



Министерство образования Республики Беларусь  
Гомельский государственный технический университет им. П.О. Сухого  
Машиностроительный факультет  
Кафедра «Нефтегазозаработка и гидропневмоавтоматика»

## **Студенческая научная конференция**

# **ИНТЕГРАЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ И ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ**

Сборник стендовых докладов

Гомель, 2025

**УДК 622(043.2)**  
**ББК 30.123+35.514**  
**И76**

Редакционная коллегия:  
А. Б. Невзорова, д-р техн. наук, профессор,  
Г. В. Петришин, канд. техн. наук, доцент,  
Т. В. Аткинговская, магистр

Интеграция автоматизированных систем и цифровых технологий в разработке месторождений полезных ископаемых: сб. стендовых докл. студенч. науч. конф., Гомель, 5 нояб. 2025 г. [Электронный ресурс] / М-во образования Респ. Беларусь [и др.] ; под общ. ред. Т. В. Аткинговской. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2025. – 24 с.

Представлены стендовые доклады студентов по актуальным вопросам автоматизации и цифровых решений в управлении разработкой месторождений и строительства скважин.  
Для широкого круга читателей.

В авторской редакции

УДК 622(043.2)  
ББК 30.123+35.514

© Оформление. ГГТУ им. П.О. Сухого, 2025

# СОДЕРЖАНИЕ

|                                                                                                                                          |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <u>1 Бугримов Артём. СХЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ</u>                                                                          | 4  |
| <u>2 Ключко Ульяна. СХЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ</u>                                                                          | 5  |
| <u>3 Кривенчук Никита. СХЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ДОЗИРОВАНИЯ ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА В СКВАЖИНУ</u>                                  | 6  |
| <u>4 Лапин Александр. СХЕМА ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ МЕТОДОМ РЕТИФИКАЦИИ</u>                                                          | 7  |
| <u>5 Настюшкин Павел. АВТОМАТИЗАЦИЯ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ</u>                                                   | 8  |
| <u>6 Никитина Анастасия. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАННОЙ СТАНКОМ КАЧАЛКОЙ</u>                                 | 9  |
| <u>7 Пешкун Александр. СХЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ СУДР</u>                                                                                      | 10 |
| <u>8 Савельев Данила. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА</u>                                       | 11 |
| <u>9 Сыч Влада. СХЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ГРУППОВОЙ ЗАМЕРНОЙ УСТАНОВКИ</u>                                                                     | 12 |
| <u>10 Чернушевич Антон. СХЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ КУСТА СКВАЖИН</u>                                                                            | 13 |
| <u>11 Снарская Дарья ИНКЛИНОМЕТРИЯ КАК МЕТОД АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН</u>                     | 14 |
| <u>12 Лобан Алексей АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ВЗД С АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМОЙ УПРАВЛЕНИЯ</u>                            | 15 |
| <u>13 Литош Мария ОПТИМИЗАЦИЯ ВЫБОРА РЕЖИМА БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ АНАЛИЗА</u> | 16 |
| <u>14 Мамрук Роман ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ</u>                                                        | 17 |
| <u>15 Евсиков Егор УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ</u>                                                  | 18 |
| <u>16 Мироненко Андрей СХЕМА, ПАРАМЕТРЫ И КЛАССИФИКАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК</u>                                         | 19 |
| <u>17 Яночкин Владислав ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НКТ С ПОКРЫТИЕМ MPLAG17</u>                                                      | 20 |
| <u>18 Горбачев Павел АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭТАПОВ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН</u>                                                                         | 21 |
| <u>19 Писарев Виталий ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И УПРАВЛЕНИИ ТРАЕКТОРИЕЙ СКВАЖИН</u>                             | 22 |
| <u>20 Талюк Дмитрий ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ В МОДЕЛИРОВАНИИ И УПРАВЛЕНИИ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ</u>                                         | 23 |
| <u>21 Тихонов Максим БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА МОРЕ</u>                                                                      | 24 |



## «Схема автоматизации насосной установки»

Бугримов Артём, группа НР-51  
artem.bugrimov.04@mail.ru

### Актуальность

Актуальность автоматизации насосной установки обусловлена растущими требованиями к энергоэффективности и надежности работы оборудования в условиях необходимости экономии ресурсов.

### Цель работы

Изучить схему автоматизации насосной установки.

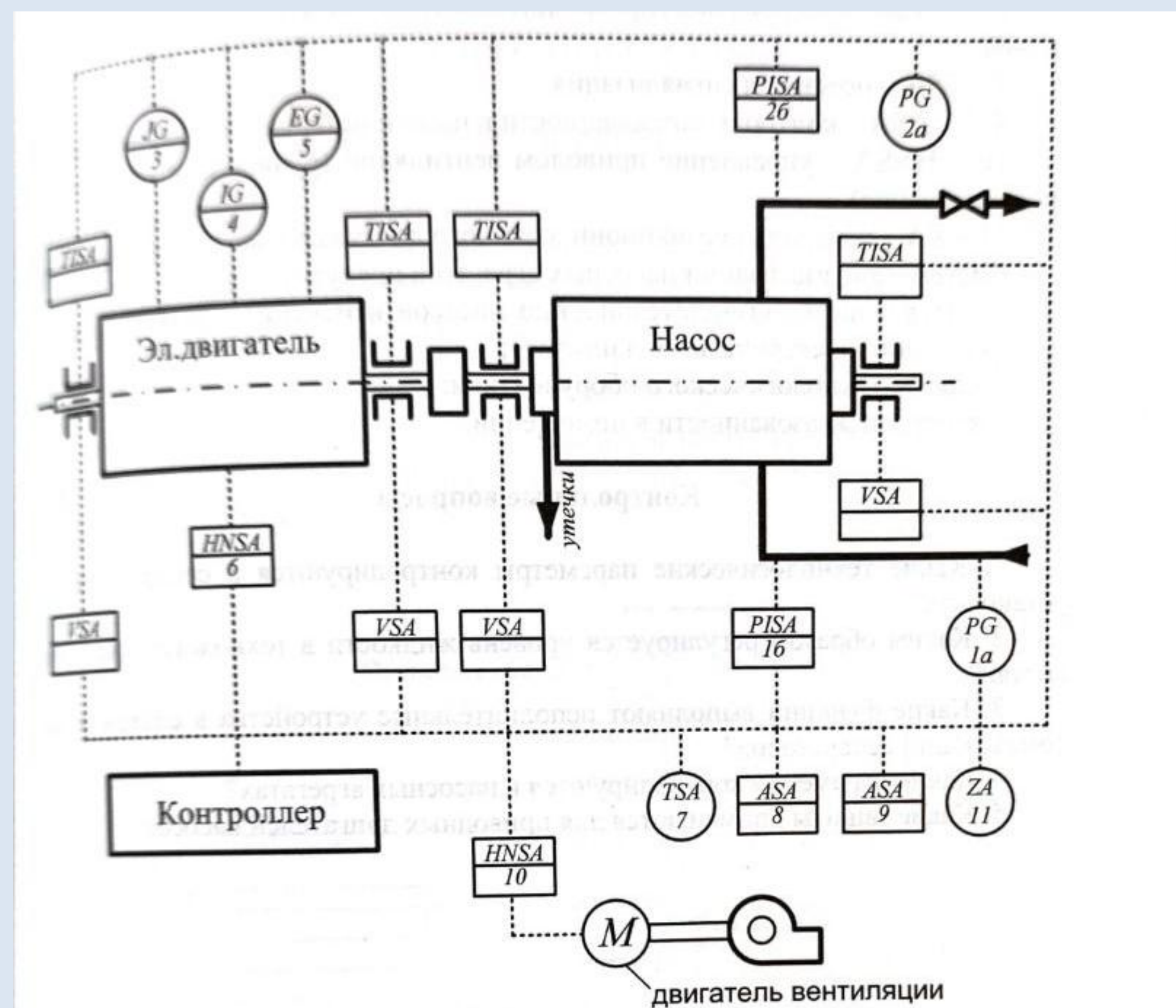
### Результаты исследования

Дожимные насосные станции ДНС предназначены для сепарации и транспортировки отсепарированной нефти в центральный товарный парк. Основными элементами ДНС являются насосные агрегаты, схема их автоматизации представлена на рисунке 1.

Схема автоматизации включает:

- 1a – PG – измерение давления на входе насоса;
- 16 – PISA – устройство контроля давления на входе насоса;

- 2a – PG – измерение давления на выкиде насоса;
- 26 – PISA – устройство контроля давления на выкиде насоса;
- 3 – JG – измерение активной мощности;
- 4 – IG – контроль фазных токов электрического двигателя;
- 5 – EG – контроль фазных напряжений электрического двигателя;
- 6 – HNSA – устройство управления электрическим двигателем;
- 7 – TSA – пожарная сигнализация;
- 8, 9 – контроль загазованности в насосном блоке с сигнализацией;
- 10 – HNSA – управление приводом вентиляции;
- 11 – ZA – контроль несанкционированного доступа в насосный блок.



### Заключение

Предложенная схема автоматизации насосной установки предусматривает:

- управление производительностью насосов изменением частоты вращения приводного электрического двигателя;
- защиту технологического оборудования;
- контроль загазованности в помещении.

### Список литературы

1. Прахова, М. Ю. Системы автоматизации в нефтяной промышленности : учебное пособие : [16+] / М.Ю. Прахова, Е.А. Хорошавина, А.Н. Краснов, С.В. Емец ; под общ. ред. М.Ю. Праховой. — Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. — 305 с.
2. Еремеев, С. Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли / С. Еремеев. — 2-е изд., стер. — Москва : Лань, 2021. — 136 с.



## «Схема автоматизации добывающей скважины»

Клочко Ульяна, группа НР-51  
klochkouliana@gmail.com



### Актуальность

Актуальность автоматизации добывающей скважины сегодня чрезвычайно высока — как с точки зрения повышения эффективности добычи, так и в контексте безопасности, экологии и экономии ресурсов.

### Цель работы

Изучить схему автоматизации добывающей скважины

### Результаты исследования

Система предназначена для автоматического контроля и управления технологического процесса добычи нефти или жидкости с помощью ЭЦН).

Система осуществляет контроль и передачу данных диспетчеру по ключевым точкам:

Поз. 1: Буферное давление.

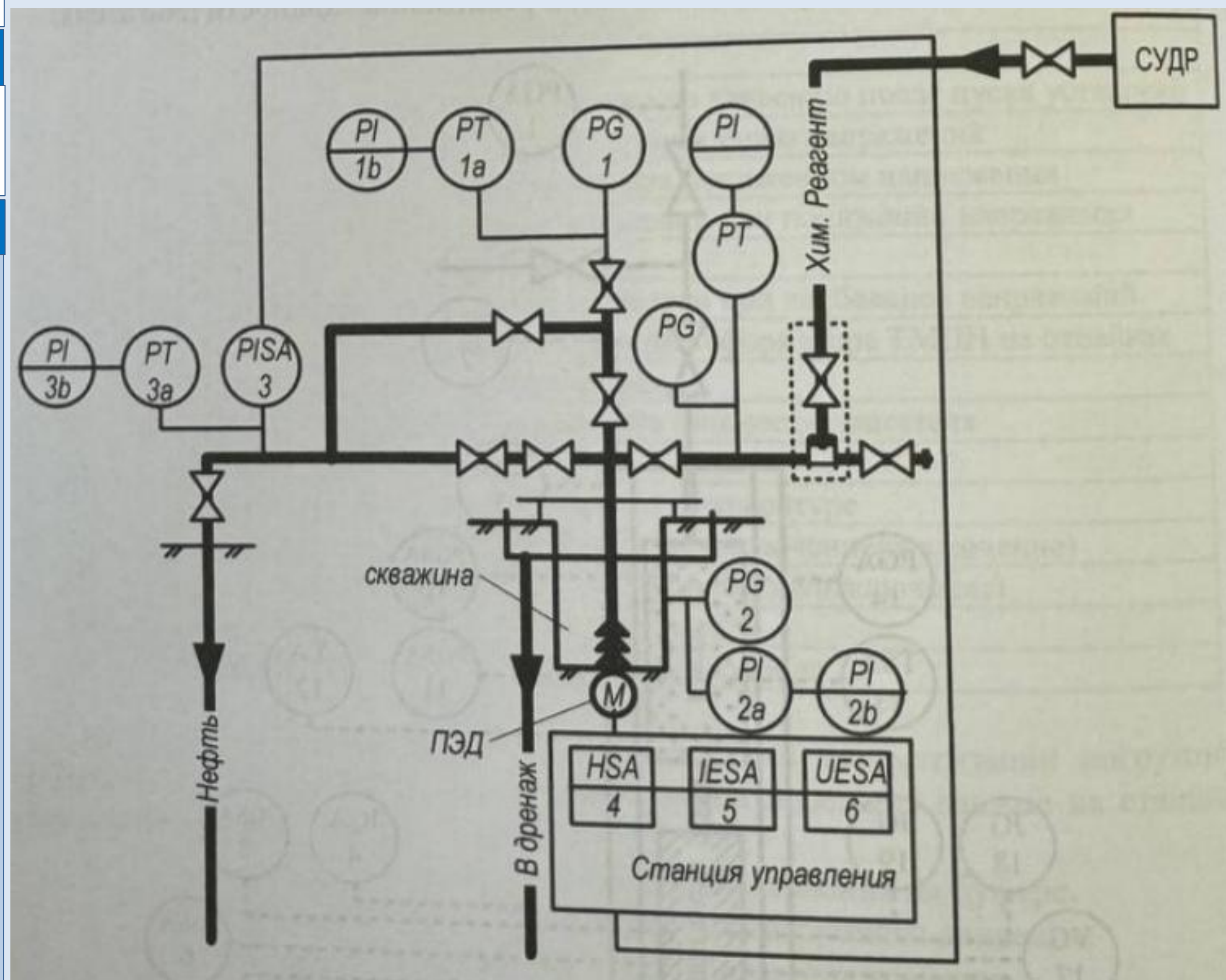
Поз. 2: Затрубное давление.

Поз. 3а, 3б: Давление в выкидном трубопроводе скважины.

Поз. 3, 4: Датчики для блокировки/остановки ЭЦН.

Поз. 5: Контроль, защита и сигнализация параметров электродвигателя.

Поз. 6: Контроль других технологических параметров. Принцип действия датчиков: Для контроля давления используются датчики, которые преобразуют измеряемое давление в стандартный токовый сигнал. Это позволяет передавать данные на удаленный диспетчерский пункт для отображения, архивирования и формирования сигналов.



### Заключение

Данная система автоматизации обеспечивает безопасную и эффективную работу добывающей скважины, непрерывно отслеживая все критические параметры. Она не только предоставляет оператору полную информацию о процессе, но и автоматически останавливает оборудование в аварийных ситуациях, предотвращая серьезные технологические нарушения и поломки ЭЦН.

### Список литературы

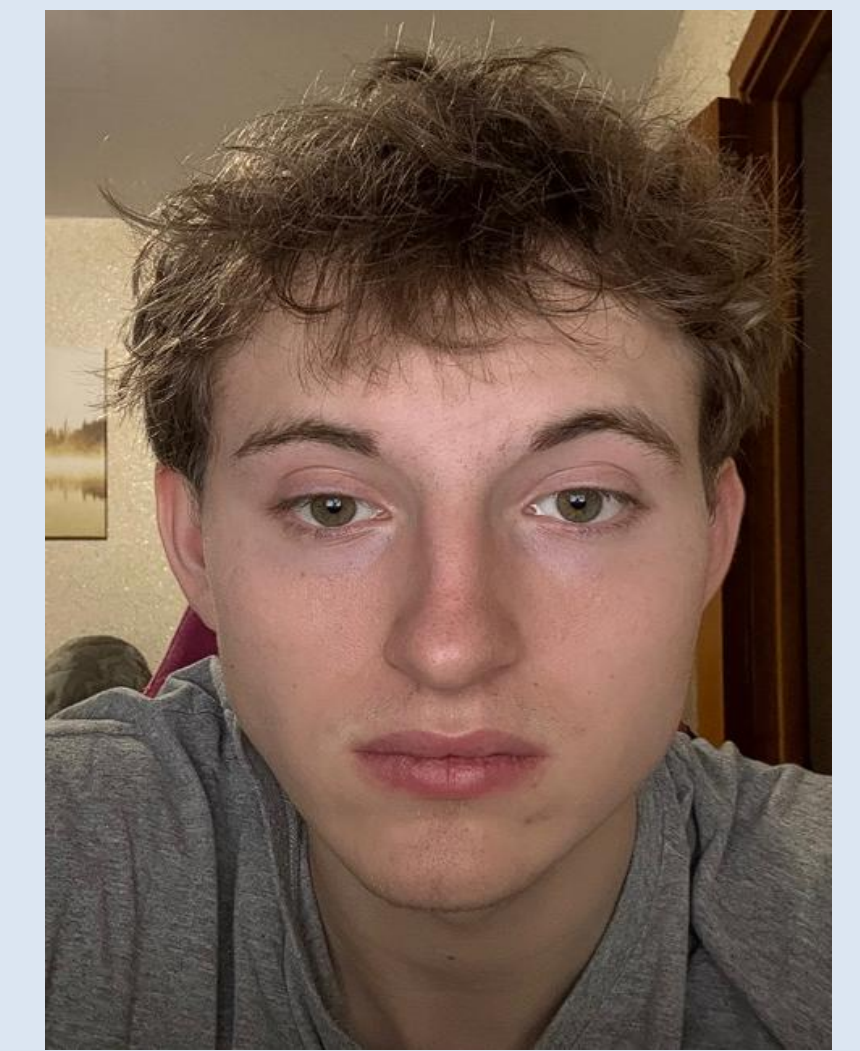
1. Алиев, З. С. Эксплуатация скважин штанговыми насосами и установками электроцентробежных насосов (УЭЦН): учебное пособие для вузов / З. С. Алиев, В. Л. Березин, Е. Б. Теслюк. — М.: Недра, 2020. — 567 с.
2. Ивановский, В. Н. Справочник по эксплуатации установок электроцентробежных насосов для добычи нефти / В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, В. В. Карасев. — М.: Недра, 2018. — 456 с.

Рисунок 1 – Автоматизация добывающей скважины



## «Схема автоматизированной системы дозирования химического реагента в скважину»

Кривенчук Никита, группа НР-51  
fortikps4@mail.ru



### Актуальность

Актуальность темы обусловлена необходимостью повышения эффективности и надёжности добычи нефти путём автоматизации дозирования химических реагентов.

### Цель работы

Изучить схему автоматизированной системы дозирования химического реагента в скважину.

### Результаты исследования

Система предназначена для автоматического дозирования химического реагента в скважину в требуемом количестве и с заданными параметрами (давление, температура, расход).

Основные элементы схемы:

1. Бак с химическим реагентом (хранит реагент перед подачей).
2. Насос (Подаёт реагент из бака в скважину).
3. Асинхронный двигатель (Позволяет точно дозировать количество подаваемого реагента)

4. Преобразователь частоты (получает сигнал управления от микроконтроллера).
5. Микроконтроллер (Центр управления системой принимает сигналы от всех датчиков (уровня, давления, температуры). На основе заданной программы управляет частотой вращения двигателя через преобразователь частоты; включает или выключает нагреватель в баке; контролирует исправность работы всех элементов).

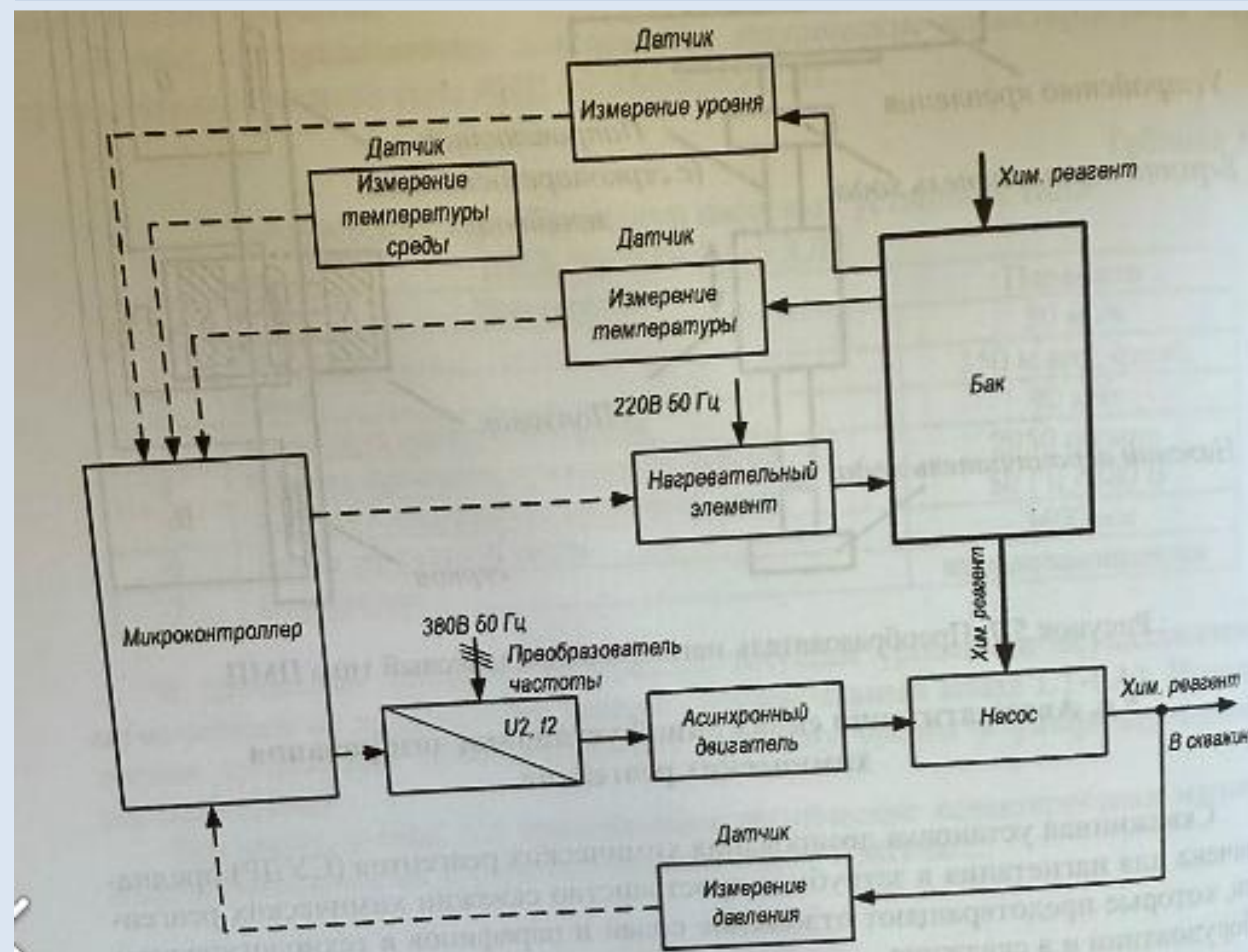


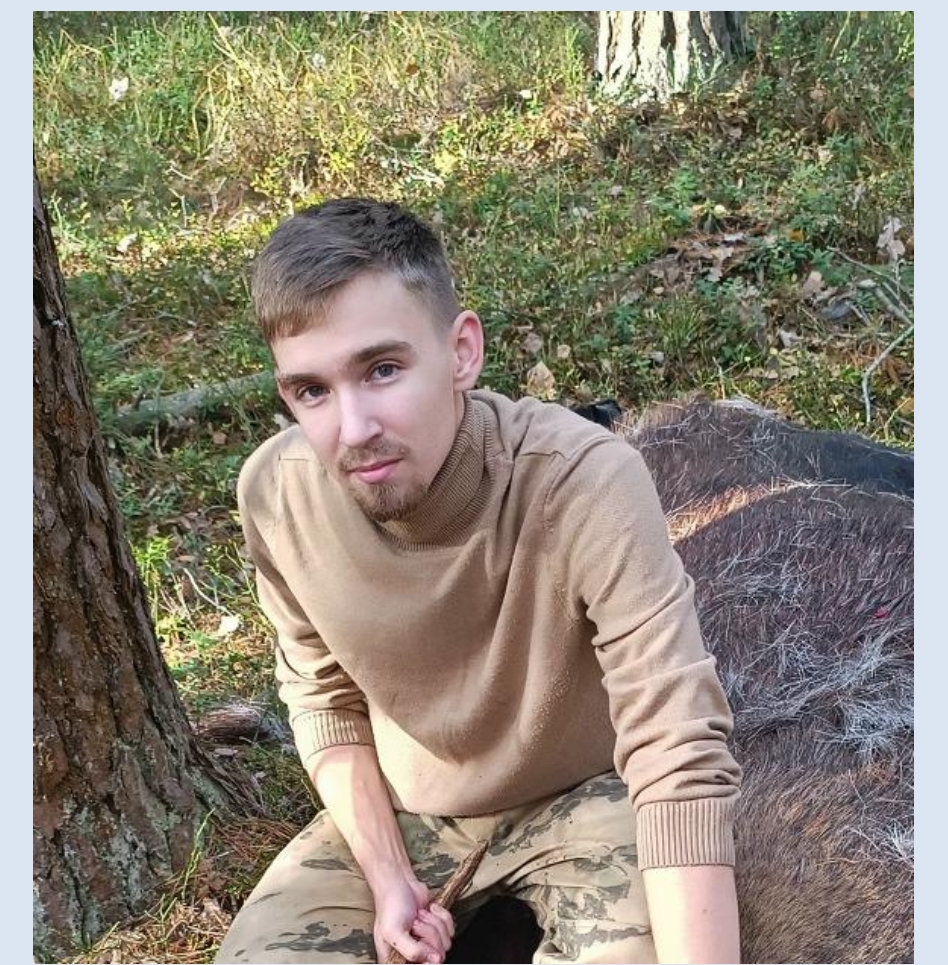
Рисунок 1 – Автоматизированная система дозирования химического реагента в скважину

### Заключение

Автоматизированная система дозирования химического реагента обеспечивает точную и стабильную подачу реагента в скважину в соответствии с заданными технологическими параметрами. Она автоматически регулирует работу насоса через преобразователь частоты, поддерживая необходимое давление и расход, контролирует уровень и температуру реагента в баке, а также включает нагревательный элемент для поддержания оптимальных условий. Микроконтроллер анализирует сигналы от датчиков, управляет исполнительными устройствами и обеспечивает защиту оборудования при отклонении параметров от нормы. Система работает в автоматическом режиме, повышая энергоэффективность, надёжность и безопасность технологического процесса добычи.

### Список литературы

1. Гуревич, И. Л. Автоматизация технологических процессов в нефтяной и газовой промышленности. - М.: Недра, 2019. - 352 с.
2. Кожухов, С. М. Системы управления и автоматизации в нефтегазодобыче. - СПб.: Политехника, 2020. - 288 с.
3. Плехотный, А. В. Энергоэффективные насосные системы и автоматизация дозирования реагентов. — М.: Инфра-М, 2021. — 264 с.



## «Схема первичной переработки нефти методом ректификации»

Лапин Александр, группа НР-51  
perchikamigo@gmail.com

### Актуальность

Первичная переработка нефти методом ректификации является фундаментальным и энергоёмким процессом в нефтепереработке. Его эффективность напрямую определяет выход и качество целевых продуктов (бензин, керосин, дизельное топливо), что делает задачу оптимизации этого процесса высокоактуальной.

### Цель работы

Изучить схему первичной переработки нефти методом ректификации

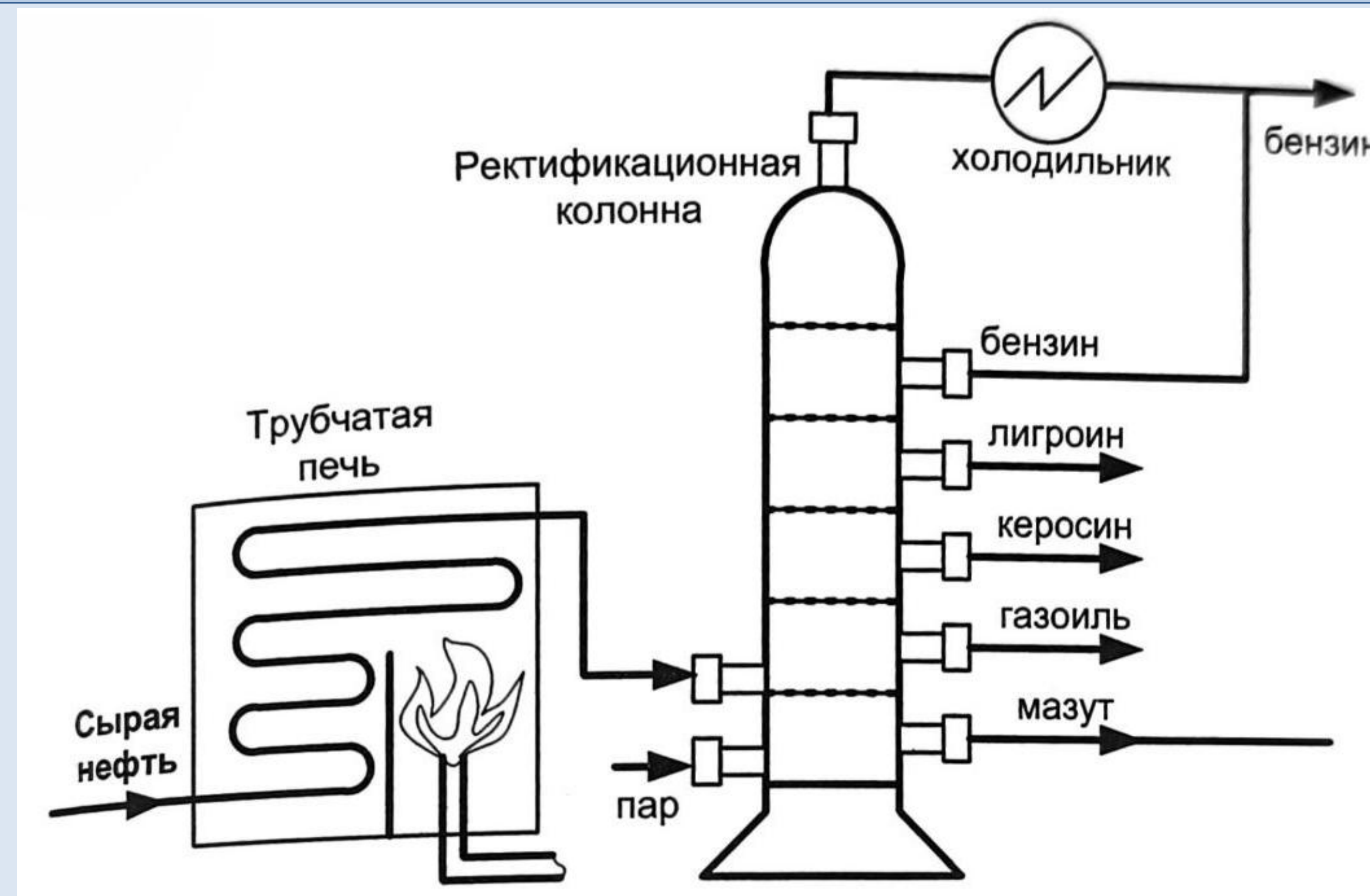
### Результаты исследования

Метод ректификации — это физический процесс разделения смеси жидкостей (в данном случае, нефти) на составляющие её компоненты (фракции), основанный на разнице в их температурах кипения.

Изучена принципиальная технологическая схема установки первичной переработки нефти, включающая:

1. Нагрев сырой нефти в трубчатой печи.
2. Разделение парожидкостной смеси в ректификационной колонне на тарелках.
3. Последовательное выделение фракций (бензин, лигроин, керосин, газойль) с различными температурами кипения.
4. Получение остаточных продуктов (мазут, гудрон).

Таким образом, ректификация позволяет эффективно разделить нефть на целевые фракции за счет их физических свойств, что является основой для дальнейшей переработки.



### Заключение

Таким образом, процесс ректификации позволяет эффективно разделить нефть на составляющие фракции за счет разности их температур кипения. Данная схема является основой для последующих процессов переработки и определяет ассортимент продукции нефтезавода.

### Список литературы

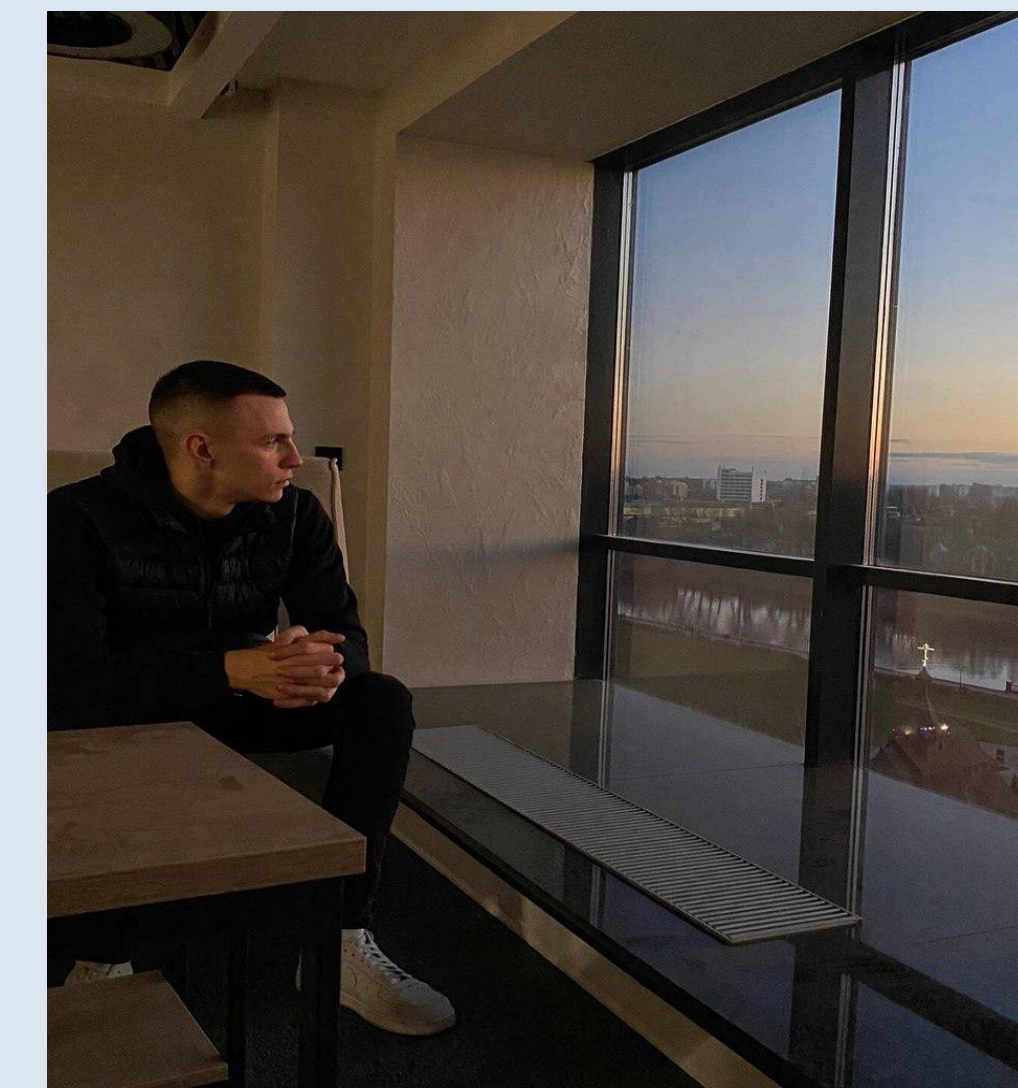
1. Скворцов, Л.В. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов / Л.В. Скворцов, В.М. Капустин. — М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2020. — 670 с.
2. Телегин, Е.В. Основы автоматизации технологических процессов в нефтяной и газовой промышленности: Учебное пособие / Е.В. Телегин, А.Г. Схиртладзе. — М.: Инфра-Инженерия, 2019. — 320 с.
3. Рябов, В.Д. Химия нефти и газа: Учебное пособие для вузов / В.Д. Рябов. — 5-е изд., перераб. и доп. — М.: ИД "Форум", 2018. — 432 с.
4. Ахметов, С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов / С.А. Ахметов. — Уфа: Гилем, 2016. — 568 с.

Рисунок 1 – Схема первичной переработки нефти методом ректификации



## «Автоматизация установки предварительного обезвоживания нефти»

Настюшкин Павел, группа НР-51  
nastyushkin.pavel@yandex.by



### Актуальность

Внедрение систем автоматического контроля и управления позволяет стабилизировать технологический режим, что гарантирует соответствие содержания воды в нефти на выходе установки нормативам (обычно не более 5-10%) для дальнейшей подготовки.

### Цель работы

Изучить схему автоматизации объектов подготовки нефти.

### Результаты исследования

На входе в установку нефть смешивается с горячей водой и направляется в отсек 1

Под воздействием перепада давления жидкость продавливается через патрубок 6 в отсек 2, где происходит укрупнение глобул воды и ее осаждение. Отслоившаяся вода направляется в дренажную линию и далее на установки подготовки воды.

В Отсеке 1 используются следующие средства автоматизации:

Поз.1а- преобразователь уровня, осуществляющий дистанционную подачу сигнала

Поз.2б -регулирующее устройство по уровню, сигнализирующее и переключение  
Поз.2в - аппаратура управления приводом задвижки газовой линии.

Поз.3 - электронный манометр, установленный по месту для контроля и сигнализации по давлению

Поз.4а - преобразователь давления, предназначенный для дистанционной подачи сигнала.

Поз.4б;5 - устройство контроля и сигнализации давления, установленное в шкафу.

Поз. 9а - первичный преобразователь расхода горячей воды.

Поз. 9б;7б - преобразователь расхода горячей воды с дистанционной передачей сигнала, установленный по месту.

Поз. 9в - преобразователь расхода горячей воды с дистанционной передачей сигнала, установленный в шкафу.

В отсеке 2 используются следующие средства автоматизации:

Поз. 1а - преобразователь уровня с дистанционной передачей данных, установленных по месту.

Поз. 1б - регулятор уровня показывающий и сигнализирующий, в шкафу.

Поз. 7а - первичный преобразователь расхода нефти на выходе с установки

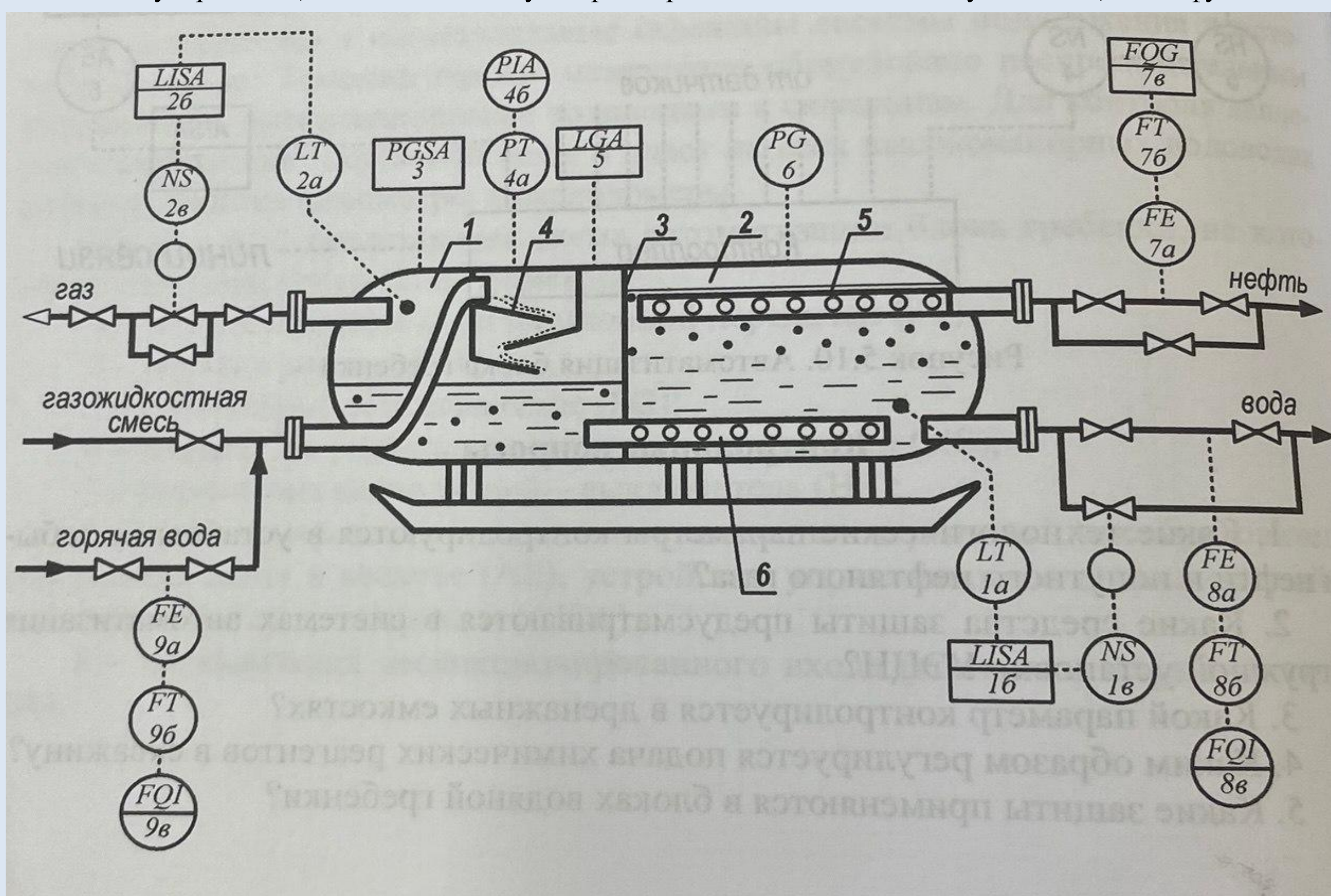
Поз.7б - преобразователь расхода нефти на выходе с установки с дистанционной подачи, по метсту.

Поз. 7в - устройство, показывающее суммарный расход нефти на выходе с установки, в шкафу.

Поз. 8а - первичный преобразователь расхода воды на выходе установки

Поз. 8б - преобразователь расхода воды на выходе установки с дистанционной подачей

Поз. 8в - устройство, показывающее суммарный расход воды на выходе установки, в шкафу.



### Заключение

Установка предварительного обезвоживания нефти является критически важным технологическим звеном на современном нефтедобывающем предприятии. Ее основная задача — подготовка продукции скважин (нефтяной эмульсии) к дальнейшей глубокой очистке на установках подготовки нефти.

### Список литературы

1. Иванов, А. В. Современные системы автоматизации и управления процессами подготовки нефти и газа : монография / А. В. Иванов, С. П. Петров. — 2-е изд., перераб. и доп. — М. : Недра-Бизнесцентр, 2021. — 345 с. : ил. — ISBN 978-5-8365-0850-3. — Текст : непосредственный.
2. Смирнов, К. А. Повышение эффективности работы установки подготовки нефти за счет внедрения АСУ ТП / К. А. Смирнов, Е. Л. Фролова // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 5. — С. 112–116. — DOI: 10.24887/0028-2448-2022-5-112-116. — Текст : непосредственный.

Рисунок 1 – Установка предварительного обезвоживания нефти



## «Функциональная схема автоматизации скважины, оборудованной станком качалкой»

Никитина Анастасия, группа НР-51  
ember\_03@edu.gstu.by



### Актуальность

Для скважин, оборудованных станками-качалками (ШГН), внедрение систем автоматического контроля и управления позволяет минимизировать риск аварийных ситуаций, оптимизировать энергопотребление и обеспечить непрерывный мониторинг критических параметров оборудования в реальном времени.

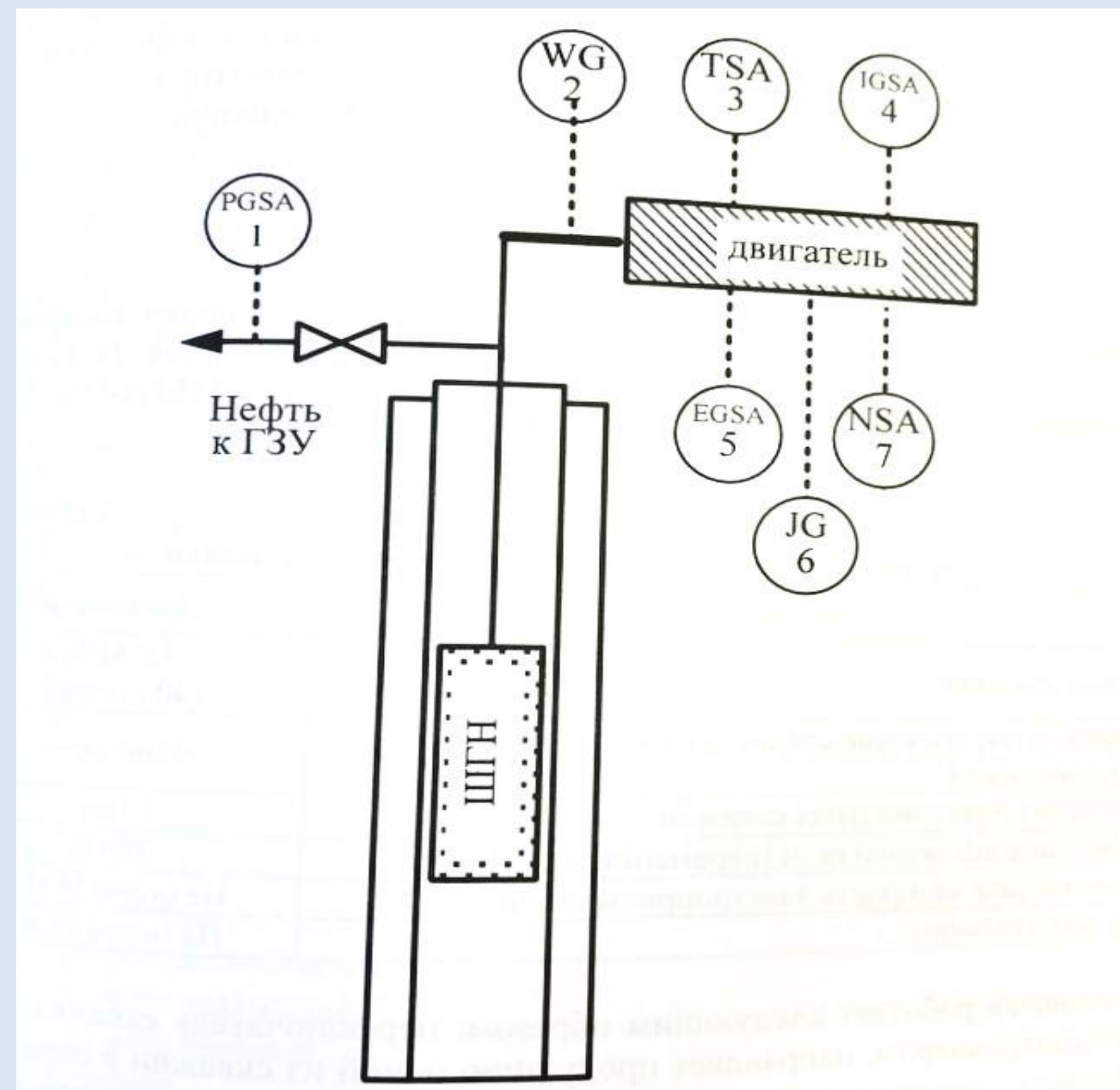
### Цель работы

Изучить функциональную схему, принцип действия и состав системы автоматизации добывающей скважины с штанговым глубинным насосом (ШГН).

### Результаты исследования

1. PGSA - Измерение давления на устье скважины, сигнализация и защита от превышения допустимых значений.

2. WG - Измерение усилия (динамометр) на точке подвеса штанг для оценки нагрузки и диагностики механических сбоев
3. TSA - Контроль температуры подшипников двигателя, защита от перегрева.
4. IGSA - отслеживает ток двигателя, защищает от перегрузки.
5. EGSA - контролирует сопротивление изоляции, предотвращает короткие замыкания.
6. JG - измеряет уровень жидкости, предотвращает переполнение или сухой ход, может влиять на включение/отключение насоса.
7. IGSA - отслеживает ток двигателя, защищает от перегрузки.



Система автоматизации управляет работой станка-качалки и его двигателя, обеспечивая цикл добычи нефти. Система осуществляет управление от первичного запуска до остановки по заданной программе или при возникновении аварийных ситуаций, таких как перегрузка или перегрев.

### Заключение

Представленная система автоматизации демонстрирует базовый, но функциональный комплекс для обеспечения безопасной и эффективной работы скважины с ШГН. Она обеспечивает:  
Непрерывный контроль критических параметров  
Автоматическую защиту оборудования  
Предоставление оператору полной информации о ходе технологического процесса

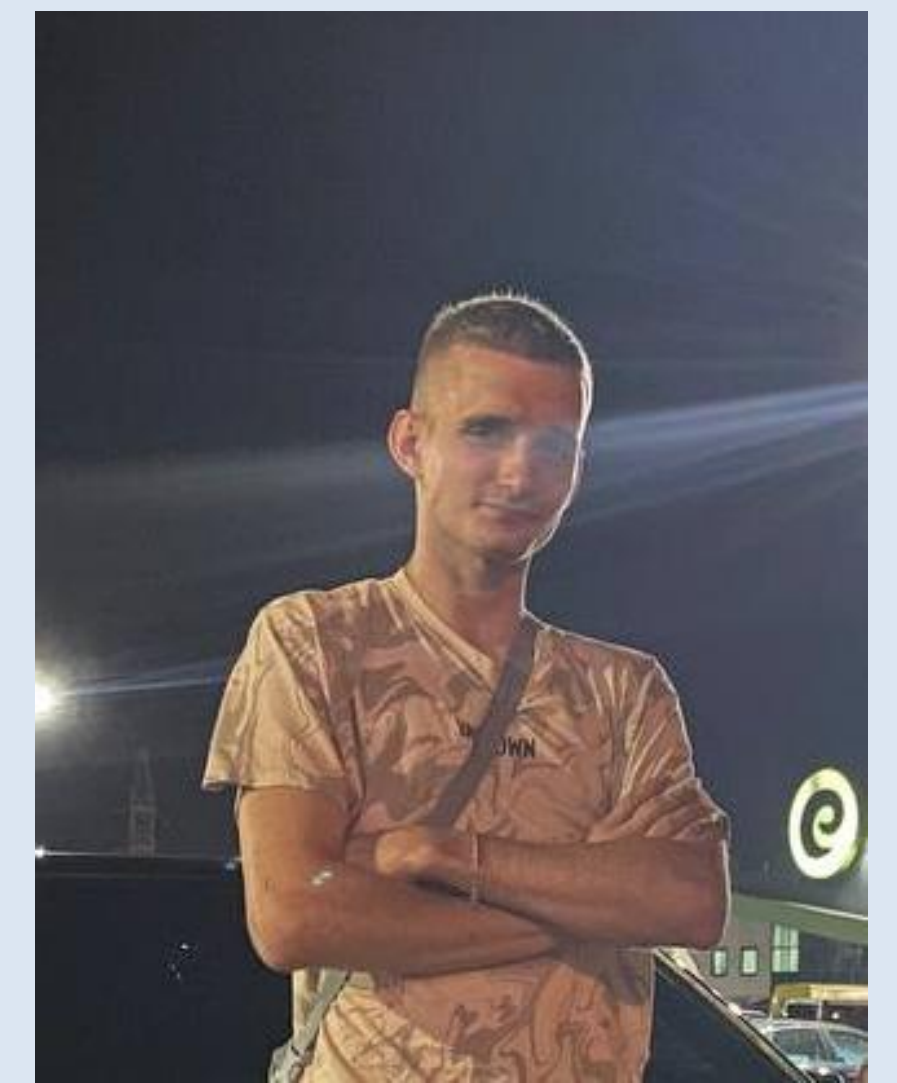
### Список литературы

1. Саввин, А. И. Автоматизация нефтегазового производства: учебник для вузов / А. И. Саввин, Ю. В. Шаммазов. — М.: Недра, 2019. — 512 с
2. Гриценко, А. И. Современные системы управления и автоматизации в нефтяной промышленности / А. И. Гриценко, В. Г. Мартынов. — СПб.: Недра, 2021. — 488 с.



## «Схема автоматизации СУДР»

Пешкун Александр, группа НР-51



### Актуальность

Актуальность автоматизации добывающей скважины сегодня чрезвычайно высока, она обусловлена ролью в хим. Обработки, которая необходима для поддержания эффективности добычи и транспортировки нефти и газа.

### Цель работы

Изучить схему автоматизации скважинной установки дозирования реагента

### Результаты исследования

Система предназначена для автоматической подачи жидких химических реагентов в нефтяные или газовые скважины и трубопроводы для их защиты и обработки.

Н1-поршневой насос

Об-обогреватель электрический

И1-измерительная трубка

NS-управление электродвигателем

ZA-сигнализация

несанкционированного открытия дверей

PIS-контроль давления на выкиде насоса и упр. производительностью

NS-управление электродвигателем насоса

LT-преобразователь уровня хим. реагента в баке

ТЕ-первичное преобразование температуры реагента в баке

ТС-регулирование температуры в баке

ТЕ-первичное преобразование температуры в шкафу СУДР

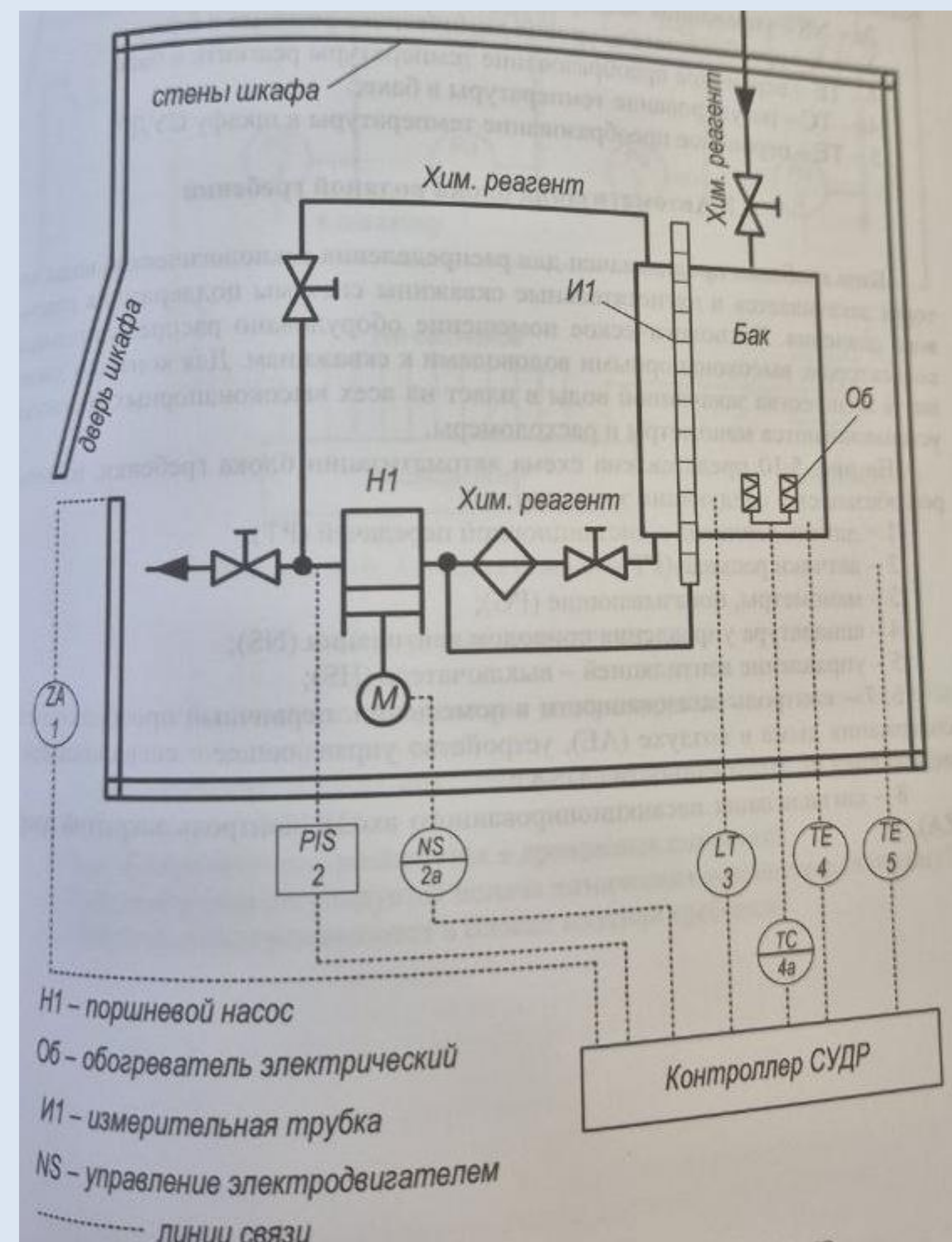


Рисунок 1 – Схема автоматизации СУДР

### Заключение

Данная система автоматизации обеспечивает безопасную и автоматическую подачу химических реагентов в скважины и трубопроводы непрерывно отслеживая все критические параметры. Она не только предоставляет оператору полную информацию о процессе, но и автоматически останавливает оборудование в аварийных ситуациях,

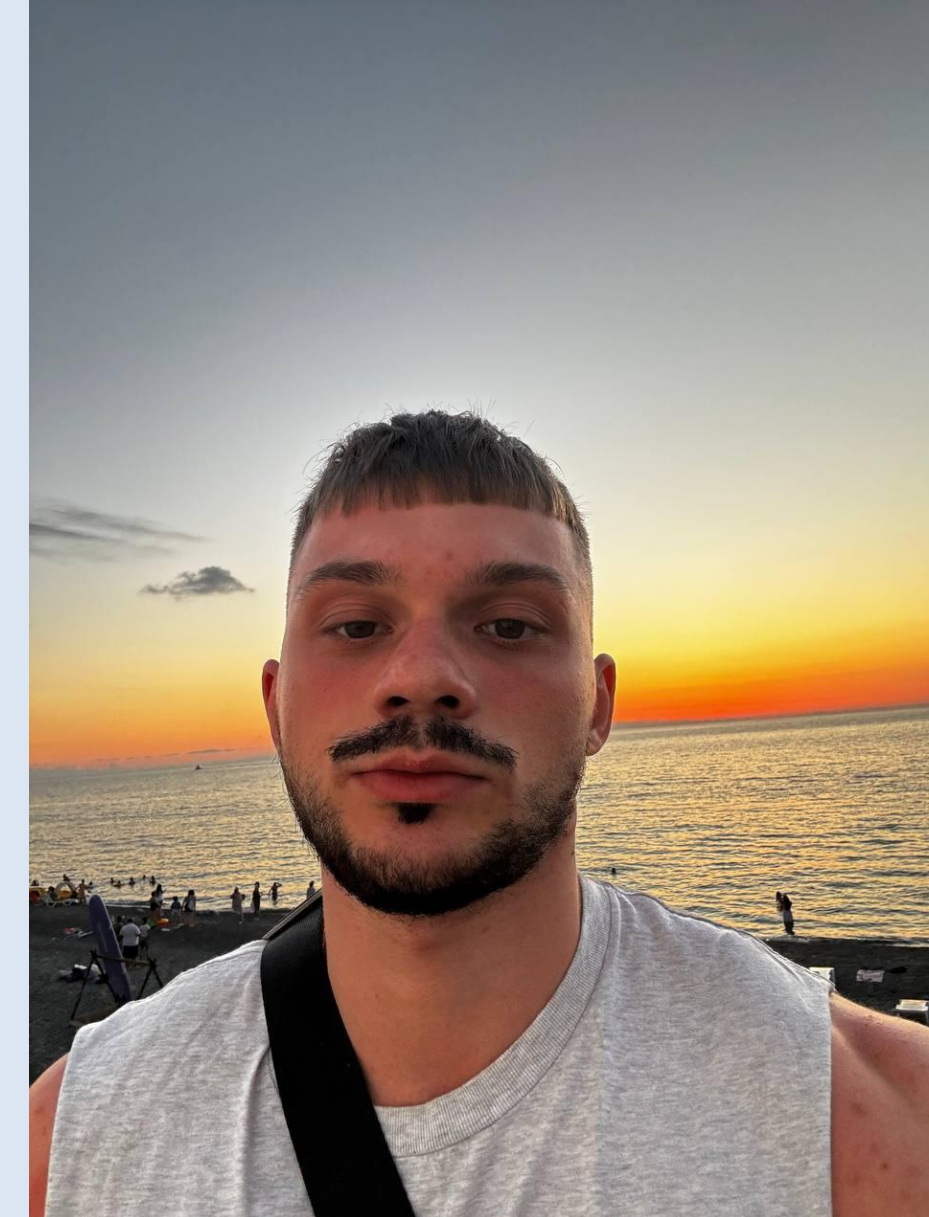
### Список литературы

1. Шангараева Л.А., Максютин А.В., Султанова Д.А.. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти// Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1
2. Антониади Д. Г., Савенок О. В. Нефтепромысловые системы с осложнёнными условиями добычи // Научно-методический электронный журнал «Концепт». – 2013. – Т. 3. – С. 831–835
- 3, Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании / Инженерная практика. - 2009. - №1. - С. 12-15.



## «ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА»

Савельев Данила, группа НР-51  
danilasaveliev264@gmail.com



### Актуальность

Актуальность автоматизации установки электроцентробежного насоса чрезвычайно высока — как с точки зрения повышения эффективности добычи, так и в контексте безопасности, экологии и экономии ресурсов.

### Цель работы

Изучить схему автоматизации установки электроцентробежного насоса

### Результаты исследования

Система предназначена для автоматического контроля полного или частичного удаления человека из зоны непосредственного риска.

Система осуществляет контроль и передачу данных диспетчеру по ключевым точкам:

- 1: PGA — прибор контроля и сигнализации давления на буфере
- 2: PGA — прибор контроля и сигнализации затрубного давления
- 3: LG — прибор контроля уровня в затрубном пространстве
- 4: IGA — прибор контроля и сигнализации недогруза двигателя по току
- 5: IGSA — прибор контроля, сигнализации и защиты от перегрузки двигателя по току
- 6: IGSA — прибор контроля, сигнализации и защиты по току двигателя

- 7: EGS — прибор контроля и защиты по сопротивлению изоляции кабеля
- 8: TSA — прибор защиты и сигнализации по температуре обмотки статора двигателя
- 9: SCA — прибор регулирования частоты вращения турбины с сигнализацией
- 10: PGSA — прибор измерения, защиты и сигнализации давления на выкиде насоса
- 11: PGSA — прибор измерения, защиты и сигнализации давления на приеме насоса
- 12: YA — прибор, сигнализирующий состояние насоса
- 13: TSA — прибор контроля температуры насоса с сигнализацией
- 14: PGA — прибор измерения давления масла в компенсаторе с сигнализацией
- 15: IG — прибор контроля фазных токов двигателя
- 16: EG — прибор контроля фазных напряжений двигателя

- 17: VG — прибор контроля вибрации
- 18: JG - прибор контроля мгновенной активной мощности двигателя
- 19: JG - прибор контроля мгновенной реактивной мощности двигателя

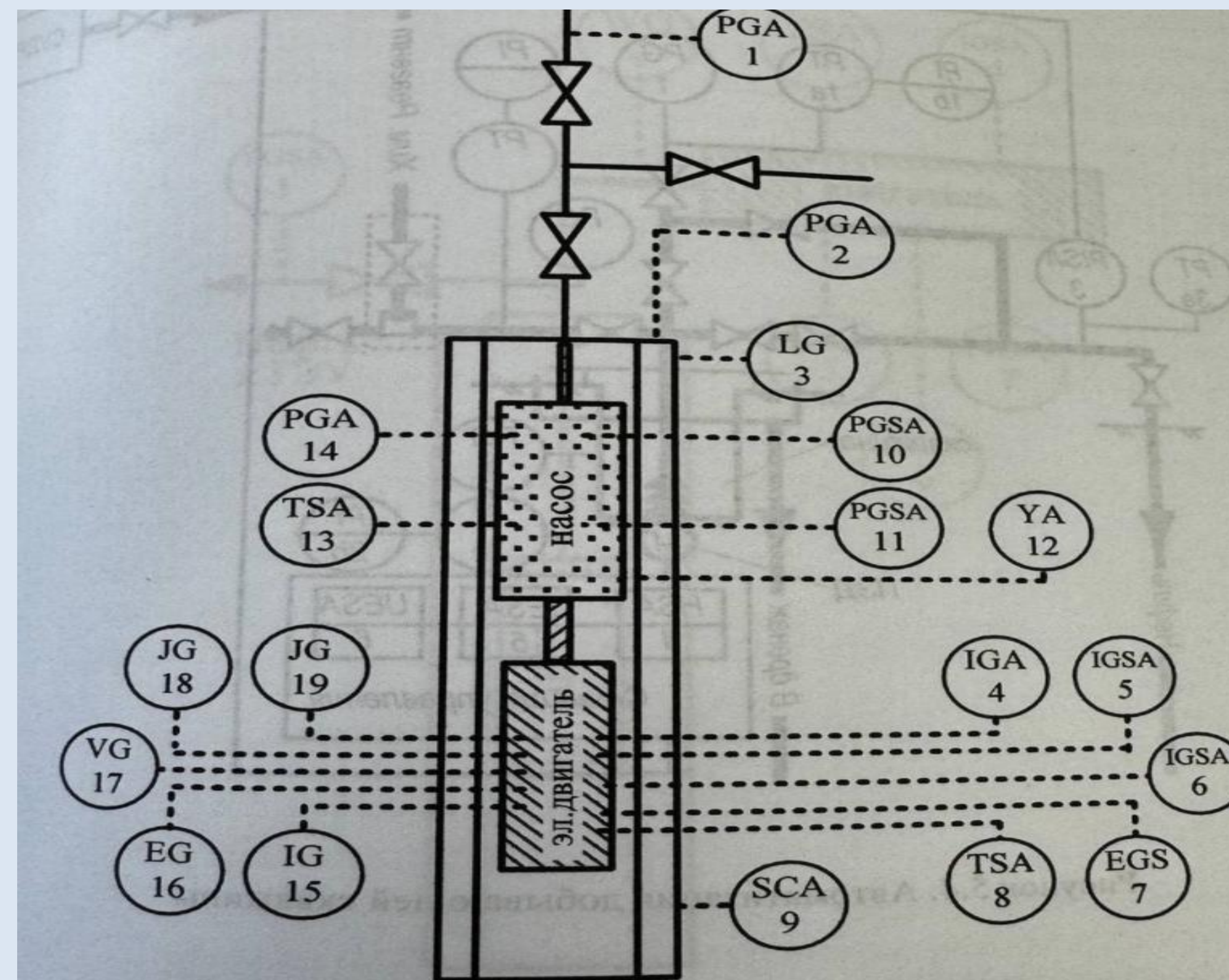


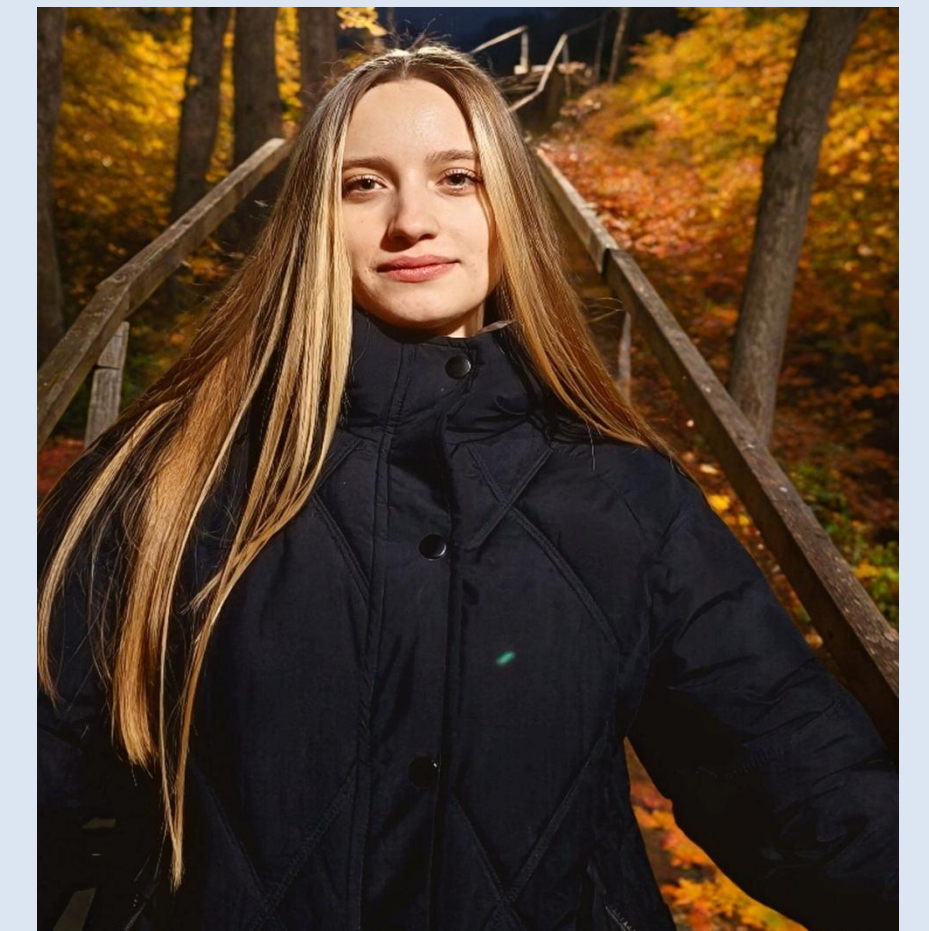
Рисунок 1 – Функциональная схема автоматизации УЭЦН

### Заключение

Внедрение таких систем напрямую способствует повышению рентабельности, безопасности и технологической конкурентоспособности нефтедобывающих компаний, что делает данную тему одной из ключевых в рамках инновационного развития нефтегазовой отрасли.

### Список литературы

1. Алиев, З. С. Эксплуатация скважин штанговыми насосами и установками электроцентробежных насосов (УЭЦН): учебное пособие для вузов / З. С. Алиев, В. Л. Березин, Е. Б. Теслюк. — М.: Недра, 2020. — 567 с.
2. Ивановский, В. Н. Справочник по эксплуатации установок электроцентробежных насосов для добычи нефти / В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, В. В. Карасев. — М.: Недра, 2018. — 456 с.



## «Схема автоматизации групповой замерной установки»

Сыч Влада, группа НР-51  
vladiksyich08@gmail.com

### Актуальность

Групповые замерные установки (ГЗУ) позволяют:

- Оптимизировать эксплуатационные расходы за счет централизации контроля
- Повысить точность измерений дебита жидкости и газа. Обеспечить автоматизированный сбор данных для анализа эффективности работы скважин
- Снизить влияние человеческого фактора на процесс измерений

### Цель работы

Изучить схему групповой замерной

### Результаты исследования

Групповая замерная установка представляет собой автоматизированный комплекс, включающий:

*Основные компоненты:*

**Сепаратор** - для разделения газожидкостной смеси на фазы

**Резервуар-накопитель** - для аккумуляции жидкости

**Система заслонок/задвижек** (поз. 6) - для управления потоками

**Поплавковый уровнемер** (поз. 7) - для контроля уровня жидкости

**Счетчик жидкости** (поз. 3) - для измерения объема

**Фильтры** жидкостные и газовые (поз. 4, 5)

**Контроллер** - для управления процессом

Анализ работы ГЗУ показал:

Преимущества:

Повышение точности измерений на 15-20% по сравнению с ручными методами

Снижение трудозатрат на контроль дебита на 40%

Возможность непрерывного мониторинга работы скважин

Автоматическое документирование результатов измерений

Технические характеристики:

Диапазон измеряемых дебитов: 1-50 м<sup>3</sup>/сутки

Погрешность измерений:  $\pm 2-5\%$

Время полного цикла измерения: 15-60 минут

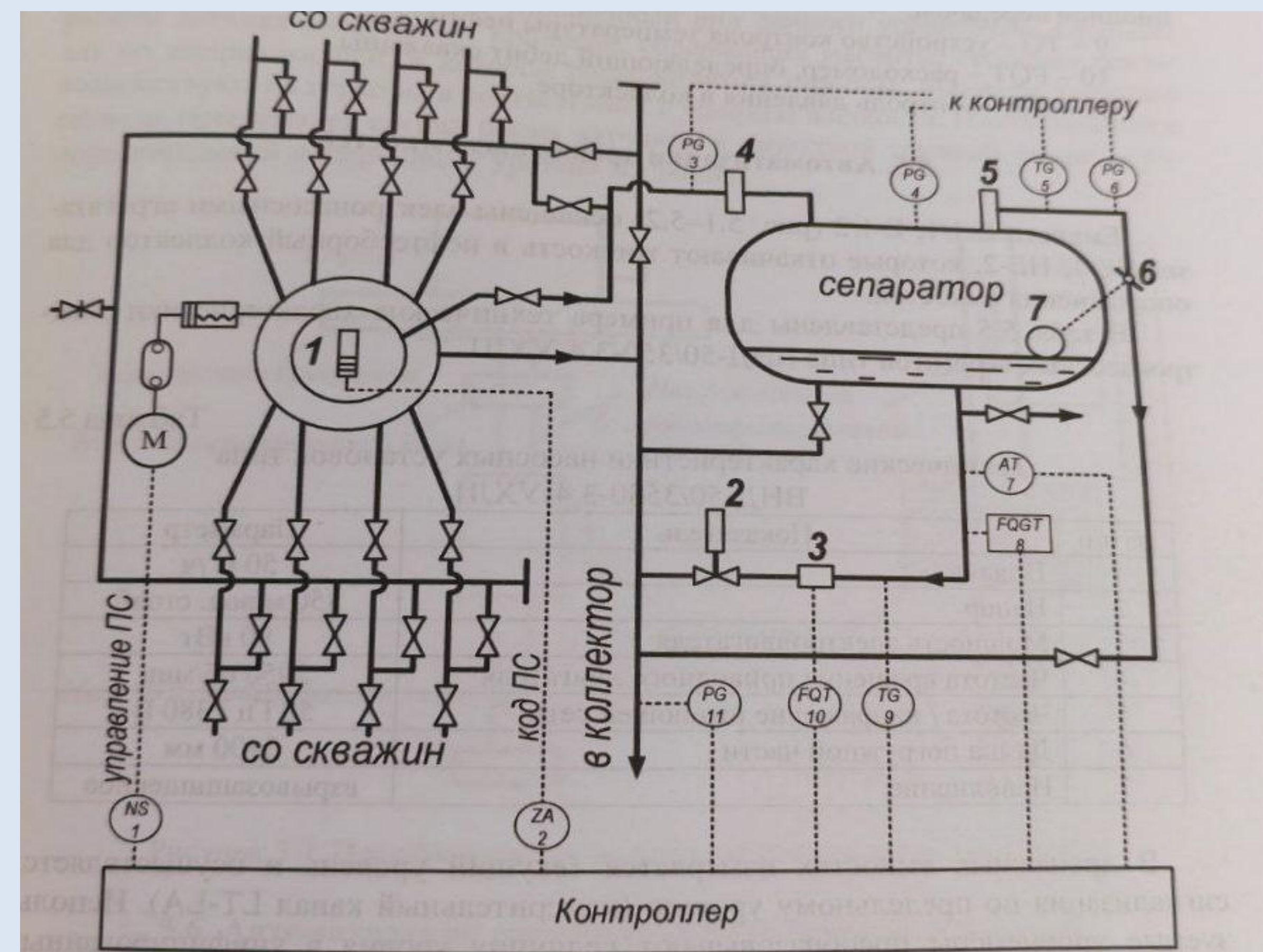


Рисунок 1 – Автоматизация групповой замерной установки

### Заключение

Внедрение автоматизированных групповых замерных установок позволяет существенно повысить эффективность контроля за работой нефтяных скважин. Предложенная функциональная схема обеспечивает:

Высокую надежность измерений

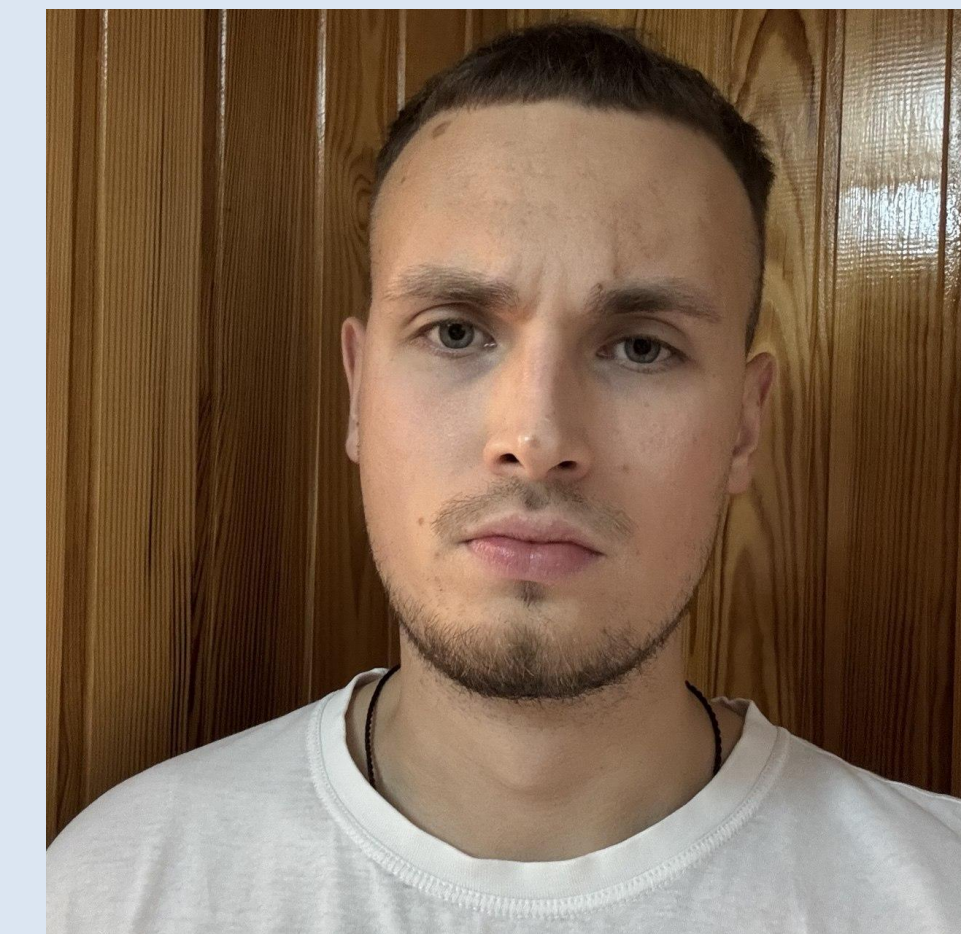
Минимизацию человеческого фактора

Снижение эксплуатационных расходов

Дальнейшее развитие системы видится во внедрении интеллектуальных алгоритмов прогнозирования дебита и автоматической оптимизации режимов работы скважин.

### Список литературы

1. Иванов А.В. Автоматизация процессов нефтедобычи. - М.: Недра, 2020. - 356 с.
2. Петров С.И. Современные системы контроля и учета в нефтяной промышленности. - СПб.: Химиздат, 2019. - 278 с.
3. Сидоров К.Л. Групповые замерные установки: проектирование и эксплуатация. - Уфа: Реактив, 2021. - 189 с.



## «Схема автоматизации куста скважин»

Чернушевич Антон, группа НР-51  
antonchernushevich40@gmail.com

### Актуальность

Актуальность автоматизации куста скважин обусловлена растущими требованиями к безопасности, качеству и скорости отбора флюида и энергоэффективности и надежности работы оборудования в условиях необходимости экономии ресурсов.

### Цель работы

Изучить схему автоматизации куста скважин.

### Результаты исследования

Проанализирована схема автоматизации куста скважин, рассмотрены виды технологического оборудования кустовой площадки.

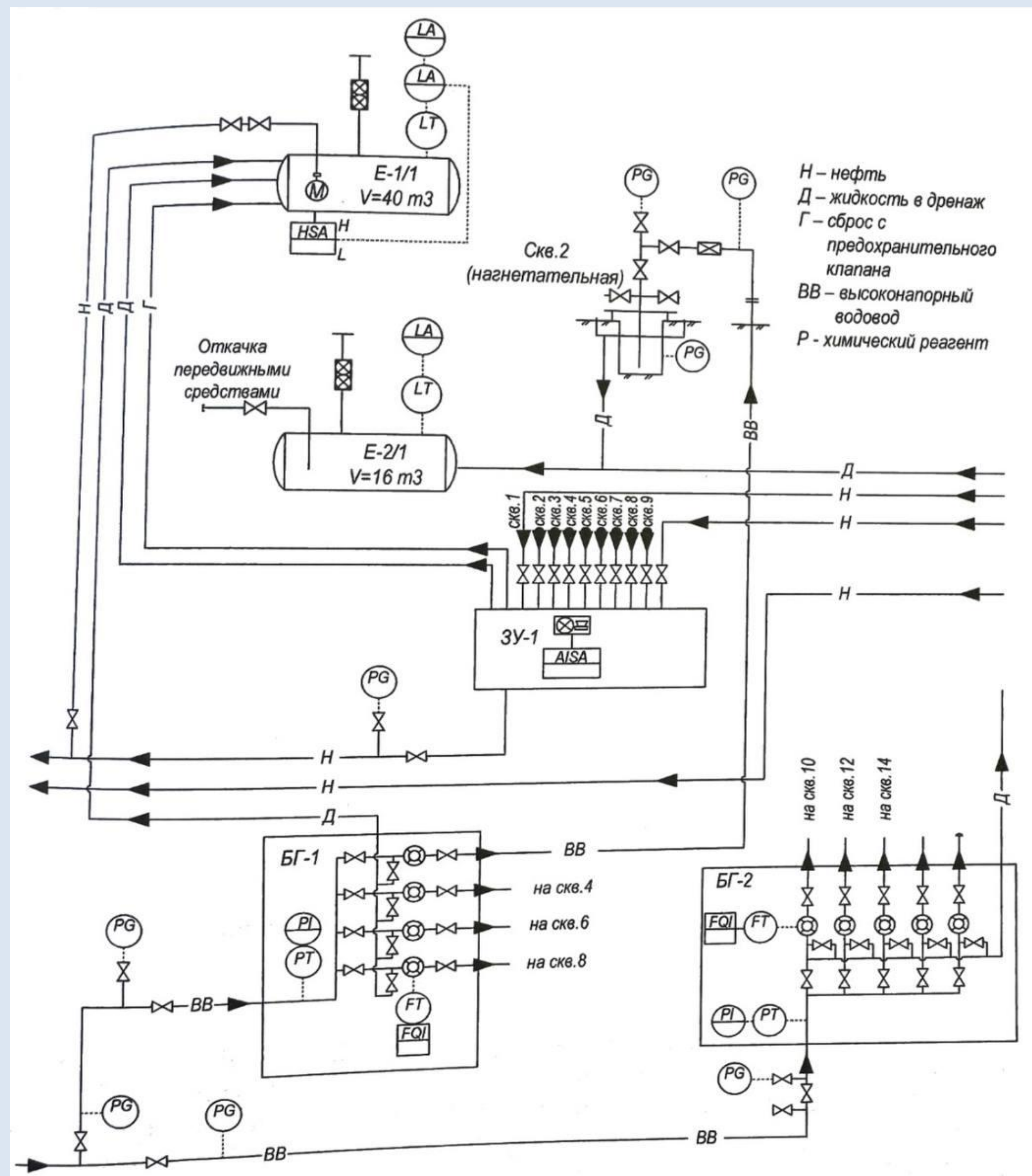


Рисунок 1 – Схема автоматизации куста скважин

### Заключение

Предложенная схема автоматизации куста скважин предусматривает:

- защиту от неконтролируемых выбросов;
- защиту технологического оборудования;
- контроль за технологическим процессом движения флюида.

### Список литературы

1. Прахова, М. Ю. Системы автоматизации в нефтяной промышленности : учебное пособие : [16+] / М.Ю. Прахова, Е.А. Хорошавина, А.Н. Краснов, С.В. Емец ; под общ. ред. М.Ю. Праховой. — Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. — 305 с.
2. Еремеев, С. Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли / С. Еремеев. — 2-е изд., стер. — Москва : Лань, 2021. — 136 с.



Снарская Дарья, группа НР-41  
dasha.snarsk6y6@gmail.com

## «Инклинометрия как метод автоматизированного определения положения скважины в пространстве»

### Актуальность

При проводке скважины траектория бурения может не совпадать с её проектным профилем. Инклинометрический контроль обеспечивает получение достоверной информации об пространственном положении ствола, что позволяет своевременно корректировать траекторию, снижать геолого-технологические риски, предотвращать аварии и осложнения, повышать качество вскрытия пластов и итоговую эффективность строительства скважины.

### Цель работы

Целью работы является рассмотрение инклинометрии скважин в рамках определения пространственного положения ствола скважины, для корректировки траектории скважины в процессе бурения наклонно-направленных стволов и проверки соответствия фактической траектории ствола скважины и проектной.

### Список литературы

1. Расчёт и корректирование траектории скважины при бурении, МУК УГТУ, 2014
2. Булатов А.И., Проселков Ю.М. - Морские нефтегазовые сооружения. - Краснодар: Просвещение-Юг, 2006. – с.266

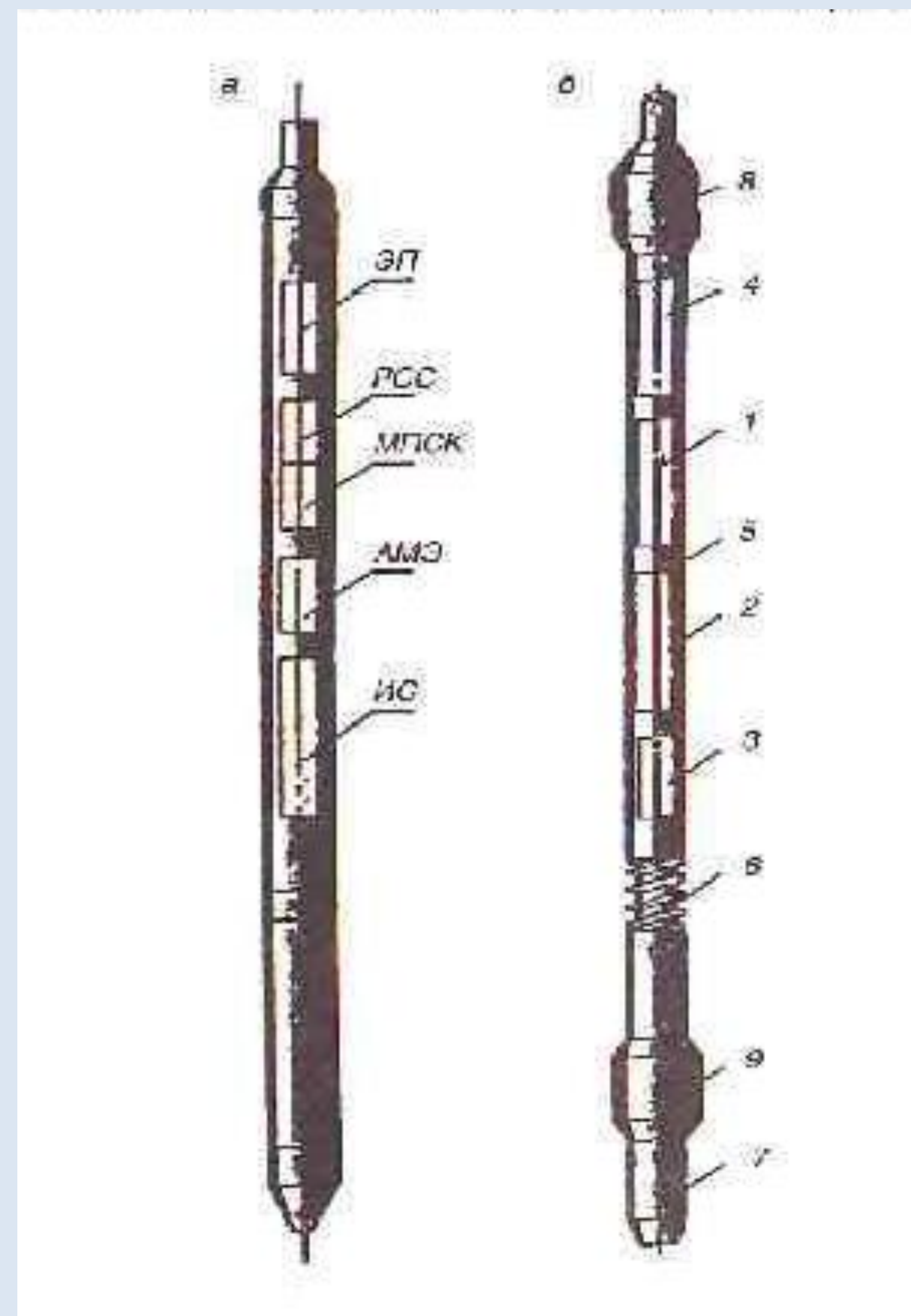


Рисунок 1 –  
а) магнитный многоточечный  
инклинометр типа ИМТ-2М;  
б) универсальный забойный  
инклинометр типа ЗИ-6

### Результаты исследования

Инклинометр — прибор, предназначенный для измерения угла наклона различных объектов, относительно гравитационного поля Земли и направления этого угла – азимута.

После окончания бурения определенного интервала или всей скважины регистрируется с помощью глубинного инклинометра изменения зенитного угла и азимута оси ствола скважины по глубине и строится инклинограмма, на основании которой вычерчивается горизонтальная проекция ствола скважины с указанием направлений с севера на юг и с запада на восток, отклонения проекции забоя от проекции устья.

Чаще всего используются автономные, магнитные и гироскопические инклинометры. Они позволяют контролировать заданное направление оси ствола скважины в пространстве; выделить участки перегиба оси ствола скважины, которые могут вызвать осложнения при бурении и эксплуатации; определить истинные глубины залегания продуктивных пластов.

### Заключение

Инклинометрия обеспечивает получение объективных данных о пространственном положении ствола скважины и позволяет построить точную инклинограмму, на основании которой контролируется соблюдение проектной траектории. Использование различных типов инклинометров также дает возможность уточнять глубину продуктивных пластов, что способствует повышению качества бурения и надежности дальнейшей эксплуатации скважины.



## «Автоматизация процесса бурения с помощью ВЗД с автоматизированной системой управления»

Лобан Алексей, группа НР-41  
alexloban.alex@gmail.com

### Актуальность

Использование ВЗД в бурении обеспечивает более эффективное управление и повышает параметры глубины и точности бурения, что особенно важно при сложных геологических условиях. Это способствует снижению затрат и увеличению производительности.

### Цель работы

Разработать и внедрить автоматизированную систему управления винтовым забойным двигателем (ВЗД) для повышения эффективности и безопасности процесса бурения на нефтегазовых скважинах.

### Результаты исследования

Разработан экспериментальный образец винтового забойного двигателя, оснащенного системами датчиков для контроля параметров процесса (давление, температура, крутящий момент) и с автоматической системой управления, позволяющей регулировать работу двигателя в реальном времени.

Характеристики ВЗД с автоматической системой управления:

- повышение эффективности бурения (на 15-20%);
- улучшение качества и точности бурения;
- повышение безопасности процессов;
- экономическая эффективность.

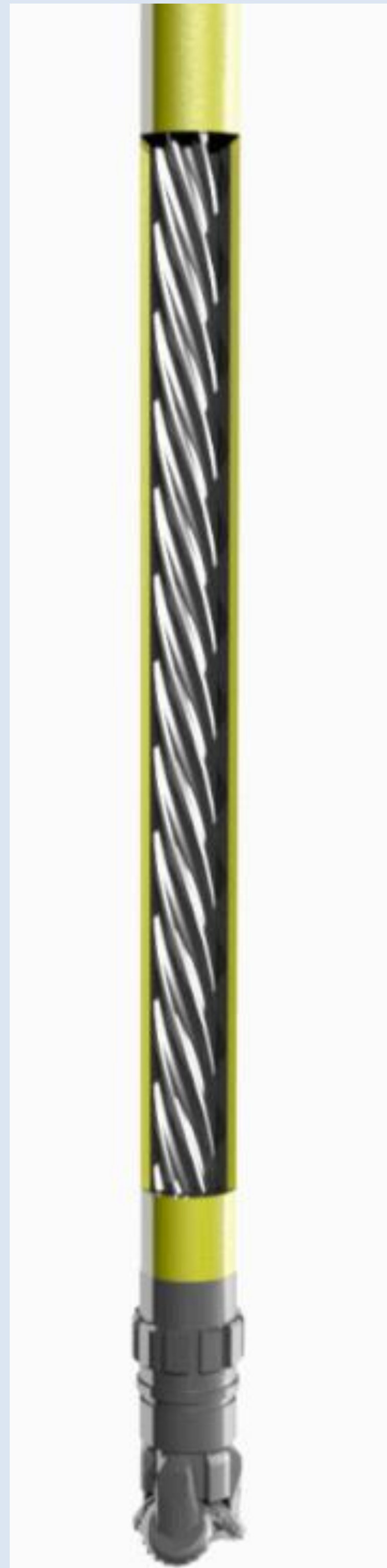


Рисунок 1 – Винтовой забойный двигатель (ВЗД)

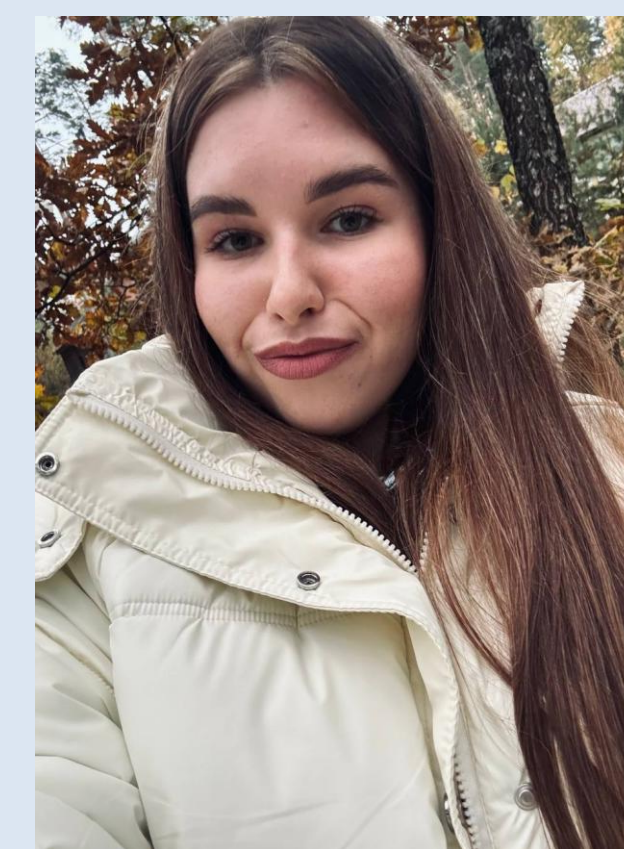
### Заключение

Разработанный прототип системы с автоматическим управлением показал высокую эффективность, повысил производительность процесса и снизил риски аварийных ситуаций. Внедрение ВЗД позволяет значительно улучшить качество бурения, обеспечить более точное соблюдение траектории и снизить износ оборудования за счет оптимизации режимов работы.

Применение таких систем даёт возможность значительно расширить возможности существующих технологий бурения и адаптировать их к сложным геологическим условиям.

### Список литературы

1. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник / Ю. В. Вадецкий. - 4-е изд., стер. - Москва : Академия, 2010. - 351 с.
2. Асадчев, А. С. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : пособие студентов дневной формы обучения / А. С. Асадчев. - Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2018. – 481 с



## «Оптимизация выбора режима бурения скважин с использованием цифровых технологий и автоматизированных систем анализа»

### Актуальность

Актуальность внедрение цифровых технологий, автоматизированных систем анализа и моделирования позволяет повысить точность выбора параметров, снизить аварийность и оптимизировать использование бурового оборудования.

### Цель работы

Изучить разработку подхода к оптимизации режима бурения скважин на основе применения цифровых технологий и автоматизированных систем анализа, обеспечивающего повышение эффективности разрушения горных пород при минимальных энергетических и материальных затратах.

### Результаты исследования

Проанализированы основные параметры режима бурения: осевая нагрузка на долото, скорость вращения, расход бурового раствора и крутящий момент.

Осевая нагрузка на долото (WOB) — сила, с которой бурильная колонна давит на долото. Оптимальное значение обеспечивает эффективное разрушение породы без излишнего износа. Частота вращения долота (RPM) — определяет скорость разрушения породы; повышение оборотов эффективно в мягких породах, но может вызывать износ инструмента в твердых.

Расход бурового раствора — влияет на охлаждение долота, вынос шлама и устойчивость стенок скважины. Момент на долоте и скорость проходки — показатели, по которым оценивается эффективность выбранного режима.

Выбор параметров зависит от комплекса геолого-технических условий, включающих: литологический состав и твердость пород; глубину и температуру пласта; диаметр и направление ствола скважины; наличие зон поглощения или осложнений при бурении.

### Цифровая буровая

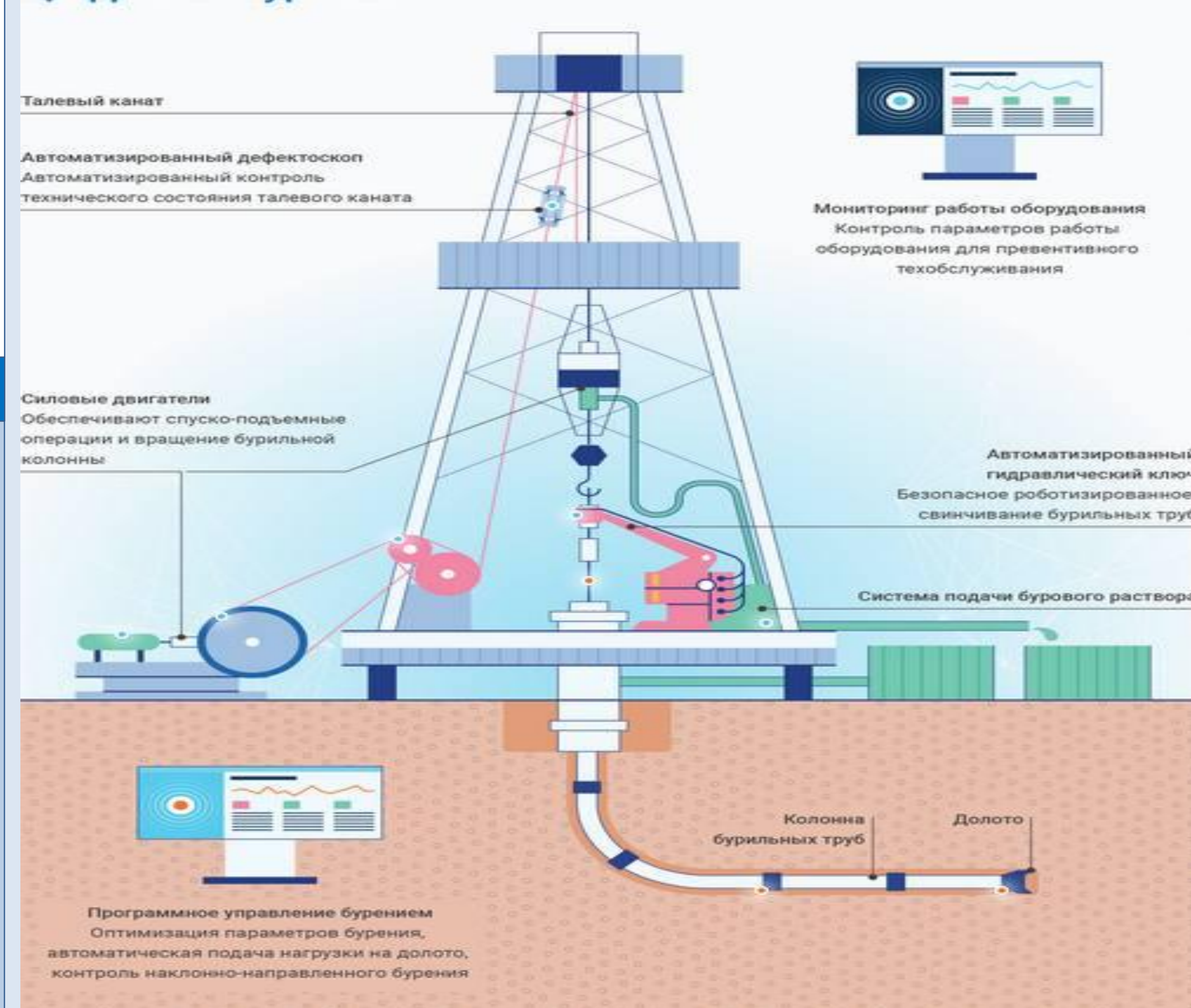


Рисунок 1 – Цифровые технологии строительства скважин

Литош Мария, группа НР-41  
m.litosh@bk.ru

### Заключение

Интеграция цифровых технологий и автоматизированных систем анализа в процесс выбора режима бурения способствует повышению технической и экономической эффективности буровых работ. Такой подход позволяет не только оптимизировать технологические параметры, но и формировать интеллектуальные системы поддержки принятия решений

### Список литературы

1. Прахова, М. Ю. Системы автоматизации в нефтяной промышленности : учебное пособие : [16+] / М.Ю. Прахова, Е.А. Хорошавина, А.Н. Краснов, С.В. Емец ; под общ. ред. М.Ю. Праховой. — Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. — 305 с.
2. Еремеев, С. Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли / С. Еремеев. — 2-е изд., стер. — Москва : Лань, 2021. — 136 с.
3. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании / Инженерная практика. - 2009. - №1. - С. 12-15.



# «Применение цифровых технологий и автоматизированных систем при бурении наклонно-направленных скважин»

Мамрук Роман, группа НР-41  
romamamruk04@mail.ru

## Актуальность

Использование цифровых технологий и автоматизированных систем управления позволяет существенно повысить точность и эффективность данных операций.

## Цель работы

Изучить применение цифровых технологий и автоматизированных систем при бурении

## Результаты исследования

Современные цифровые модели траекторий обеспечивают прогнозирование отклонений по азимуту и зенитному углу с учётом геолого-технических условий. Автоматизированные системы контроля положения бурового инструмента в реальном времени позволяют своевременно корректировать параметры режима бурения и предотвращать отклонения от заданного профиля.

Особое внимание уделяется выбору способа бурения и компоновки низа бурильной колонны (КНБК). Применение стабилизаторов, переводников и датчиков пространственного положения в составе интеллектуальных буровых комплексов обеспечивает минимизацию рисков искривления ствола, возникновения прихватов и кавернообразования.

Оптимизация параметров режима бурения на основе анализа данных, получаемых с датчиков осевой нагрузки, крутящего момента и давления, способствует повышению устойчивости траектории и снижению износа бурового инструмента. Цифровые системы мониторинга позволяют оперативно выявлять отклонения и автоматически выполнять корректирующие действия — изменение угла наклона, азимута или параметров работы забойного двигателя. При цементировании наклонных и горизонтальных скважин цифровые технологии также обеспечивают расчёт свойств цементных растворов в зависимости от температуры, давления и угла наклона ствола, что способствует формированию надёжного цементного кольца и предотвращению межпластовых перетоков. Соблюдение требований техники безопасности при бурении наклонных скважин контролируется с использованием автоматизированных систем диагностики противовыбросового оборудования, герметизации устья и организации спуско-подъёмных операций.



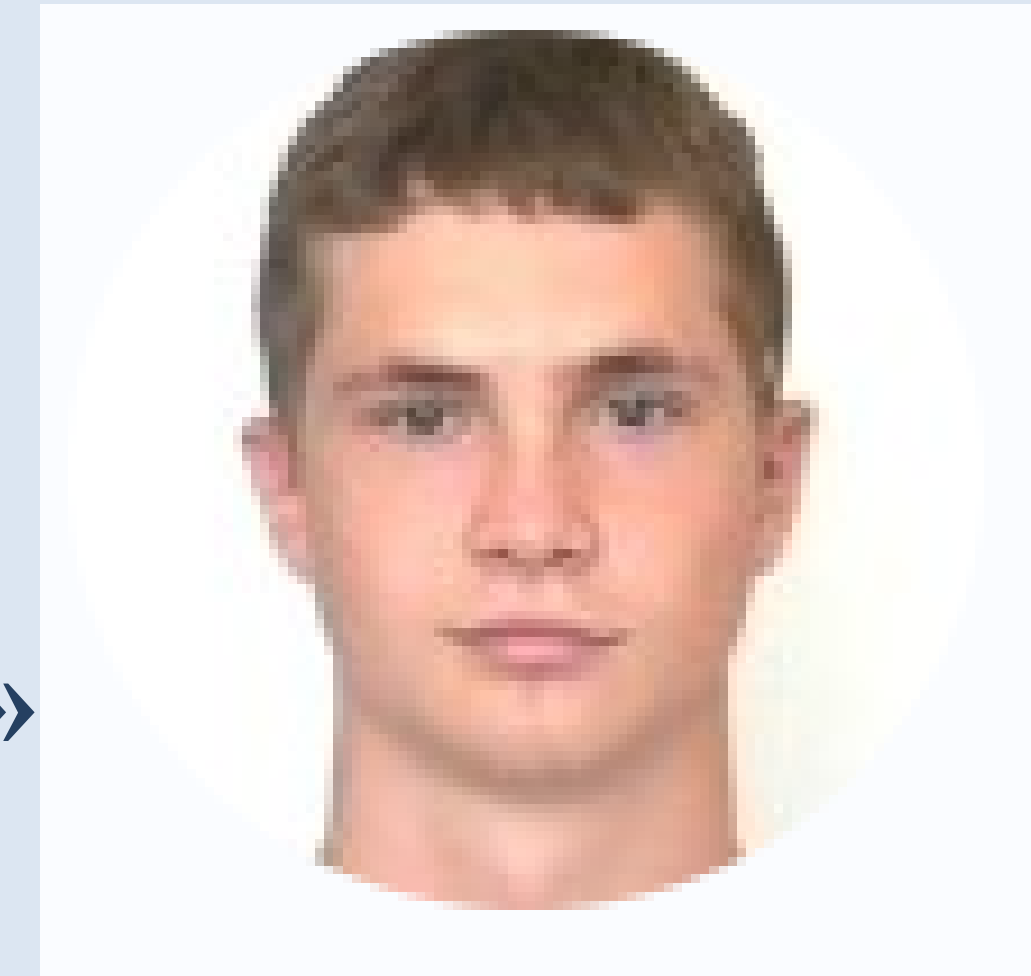
## Заключение

Автоматизированные системы контроля положения бурового инструмента в реальном времени позволяют своевременно корректировать параметры режима бурения и предотвращать отклонения от заданного профиля.

## Список литературы

1. Прахова, М. Ю. Системы автоматизации в нефтяной промышленности : учебное пособие : [16+] / М.Ю. Прахова, Е.А. Хорошавина, А.Н. Краснов, С.В. Емец ; под общ. ред. М.Ю. Праховой. — Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. — 305 с.
2. Еремеев, С. Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли / С. Еремеев. — 2-е изд., стер. — Москва : Лань, 2021. — 136 с.

Рисунок 1 – Схема наклонно-направленных скважин



## «Устройство и принцип работы автоматизированной буровой установки»

Евсиков Егор, группа НР-41  
evskikov228@gmail.com

### Актуальность

Актуальность изучения устройства и принципа работы буровой установки обусловлена необходимостью повышения производительности буровых процессов, улучшения условий труда персонала, а также обеспечения безопасности и экологической устойчивости при проведении буровых работ.

### Цель работы

Изучение устройства, принципа действия и функциональных особенностей буровой установки, а также анализ её основных узлов, механизмов и систем, обеспечивающих эффективное выполнение буровых операций.

### Результаты исследования

Буровая установка представляет собой комплекс оборудования, предназначенный для бурения скважин с целью извлечения полезных ископаемых, отбора проб, проведения геофизических исследований или создания инженерных сооружений.

Основные элементы буровой установки включают:

Силовую систему, обеспечивающую работу всех механизмов установки (дизельные или электрические приводы, трансмиссия, генераторы).

Подъемную систему, предназначенную для спуска и подъема бурильной колонны, долота и других инструментов (лебедка, талевый блок, крюк, канатная система).

Вращательную систему, обеспечивающую вращение бурильной колонны и долота (ротор, верхний привод, вертлюг).

Циркуляционную систему, служащую для подачи бурового раствора в зону долота, охлаждения и выноса шлама на поверхность (насосы, шланги, фильтры, емкости).

Систему очистки бурового раствора (вибросита, гидроциклоны, центрифуги), которая обеспечивает его повторное использование.

Контрольно-измерительные приборы и автоматику, позволяющие управлять технологическим процессом и контролировать параметры бурения.

Принцип работы буровой установки заключается в последовательном разрушении горной породы вращающимся долотом при одновременной подаче бурового раствора. Раствор охлаждает долото, выносит продукты разрушения на поверхность и стабилизирует стенки скважины.

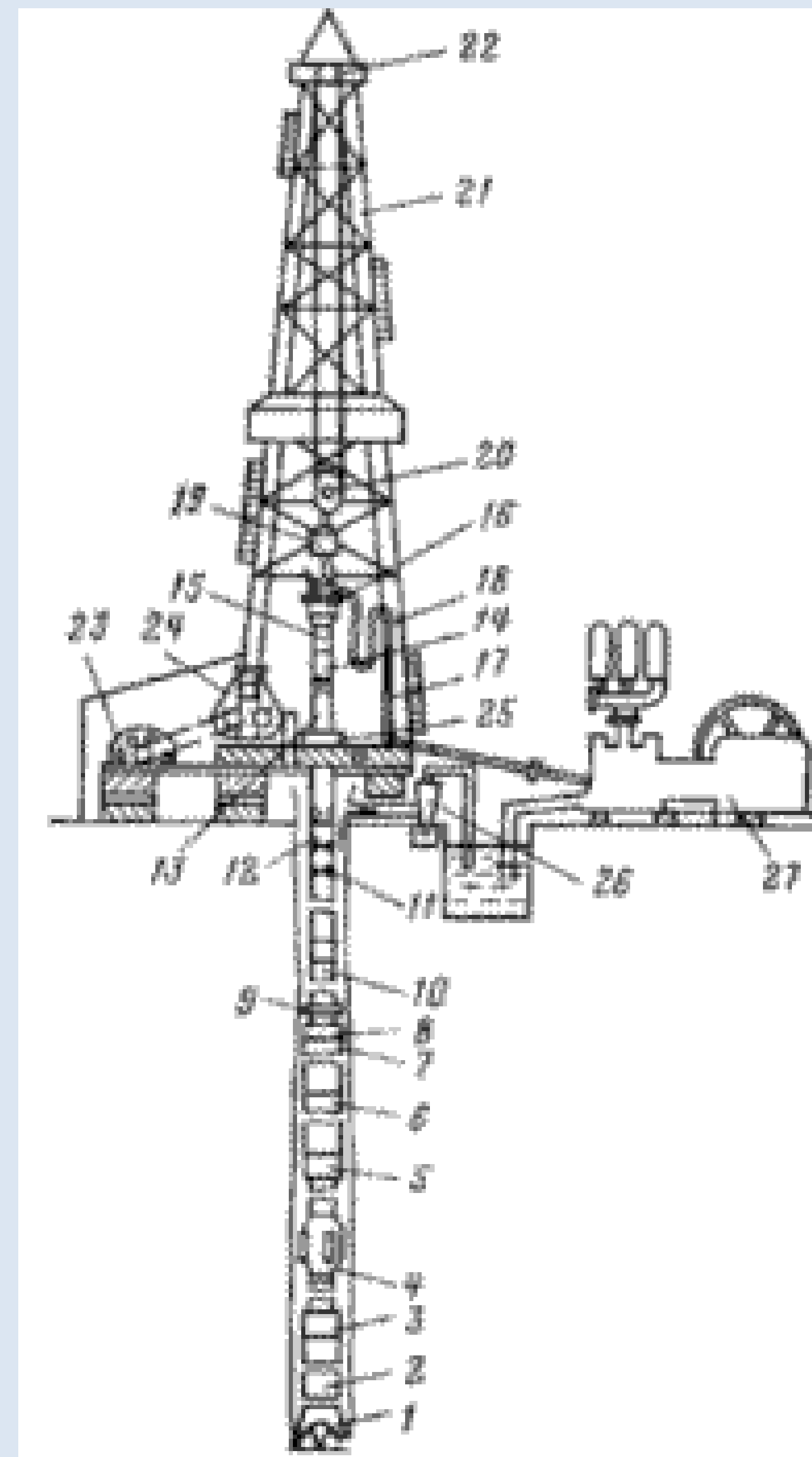


Рисунок 1 – Устройство буровой установки

### Заключение

Современные тенденции направлены на внедрение автоматизированных систем управления, цифровых двойников и интеллектуальных сенсоров, что обеспечивает высокий уровень надежности и контроль всех параметров бурового процесса. Глубокое понимание конструкции и взаимодействия узлов установки позволяет оптимизировать процесс бурения, уменьшить износ оборудования, повысить энергоэффективность и безопасность труда.

### Список литературы

- Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник. — 4-е изд., М.: Академия, 2010. — 351 с.
- Асадчев А. С. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. — Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2018. — 481 с.
- Макаренко П. Г. Оборудование буровых установок. — М.: Недра, 2015. — 428 с.



## «Схема, параметры и классификации автоматизированных буровых установок»

Мироненко Андрей, группа НР-41  
aaaandron222@mail.ru



### Актуальность

Актуальность изучения параметров и классификации БУ обусловлена необходимостью оптимизации процессов бурения в условиях усложнения задач: освоения глубоководных месторождений, а также широкого внедрения наклонно-направленного и горизонтального бурения. Грамотный выбор оборудования критически важен для обеспечения экономической эффективности и технологической безопасности работ.

### Цель работы

Целью работы является **систематизация** ключевых технических параметров и принципов классификации буровых установок, используемых в нефтегазовой и горнодобывающей отраслях, для обоснованного подбора оборудования.

### Результаты исследования

**Технические параметры буровой установки (БУ)** — ключевые для расчета ее прочности и производительности. Они определяют класс и возможности оборудования:

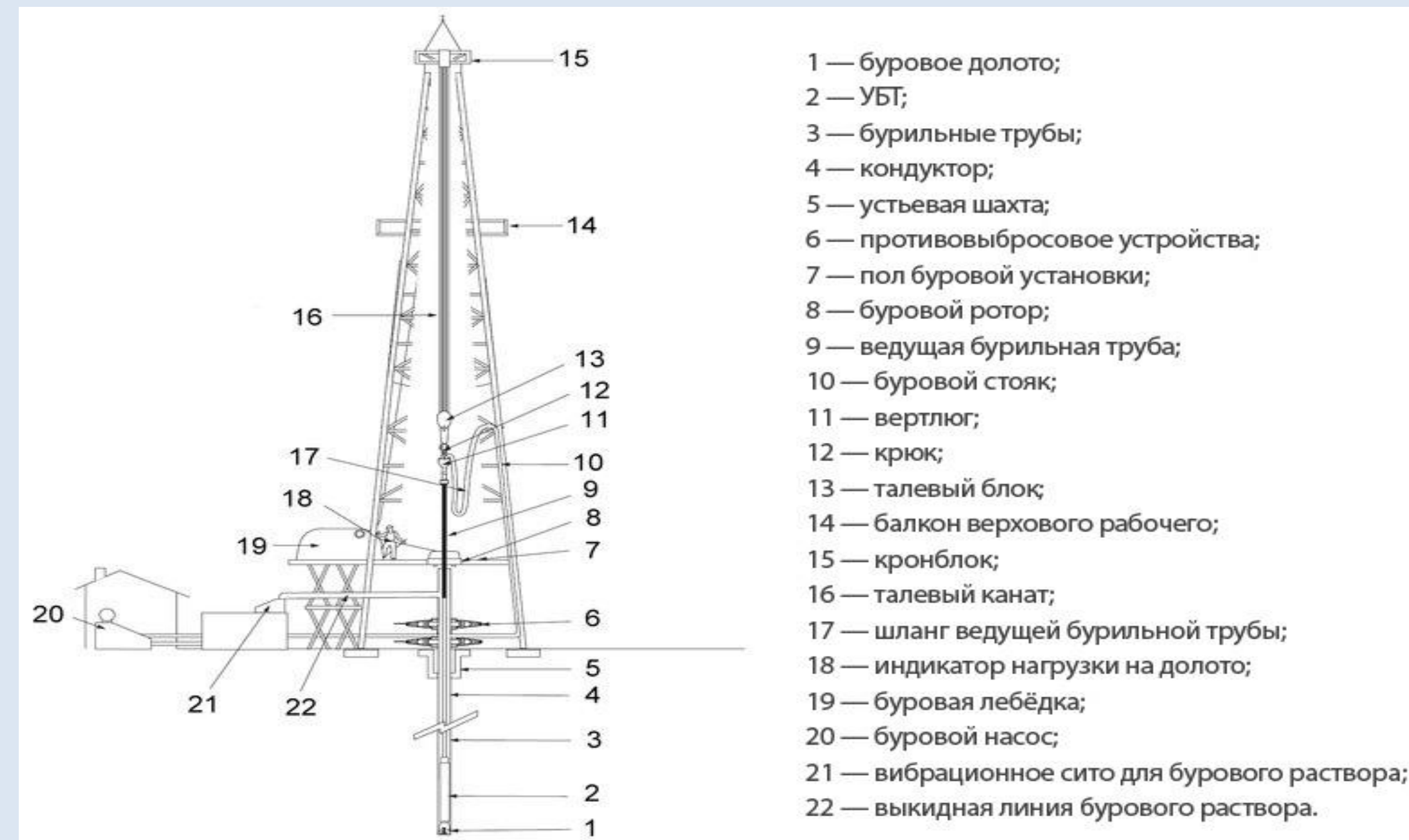
**Условная глубина бурения:** Основной параметр, определяющий класс БУ (средняя — до 3000 м, глубокая — 3000–6000 м, сверхглубокая — свыше 6000 м).

**Условная грузоподъемность:** Максимальная нагрузка, которую выдерживает подъемная система.

Коррелирует с глубиной бурения.

**Мощность привода:** Суммарная мощность двигателей, питающих лебедку, насосы и вращатель. Влияет на скорость бурения.

**Максимальный крутящий момент:** Сила, передаваемая на бурильную колонну для разрушения породы и преодоления трения.



Буровые установки классифицируются :

#### 1. По назначению

**Разведочные** — для поиска ресурсов.

**Эксплуатационные** — для добычи нефти, газа, воды.

**Специальные** — для капитального ремонта скважин (КРС) и других задач.

#### 2. По способу бурения (типу вращателя)

Преобладает вращательный способ, который делится на типы:

**С верхним приводом (Top Drive System, TDS):** Современный стандарт для глубокого бурения. Двигатель подвешен на талевой системе и вращает колонну, что эффективно для наклонного и горизонтального бурения.

**Роторные:** Традиционный метод, где вращение передается через ротор на полу буровой.

**С забойным двигателем:** Вращение инструмента происходит на забое за счет энергии бурового раствора (турбобуры, винтовые двигатели).

#### 3. По месту дислокации и мобильности

**Наземные (сухопутные):**

*Стационарные (крупноблочные):* Для сверхглубокого бурения, требуют длительного монтажа.

*Кустовые:* Могут перемещаться в пределах площадки для бурения нескольких скважин.

*Мобильные:* На шасси, для неглубокой разведки и ремонта.

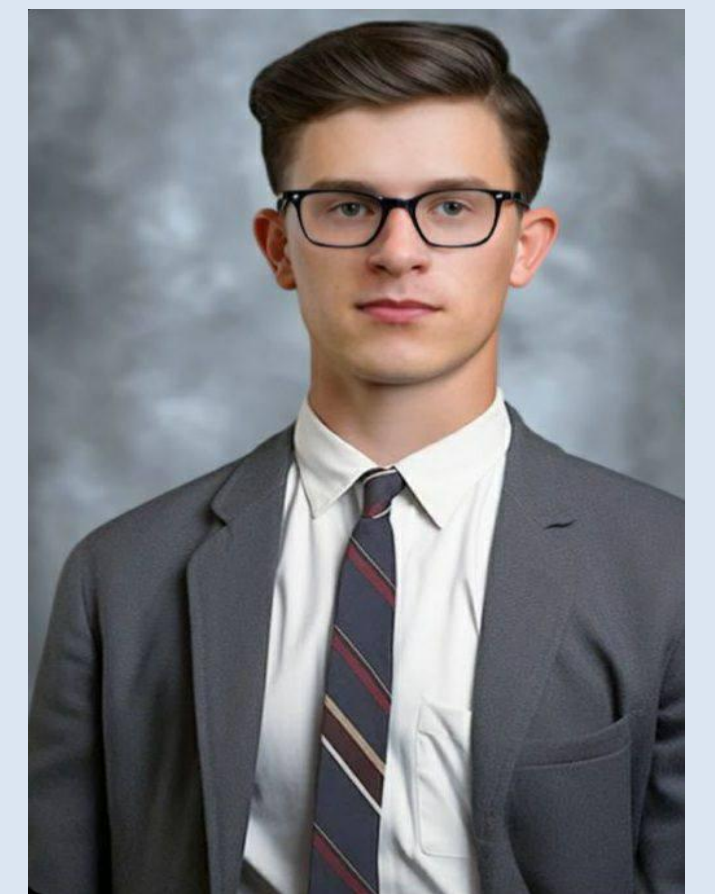
**Морские (оффшорные):** Самоподъемные, полупогружные установки и буровые суда, выбор которых зависит от глубины моря

### Заключение

Буровые установки — это высокотехнологичные комплексы, чей эффективный подбор достигается сопоставлением **технических параметров с классификационными признаками** (местом дислокации и способом бурения). Ключевыми тенденциями являются **доминирование TDS** для повышения точности и безопасности, а также использование **дизель-электрических схем привода** для обеспечения высокой мощности и гибкого управления.

### Список литературы

Абрамсон М.Л., Гулиев А.С. Буровые установки. Справочник. — М.: Недра.  
Басарыгин Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра.  
ГОСТ 16293-89. Установки буровые для глубокого разведочного и эксплуатационного бурения.  
Рябченко В.И. Буровые установки: конструкция и эксплуатация. — СПб.: Политехника.



## «Оценка эффективности применения НКТ с покрытием MPLAG17»

Яночкин Владислав, группа НР-41

uziplay19@gmail.com

### Актуальность

Проблема асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) существенно снижает эффективность нефтедобычи. Традиционные методы борьбы требуют больших затрат и не всегда достаточно эффективны.

Внедрение новых решений, таких как полимерные покрытия для НКТ, особенно актуально для месторождений Припятского прогиба.

### Цель работы

Оценить эффективность применения НКТ с покрытием Majorpack MPLAG17 для защиты от АСПО на скважине №158 Вишанского месторождения.

### Результаты исследования

1. Успешно внедрены НКТ с покрытием MPLAG17 на проблемной скважине
2. Подтверждена сохранность защитных свойств покрытия
3. Достигнута стабильная работа оборудования без осложнений.

| Параметр                                          | Значение                                     |
|---------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| Класс покрытия                                    | Эпоксидно-фенольный полимер                  |
| Цвет                                              | Глянцевый белый                              |
| Защита                                            | Влияние сероводорода, углекислотная коррозия |
| Устойчивость                                      | Абразивный износ                             |
| Рабочая температура                               | Не более 130°C                               |
| Рабочая температура при кратковременной обработке | Не более 200°C                               |
| Адгезия покрытия                                  | 12 МПа                                       |

Таблица 1 – Характеристики внутреннего защитного покрытия Majorpack MPLAG17



Рисунок 1 – Состояние покрытия MPLAG17 после проведения среднего ремонта

### Заключение

Применение НКТ с покрытием MPLAG17 доказало свою эффективность в борьбе с АСПО. Технология полностью устранила проблему запарафинивания, увеличила межремонтный период и показала высокую экономическую целесообразность. Результаты работы рекомендуются к внедрению на других скважинах Припятского прогиба.

### Список литературы

1. А. А. Челноков. Охрана труда / А. А. Челноков. – Минск, 2006. – 293 с.
2. Горбаченко, В. С. Рассмотрение процесса образования и исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений / В. С. Горбаченко, Н.А. Демяненко // Вестник ГГТУ им. П. О. Сухого. – 2016. – № 3. – С. 17–23.
3. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л. В. Иванова, Е. А. Буров, В. Н. Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 1. – С. 268-284.
4. Иванова Л.В. Исследование состава асфальтосмолопарафиновых отложений различной природы и пути их использования / Л. В. Иванова, В. Н. Кошелев, О. А. Стоколос // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2011. - С. 250-256.



Горбачёв Павел, группа НР-41  
Jakjk8788@gmail.com

## «Автоматизация этапов сооружения скважин»

### Актуальность

Сооружение скважин — важный этап в разведке и добыче полезных ископаемых, нефти и газа. Современные требования к надежности, безопасности и экономической эффективности требуют внедрения новых технологий и автоматизации в этот процесс. Это позволяет сократить сроки строительства, снизить риски ошибок и уменьшить затраты.

### Результаты исследования

Проведен анализ существующих технологий, показавших преимущества автоматизации в сокращении времени и повышении точности работ.

Предложены и обоснованы методы автоматизации, такие как автоматизированное управление буровым процессом, контроль состояния скважины в реальном времени, автоматизация цементирования и монтажных операций.

Внедрение систем автоматического регулирования бурового оборудования позволяет снизить влияние человеческого фактора и повысить производительность бурения.

Использование датчиков и систем мониторинга обеспечивает раннее обнаружение возможных проблем, что способствует минимизации рискованных ситуаций и ремонта.

Моделирование показало, что автоматизация позволяет сократить сроки сооружения скважин до 20–30%, снизить материальные затраты и повысить безопасность процесса.

### Цель работы

Изучить и оптимизировать основные этапы сооружения скважин, выявить возможности автоматизации и повысить эффективность технологического процесса

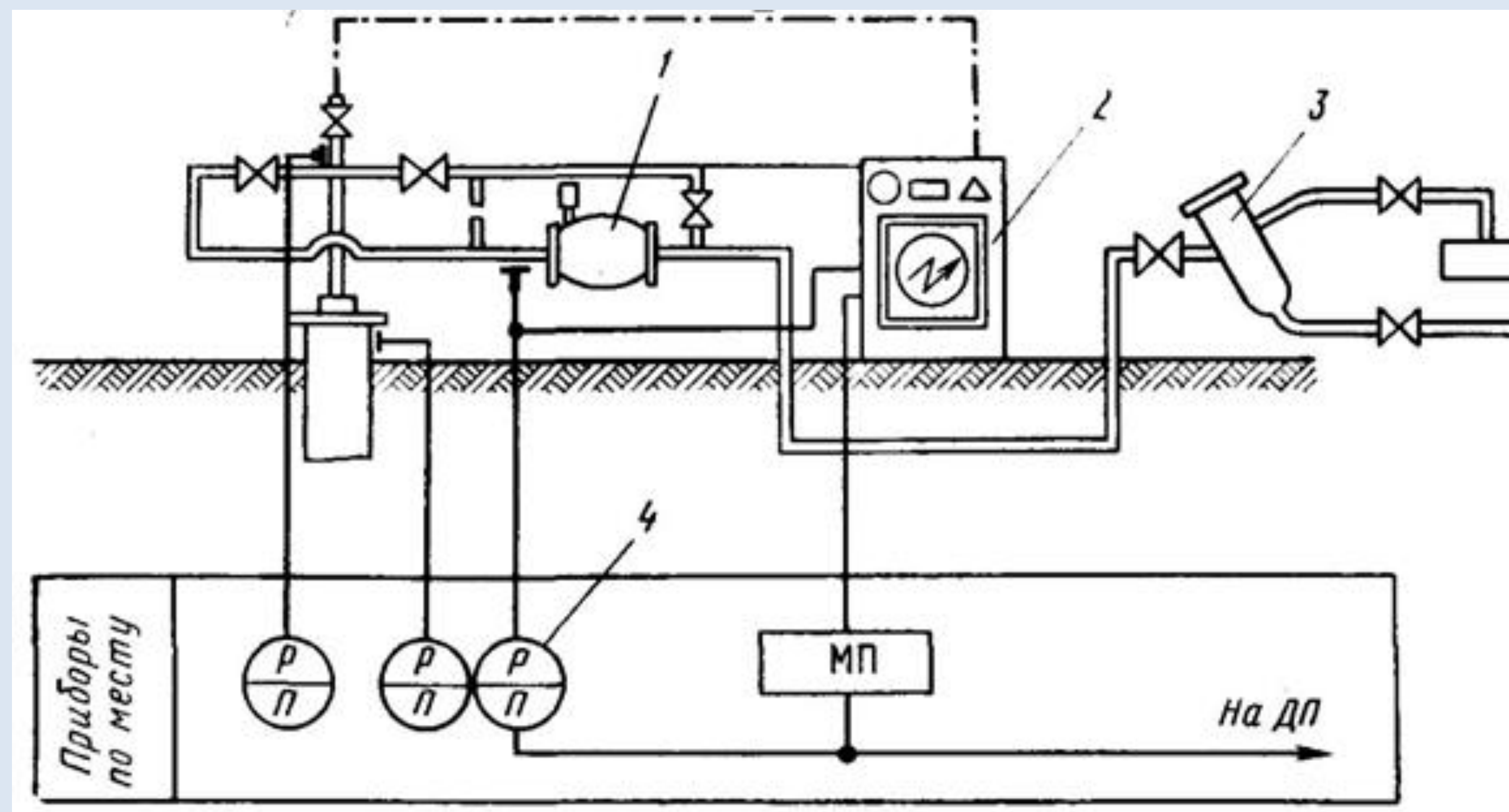


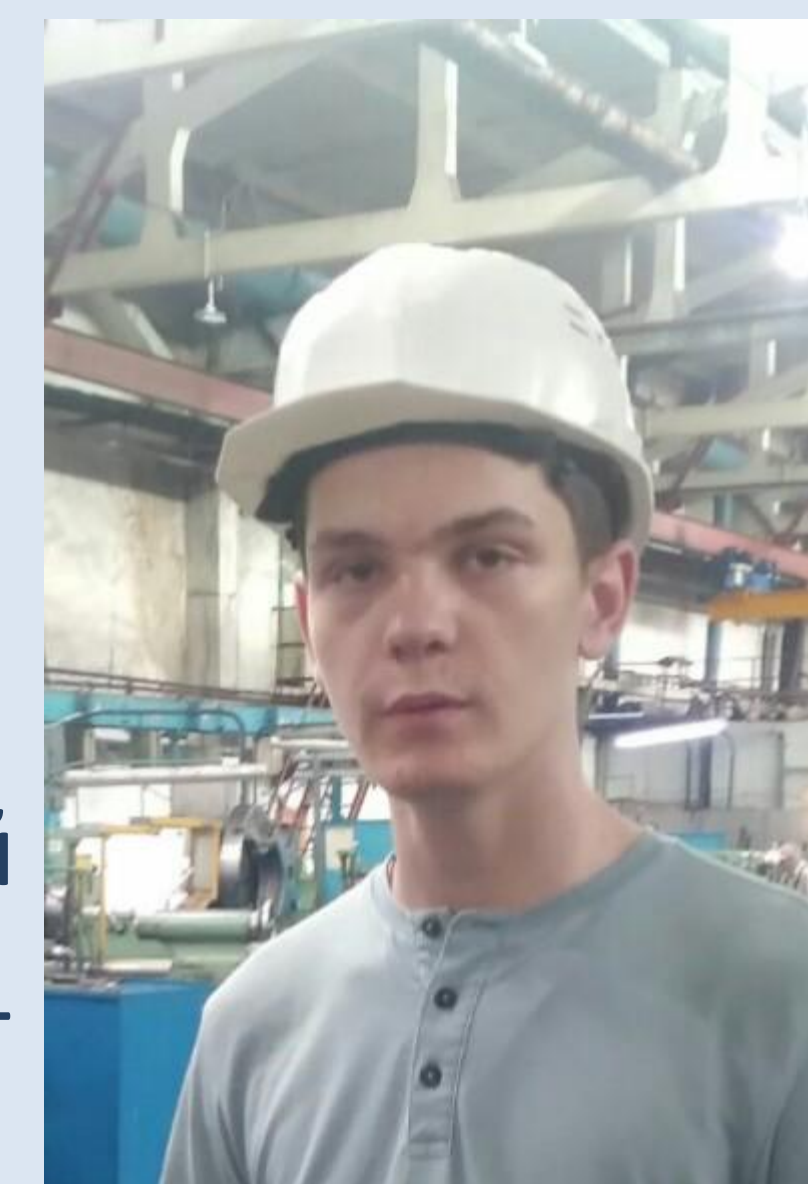
Рисунок 1 – Схема автоматизации нефтяной скважины

### Заключение

Внедрение автоматизированных систем, таких как автоматизированное управление буровым оборудованием, системы контроля, автоматизация цементирования и управление в реальном времени, существенно повышают эффективность и безопасность процесса сооружения скважин. Эти инновации позволяют уменьшить затраты, сократить сроки выполнения работ и повысить качество. Таким образом, автоматизация скважин — перспективное направление, обеспечивающее развитие нефтегазодобывающей индустрии и повышения её конкурентоспособности..

### Список литературы

1. Иванов, А. В. «Автоматизация процессов строительства и эксплуатации нефтяных скважин»: учебное пособие / А. В. Иванов. — М.: Недра, 2018. — 312 с.
2. Петров, С. А., Смирнова, Е. И. «Автоматизация нефтегазового оборудования и технологий»: учебное пособие / С. А. Петров, Е. И. Смирнова. — СПб.: Издательство СПбГРИ, 2020. — 284 с.



## «Применение цифровых технологий при проектировании и управлении траекторией скважин»

Писарев Виталий  
Юрьевич, группа НР-41

### Актуальность

При бурении с винтовым забойным двигателем-отклонителем (ВЗДО) инженер по наклонно направленному бурению должен самостоятельно контролировать положение ВЗДО в скважине, выполнять расчеты по выставлению ВЗДО в требуемый сектор, прогнозировать положение инструмента в пространстве после бурения нескольких метров, а также следить в режиме онлайн за точностью прокладывания фактического профиля, а в случае отклонений от плановой траектории – выдавать алгоритмические рекомендации бурильщику по перевыставлению угла установки отклонителя. Кроме того, условия бурения (особенно горизонтальных участков) далеки от идеальных. Возникают внештатные ситуации, которые приводят к внеплановым спуско-подъемным операциям (СПО), увеличению сроков строительства скважины и, как следствие, удорожанию работ при бурении.

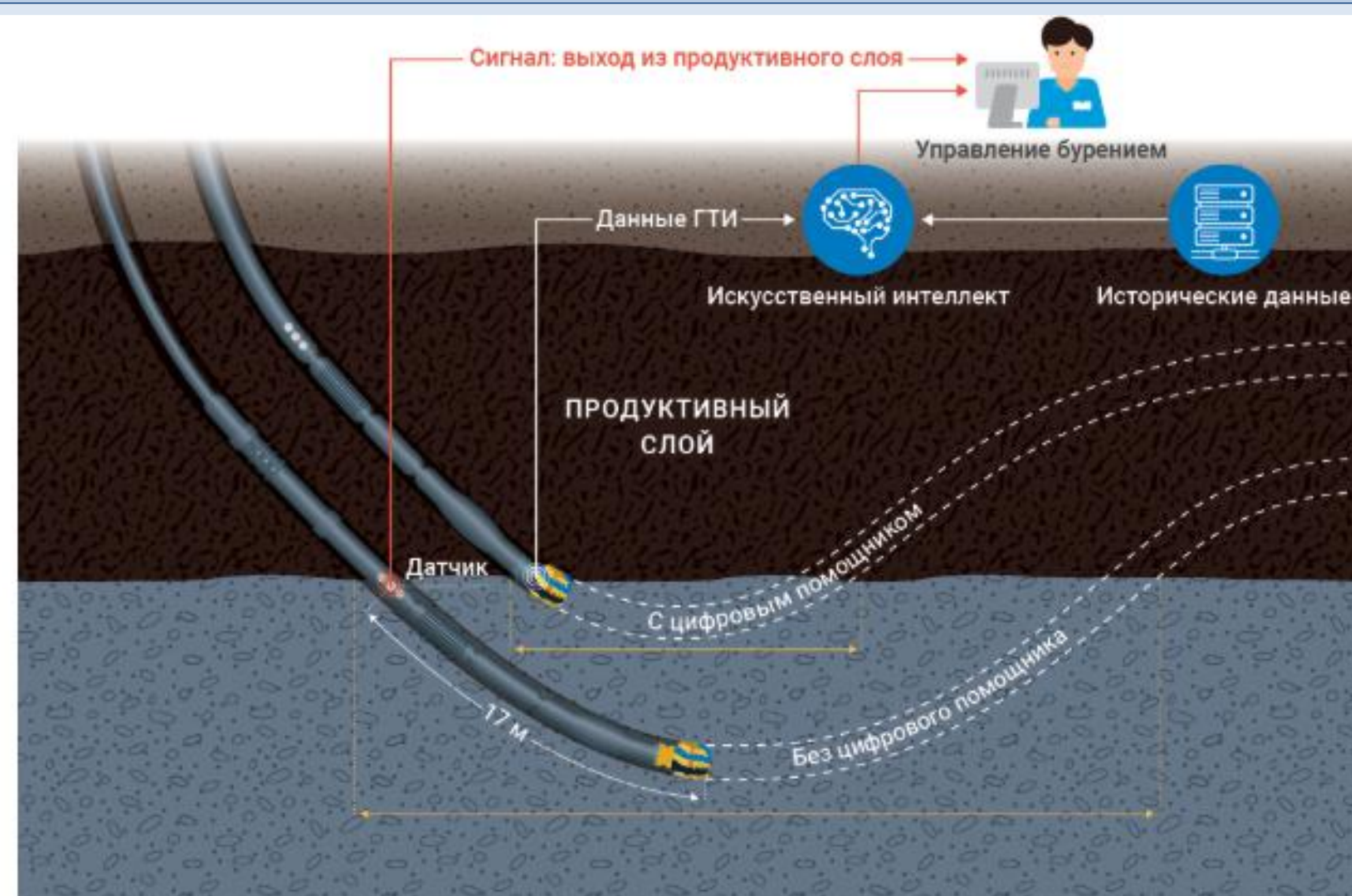
Избежать этих и других проблем помогает перекладывание вычислительных задач на “кремниевые мозги”, то есть современные цифровые технологии.

### Цель работы

Изучить современные технологии применяемые в навигации наклонно-направленных скважин

### Результаты исследования

Первым шагом происходит создание программы бурения («Цифрового двойника скважины») с вовлечением всех сервисных подрядчиков – буровой компании, цементажников, специалистов по наклонно-направленному бурению, растворщиков и т.д. Создание цифровой программы бурения осуществляется в едином информационном пространстве, например программном продукте WellPlan (Halliburton), сформированная программа после согласования заказчиком попадает в модуль IR-Assistant, где происходит ее конвертация в набор показателей, по которым будет осуществляться бурение. Оба этих модуля находятся в Центре строительства скважин, где собраны инженеры, отвечающие за планирование и мониторинг бурения. После того, как цифровой двойник скважины приступит к бурению, персоналу на буровой площадке будут автоматически разосланы электронные инструкции: на интерфейсе отобразятся задания и ограничения для бурильщика, общие рекомендации, например, по нагрузке на долото. Применить их можно простым нажатием кнопки. В случае повторного проектирования или перепланирования операций цифровой двойник мгновенно адаптируется к изменениям.



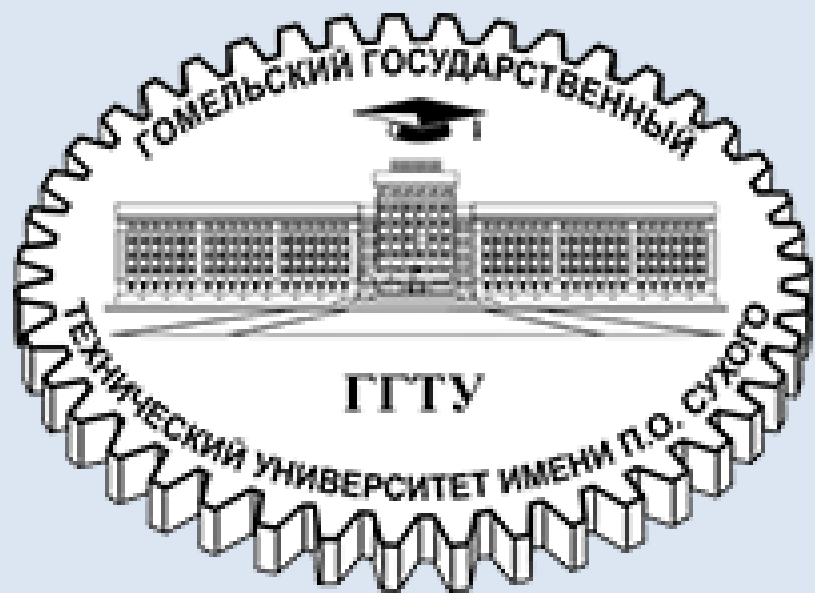
### Заключение

Изучение применения цифровых технологий при проектировании и управлении траекторией скважин является критически важным для специалистов нефтегазовой отрасли, стремящихся к повышению эффективности, снижению затрат, увеличению добычи и обеспечению безопасности работ. В условиях растущей конкуренции и усложнения условий добычи, цифровые технологии становятся необходимым инструментом для успешной работы в отрасли.

### Список литературы

- 1.Р.В. Корнев Цифровой двойник бурения: автоматизация механизмов и бизнес-процессов строительства скважин, ООО «РигИнтел», 2024, – 68 с.
2. Еремин, Н. А. О возможностях применения методов искусственного интеллекта в решении нефтегазовых задач / Н. А. Еремин, Д. А. Селенгинский // Известия ТулГУ. Науки о Земле. - 2023. - №1. - С. 201-211

Рисунок 1 – Бурение горизонтального участка ствола скважины с применением современных цифровых технологий и без них



## «Цифровые двойники в моделировании и управлении разработкой месторождения»

Талюк Дмитрий, группа НР-41  
taliuk45dima@mail.ru

### Актуальность

Современное развитие нефтегазовой отрасли характеризуется повышенными требованиями к эффективности, безопасности и экологичности процессов разработки месторождений. Для решения этих задач активно внедряются технологии цифровизации, среди которых особое место занимает концепция цифрового двойника — виртуальной модели, полностью отражающей физическое состояние объекта. Применение цифровых двойников позволяет осуществлять непрерывный мониторинг производственных процессов, прогнозировать их поведение, выявлять потенциальные отклонения и оптимизировать управление в режиме реального времени. Внедрение данной технологии способствует сокращению затрат, повышению точности планирования и снижению рисков при эксплуатации месторождений.

### Цель работы

Целью исследования является анализ возможностей и эффективности применения цифровых двойников при моделировании и управлении процессами разработки месторождений полезных ископаемых, а также определение перспектив интеграции данной технологии в существующие системы автоматизации нефтегазового производства.

### Результаты исследования

В ходе исследования проведено сравнение традиционных и цифровых методов моделирования технологических процессов. Установлено, что использование цифровых двойников обеспечивает:

- Повышение точности прогнозирования поведения пласта и скважин;
- Оптимизацию параметров добычи в реальном времени; сокращение простоев оборудования за счёт предиктивной диагностики;
- Повышение уровня автоматизации и интеграции производственных данных.

Разработана структурная схема цифрового двойника месторождения, включающая модули сбора данных, аналитическую платформу и систему визуализации параметров.

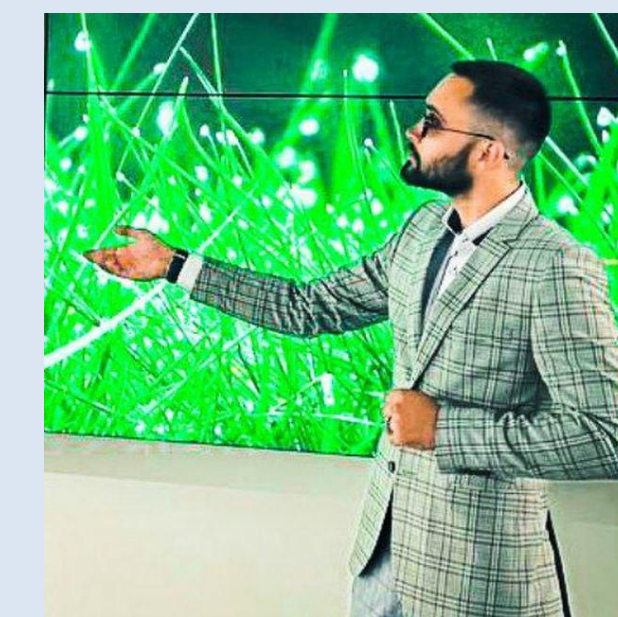


### Заключение

Применение цифровых двойников в управлении разработкой месторождений открывает новые возможности для комплексной оптимизации производственных процессов. Технология способствует переходу к интеллектуальному управлению, основанному на анализе данных, и является ключевым элементом цифровой трансформации отрасли. Дальнейшее развитие данного направления связано с совершенствованием алгоритмов машинного обучения, интеграцией IoT-устройств и повышением точности геолого-технических моделей.

### Список литературы

Синтез данных и цифровые двойники  
Авторы: [Джейд Картер](#) · 2024Абрамсон М.Л., Гулиев А.С. Буровые установки. Справочник. — М.: Недра.  
Актуальные вопросы разработки и использования электронных изданий и ресурсов в обучении электротехнике и электронике в вузе  
Авторы: [Алексей Марченко](#) · 2022  
Басарыгин Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра.  
Рябченко В.И. Буровые установки: конструкция и эксплуатация. — СПб.: Политехника.



## «Бурение нефтяных и газовых скважин на море»

Тихонов Максим Сергеевич, группа НР-41  
mtax2004@mail.ru

### Актуальность

В условиях глобального роста энергопотребления и постепенного истощения традиционных месторождений на суше, освоение ресурсов континентального шельфа становится не просто альтернативой, а стратегической необходимостью. Морские недра содержат колоссальные запасы: по различным оценкам, около 30% разведанных запасов нефти и 15% газа сосредоточены именно на шельфе. Такие страны, как Россия, Норвегия, Великобритания, США и Бразилия, уже сделали морскую добычу ключевым элементом своей экономики и энергетической безопасности. Кроме того, развитие технологий для работы в суровых условиях Арктики и на ультрабольших глубинах является мощным драйвером для смежных отраслей промышленности, включая судостроение и робототехнику, материаловедение и цифровые технологии.

### Цель работы

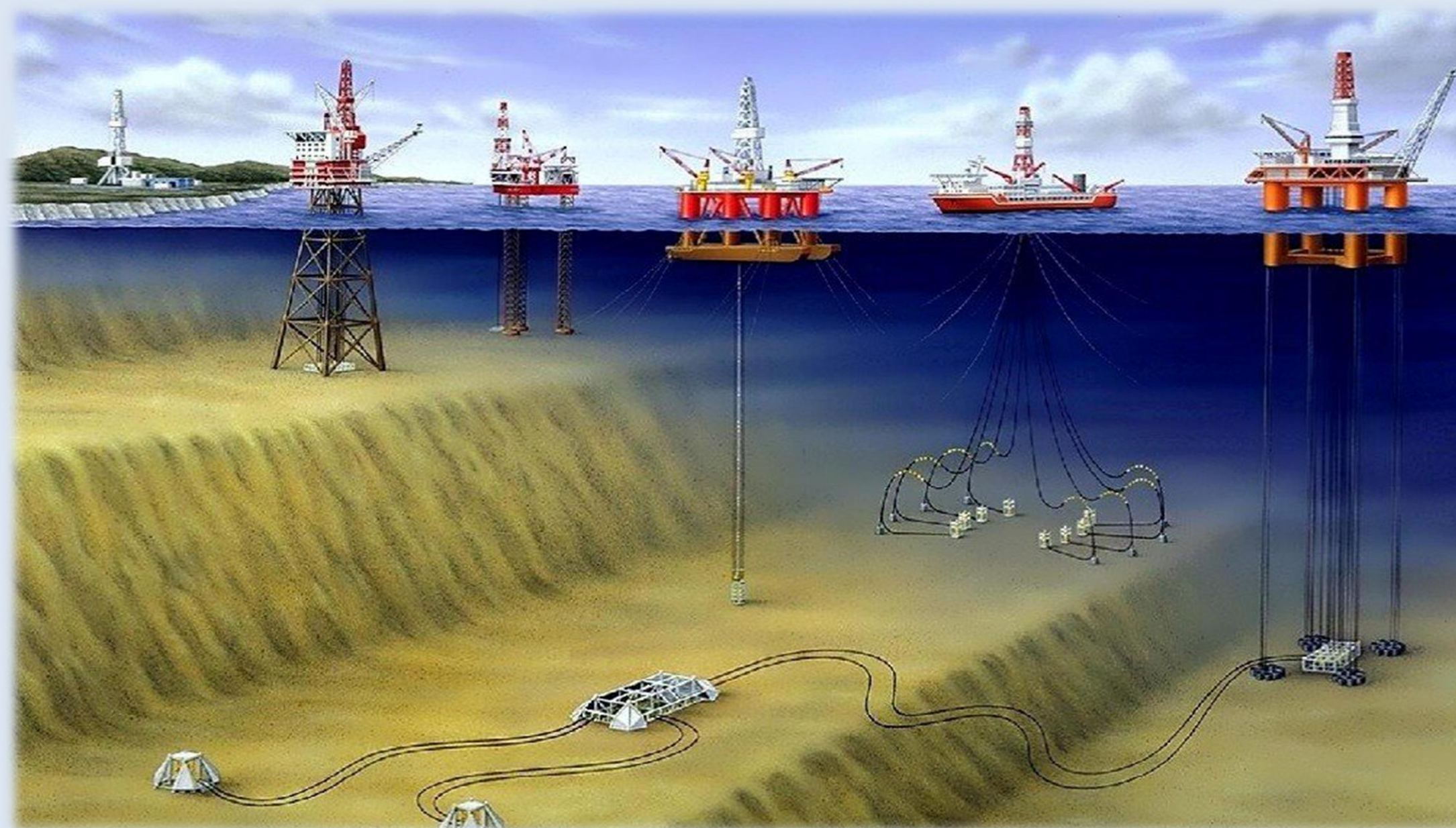
Провести комплексный анализ всего жизненного цикла морского бурения — от разведки до эксплуатации месторождений. Работа направлена на систематизацию знаний о современных технологических решениях, оценку экономических и экологических рисков, а также на определение ключевых векторов развития этой высокотехнологичной и капиталоемкой отрасли.

### Результаты исследования

#### 1. Классификация и эволюция морских буровых сооружений

Выбор технологии бурения напрямую зависит от глубины моря и условий окружающей среды:

- Стационарные платформы (Jack-up Rigs): Установки с опорами, опускаемыми на морское дно. Являются рабочей лошадкой на глубинах до 150 метров.
- Полупогружные платформы (Semi-submersible Rigs): Плавучие конструкции с подводными понтонами, обеспечивающими исключительную остойчивость даже в условиях сильного волнения. Применяются на глубинах от 150 до 3000 метров.
- Буровые суда (Drillships): Наиболее мобильные и технологически продвинутые единицы флота. Оснащены системой динамического позиционирования (ДП), которая удерживает судно над устьем скважины с помощью подруливающих устройств и GPS. Эффективны для работы на глубинах свыше 2500 метров и в удаленных районах.



#### 2. Ключевые технологические особенности морского бурения:

- Система дистанционного управления: Подводные роботы для монтажа, осмотра и ремонта оборудования на морском дне.
- Система предотвращения выбросов: Чрезвычайно важный узел, устанавливаемый на устье скважины на дне моря для герметизации скважины в аварийной ситуации.
- Технология направленного и горизонтального бурения: Позволяет вскрывать большие площади месторождения с одной точки, минимизируя воздействие на морскую среду.

#### 3. Основные проблемы и риски

- Экономические вызовы: Капитальные и операционные затраты в десятки раз выше, чем на суше.
- Экологические угрозы: Любая авария (например, Deepwater Horizon) ведет к катастрофическим разливам нефти, нанося долгосрочный ущерб морским экосистемам и прибрежной экономике.
- Экстремальные природные условия: Работа ведется в условиях штормов, ураганов, дрейфующих айсбергов (в Арктике) и колоссального давления на больших глубинах.
- Технологическая сложность: Обеспечение бесперебойной работы оборудования, особенно систем безопасности на больших глубинах, представляет собой сложнейшую инженерную задачу.
- Сложная логистика: Обеспечение удаленных платформ персоналом, оборудованием и энергией требует развитой и дорогостоящей инфраструктуры.

### Заключение

Морское бурение остается ключевой, но сложной и дорогостоящей отраслью. Её развитие определяют три тенденции:

1. Технологии: Освоение арктических и глубоководных месторождений требует внедрения роботизированных систем, новых материалов и цифровых двойников.
2. Экология: Ужесточение стандартов и развитие технологий мониторинга и аварийного реагирования становятся обязательным условием.
3. Экономика: Оптимизация процессов бурения через стандартизацию и большие данные.

Перспективы развития связаны с интеграцией инноваций, обеспечением безопасности и снижением воздействия на экосистему океана.

### Список литературы

1. Байков Н.М., Бушуев В.В., Ганаев Р.Х. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин на море. — М.: Недра, 2018.
2. Репин В.В., Симкин Э.М. Освоение морских нефтегазовых месторождений. — СПб.: Недра, 2020.
3. Желтов Ю.П. и др. Разработка морских нефтяных и газовых месторождений. — М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2019.
4. Международная ассоциация производителей нефти и газа (IOGP). Рекомендации по охране окружающей среды при разведке и разработке морских месторождений. — 2021.
5. Патрушев Ю.П. Экологическая безопасность при освоении морских месторождений нефти и газа. — М.: Инфра-Инженерия, 2022.

