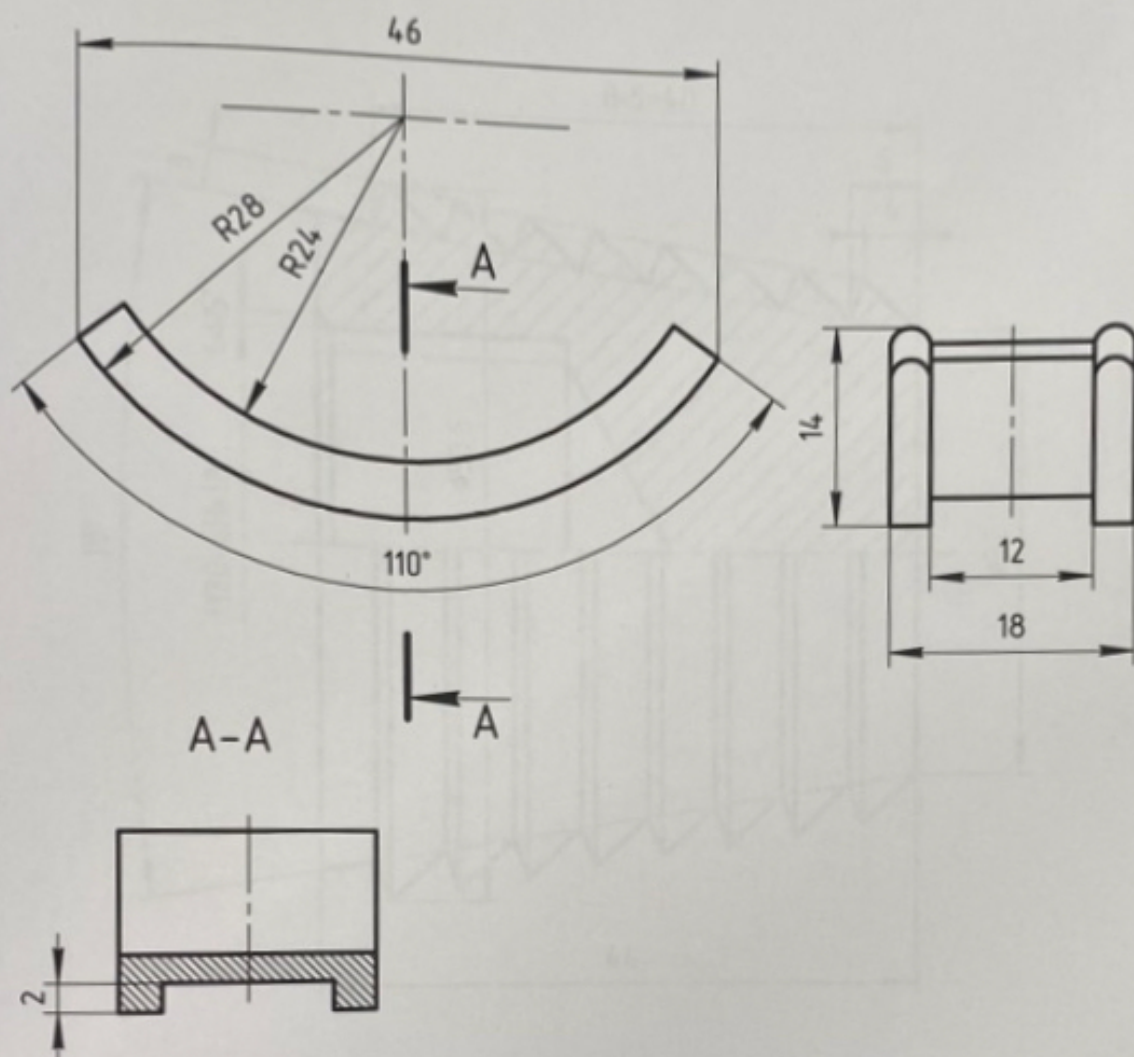
1. Неуказанные пред. откл. размеров: H14; h14; ±T14/2
2. Острые края пригнать

[illegible]



Неуказанные пред. откл. размеров: H14; h14: $\pm T/4/2$

[illegible]



Неуказанные пред. откл. размеров: H14; h14; $\pm IT14/2$

ТМУО.2021.015.06

Изм./Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Коваленко		
Проб.	Мырзахметов		
Т.контр.			
Н.контр.	Сарыбаев		
Утв.	Калиев		

Вкладыш

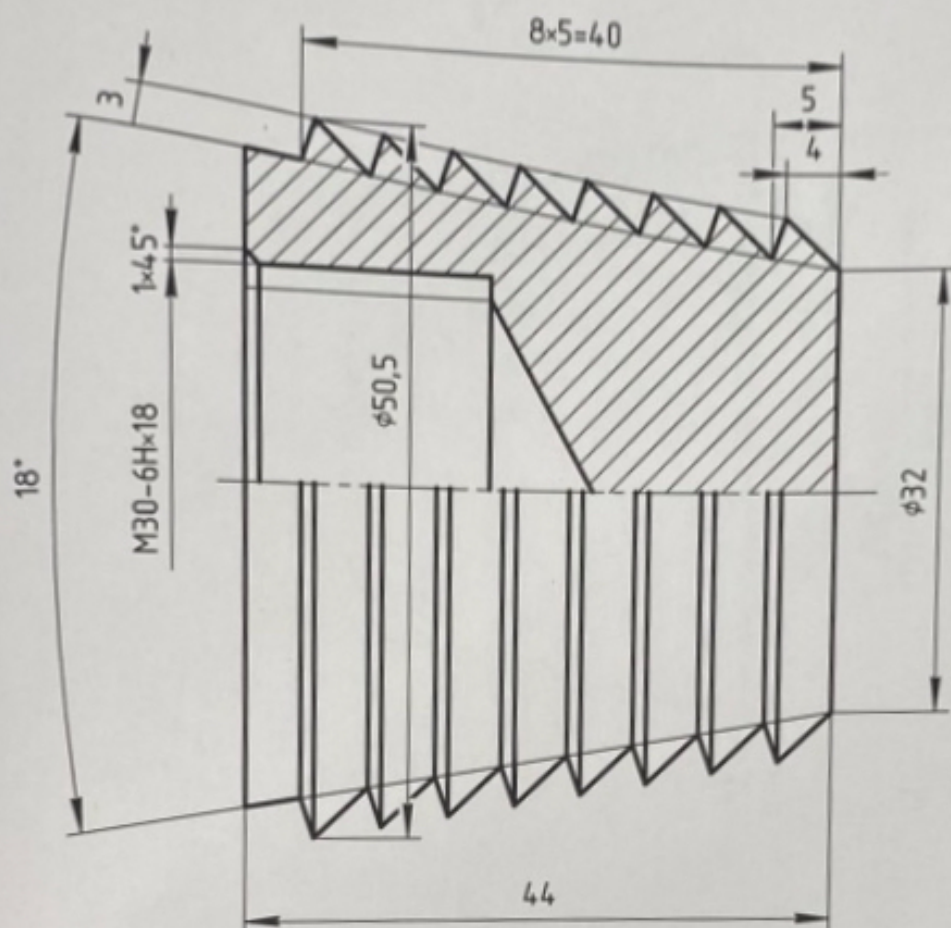
Сталь 35 ГОСТ 1050-2013

Копировал

Лист	Масса	Масштаб
1	0,017	2:1
Лист	Листов	7
КазНИТУ им. КИ. Сатпаева		
Кафедра ТМУО		
Формат А4		

TMuO.2021.015.07

✓ Ra 6,3 (✓)



Неуказанные пред. откл. размеров: H14; h14; $\pm IT14/2$

TMuO.2021.015.07

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Коваленко		
Проб.		Мырзахметов		
Т.контр.				
Н.контр.		Сарыбаев		
Утв.		Калиев		

Зубчатка входная

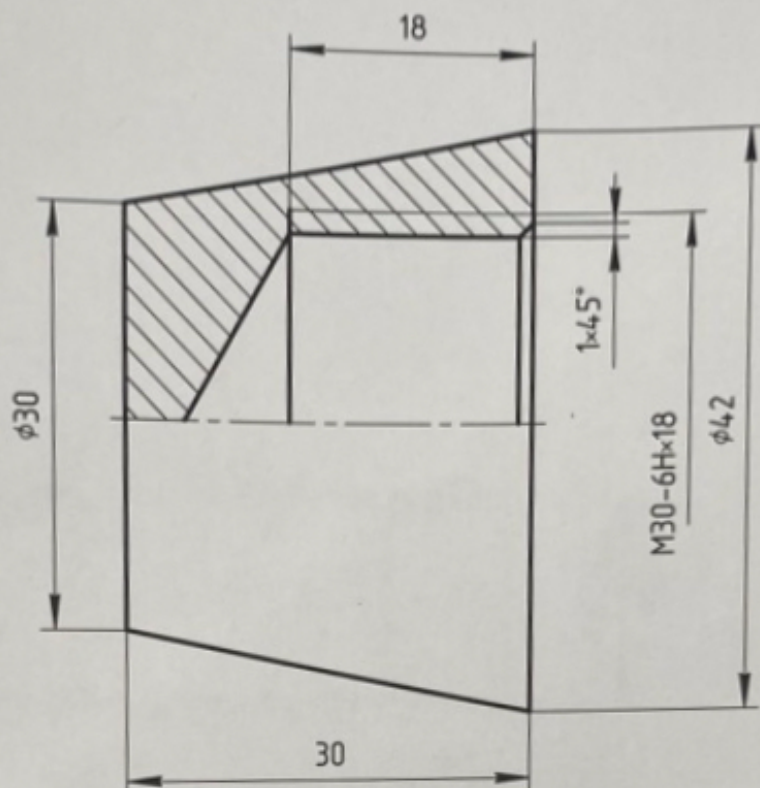
Сталь 20 ГОСТ 1050-2013

Лист	Масса	Масштаб
1	0,261	2:1
Лист	Листов	1
КазНУТУ им. КИ. Саппаева		
Кафедра TMuO		
Формат A4		

Копировал

TMuO.2021.015.08

✓ Ra 6,3 (✓)



Неуказанные пред. откл. размеров: H14; h14; $\pm IT14/2$

TMuO.2021.015.08

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Кобаленко		
Проб.		Мырзахметов		
Т.контр.				
Н.контр.		Сарыбаев		
Утв.		Калиев		

Гайка стопорная

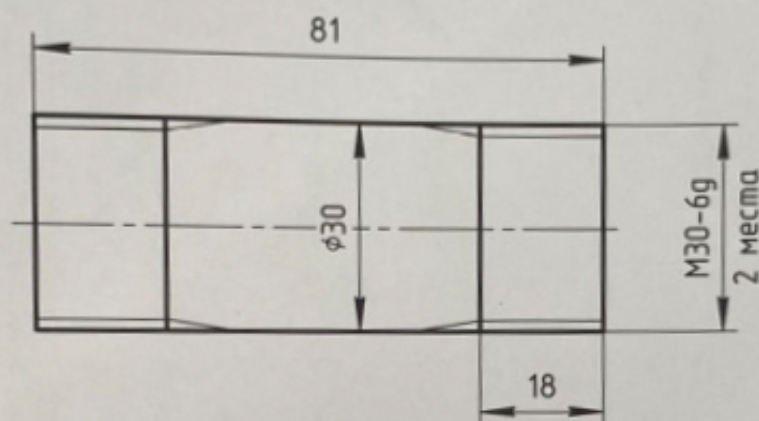
Сталь 35 ГОСТ 1050-2013

Лист	Масса	Масштаб
	0,13	2:1
Лист	Листов	7
КазНИТУ им. КИ. Сатпаева Кафедра ТМЮ		
Формат А4		

Копировал

TMuO.2021.015.09

✓ Ra 3,2 (✓)



Неуказанные пред. откл. размеров: H14; h14

TMuO.2021.015.09

Вал малый

Сталь 20 ГОСТ 1050-2013

Лист Масса Масштаб

0,45 1:1

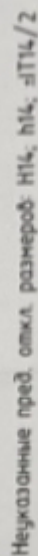
Лист Листов 1

КазНИТУ им. К.И. Сатпаева
Кафедра TMuO

Формат А4

Копировал

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Коваленко		
Проб.		Мырзахметов		
Т. контр.				
Н. контр.		Сарыбаев		
Утв.		Калиев		

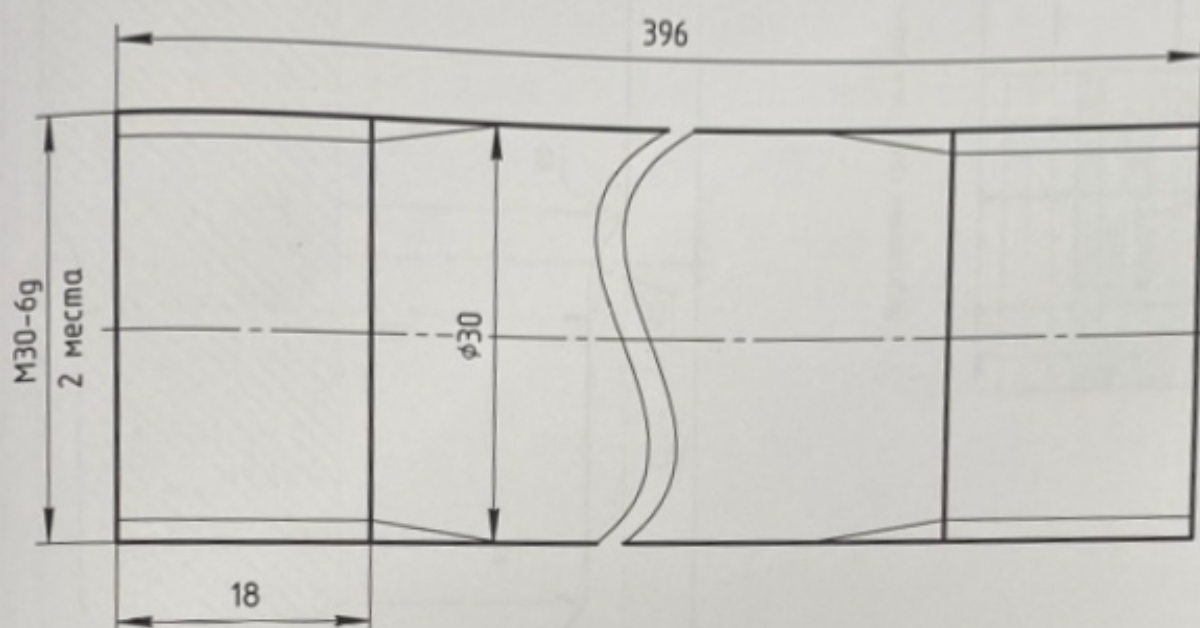


Wzł. N° 1001	Wzł. N° 1002	Wzł. N° 1003	Wzł. N° 1004	Wzł. N° 1005
Wzł. N° 1006	Wzł. N° 1007	Wzł. N° 1008	Wzł. N° 1009	Wzł. N° 1010

[illegible]

TMUO.2021.015.011

✓ Ra 3,2 (✓)



Неуказанные пред. откл. размеров: H14; h14

TMUO.2021.015.011

Вал

Сталь 20 ГОСТ 1050-2013

Копировал

Лист	Масса	Масштаб
1	2,2	2:1
Лист	Листов	1
КазНУТУ им. КИ. Сатпаева Кафедра ТМУО		
Формат А4		

Изд. №, дата, Подп. и дата, Взам. изд. №, Изд. №, дата, Подп. и дата

Изм./Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Кобаленко		
Проб.	Мырзахметов		
Т.контр.			
Н.контр.	Сарыбаев		
Утв.	Калиев		

779



2

TMU0.2021.015.012

Поршень

Статья 20 ГОСТ 1050-2013

Conclusion

Формат	A3
--------	----

13

Имя/Имя	№ докум.	Подп.	Датум
Презид.	Коллегия		
Проб.	Министерств		
Генерал			
Исход.	Справочн		
Исход.	Курс		

Авг.	Массы	Массовый
	27	21
Авг.	Авг.	1

Коллиту ит. КИ. Савва
Коллиту ит. КИ. Савва

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
				Документация		
A3			ТМУО.2021.015.01В0	Вид общий		
				Сборочные единицы		
A4	1		ТМУО.2021.015.01СБ	Плунжер	1	
A4	2		ТМУО.2021.015.02СБ	Амортизатор устьевой	1	
A4	3		ТМУО.2021.015.03СБ	Амортизатор забойный	1	
				Детали		
A4	4		ТМУО.2021.015.01	Прокладка	1	
Б4	5			Труба 20×2,5×200 ГОСТ 8734-75	1	
Б4	6			Труба 20×2,5×59 ГОСТ 8734-75	1	
Б4	7			Труба 20×2,5×536 ГОСТ 8734-75	1	
Б4	8			Труба НКТ 73×5,5×Сталь 20 ГОСТ 633-80	1	
Б4	9			Трубы обсадные 168,3×10,6×Сталь 40Г ГОСТ 632-80	1	

ТМУО.2021.015.01С

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Коваленко		
Проб.		Михайлов		
Нконтр.		Сарыбай		
Утв.		Коваленко		

Плунжер-лифт

Лит.	Лист	Листов
	1	3

Копировал

Формат А4

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол	Примечание
				Стандартные изделия		
		10		Болт М10×40 Гост 15591-70	8	
		11		Шайба 10.65Г ГОСТ 6402-70	8	
		12		Гайка М10-6Н ГОСТ 15521-70	8	
		13		Фланец приварной встык DN15; PN63 ГОСТ 12821-80	4	
		14		Тройник 21,3×2-TS9 ГОСТ 17376-2001	1	
		15		Задвижка ЗКС-65-21-M ГОСТ 13846-89	1	
				Покупные изделия		
		16		Обратный клапан DN15; PN63 ГОСТ 27477-87	1	
		17		Устьевой клапан Series 2220 Close-Coupled Direct-Acting	1	
		18		Контроллер ALIEN2 PLUNGER LIFT CONTROLLER	1	
		19		Датчик прихода плунжера Cyclops Plunger Arrival Sensor,[object Object] ET-11000-1019-0000	1	
		20		Манометры скважинные ГОСТ 15807-93	2	
Изм. Лист № докум. Подп. Дата ТМцО.2021.015.01С						Лист 2
Копировал Формат А4						

[illegible]

[illegible]

Формат	Зона	Лист	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
				Документация		
A3			ТМ0.2021.015.03СБ	Сборочный чертеж		
				Детали		
A3	1		ТМ0.2021.015.05	Фиксатор	1	
A4	2		ТМ0.2021.015.06	Вкладыш	2	
A4	3		ТМ0.2021.015.07	Зубчатка входная	1	
A4	4		ТМ0.2021.015.08	Гайка стопорная	2	
A4	5		ТМ0.2021.015.09	Вал малый	1	
A3	6		ТМ0.2021.015.10	Цилиндр	1	
A4	7		ТМ0.2021.015.11	Вал	1	
A3	8		ТМ0.2021.015.12	Поршень	1	
B4	9			Пружина сжатия 7×340 ГОСТ 13776-86	1	
B4	10			Пружина сжатия 7×194 ГОСТ 13776-86	1	
				Стандартные изделия		
	11			Резиновая прокладка ГОСТ 15180-86 88×60×3	2	
	12			Хомут ГОСТ 24137-80 52×56×2	1	

ТМ0.2021.015.04С

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Кобаленко		
Проб.		Мырзахметов		
Н.контр.		Сарыбаев		
Утв.		Калиев		

Забойный амортизатор

Лит.	Лист	Листов
		1
КазНИТУ им. К.И. Сатпаева Кафедра ТМ0		
Формат А4		

Копировал