

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ**

**ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева**

**Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений**

**ОТЧЕТ**

**ПО УЧЕБНОЙ ОЗНАКОМИТЕЛЬНОЙ ПРОМЫСЛОВОЙ ПРАКТИКЕ**

(указывается вид и тип практики)

**Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»**

Студента группы Титов Петр Сергеевич \_\_\_\_\_ ФИО

Руководитель практики Мурзин Р.И \_\_\_\_\_ ФИО

Отчет проверил «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. \_\_\_\_\_

Отчет защищен «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
с оценкой \_\_\_\_\_

Ижевск

20\_\_ г.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ**

**ФГБОУ ВО «УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева**

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

**ИНДИВИДУАЛЬНАЯ КНИЖКА**

**ПО УЧЕБНОЙ ПРАКТИКЕ**

(наименование вида практики)

ознакомительной промышленной

(наименование типа практик)

**ОБУЧАЮЩЕГОСЯ**

Фамилия Титов

Имя Петр

Отчество Сергеевич

1 курса группы ВУсБ-21.03.01.01-14(к)Вг

нефтегазовое дело

направление подготовки / специальность

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

направленность (профиль / программа / специализация)

**Место проведения практики - Университет**

Сроки практики: с «26» июня 2023 г.

по «09» июля 2023г.

УдГУ – 2024г.

**1. НАПРАВЛЕНИЕ НА ПРАКТИКУ**

Филиал ФГБОУ ВО «УдГУ» в г.Воткинске

Кафедра \_\_\_\_\_

Направляет на \_\_\_\_\_ практику  
(название практики)

в \_\_\_\_\_  
(название базы практики)

в соответствии с договором \_\_\_\_\_  
(номер договора с предприятием)

обучающегося Титов Петр Сергеевич  
(ФИО)

направления подготовки \_\_\_\_\_

Профиль Нефтегазовое дело

Сроки практики с «26» июня 2023г., по «\_\_» июля 2023г.

Директор филиала Пахомов В.В / \_\_\_\_\_  
(ФИО) (подпись)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г

печать филиала

## 2. ОТМЕТКА О ПРИБЫТИИ

Прибыл на место практики 26 июня 2023 г.

Руководителем от

Назначен \_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_ 20\_\_ г

Переведен \_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. Завершил практику на  
предприятии \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Руководитель от базы практики Мурзин Р.И / \_\_\_\_\_  
(ФИО) (подпись)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

### 3. ЗАДАНИЯ НА ПРАКТИКУ

**Общие задания** (формулируются в соответствии с программой практики, заполняются до начала практики).

Содержание заданий	Планируемые результаты (умения и навыки, которые должны формироваться в ходе выполнения заданий)
Проводить шаблонирование скважин с отбивкой забоя, замер забойного и пластового давления в эксплуатационных и нагнетательных скважинах.	Понимание сущности процесса шаблонирования скважин с отбивкой забоя, замер забойного и пластового давления в эксплуатационных и нагнетательных скважинах. Демонстрация умений и навыков по снятию параметров в эксплуатационных и нагнетательных скважинах, соблюдая требования техники безопасности и охраны труда.
Измерять уровни жидкости в скважине, прослеживать восстановление (падение) уровня жидкости.	<ul style="list-style-type: none"><li>- обеспечение правильности и своевременности оформления в вахтовом журнале записи параметров скважины;</li><li>- аргументированность выбора и соблюдение методики проведения технических измерений и отбора проб нефтегазодобывающей жидкости;</li><li>- полнота и точность анализа результатов производственной деятельности участка.</li></ul>
Проводить замеры дебита нефти, газа, определять соотношение газа и нефти в пласте.	– Демонстрация умений и навыков по выполнению замеры дебита нефти,

	<p>газа; определению соотношения газа и нефти в пласте;</p> <p>– соблюдение правил техники безопасности при выполнении работ.</p> <p>Знание принципа действия и устройства работы автоматизированной групповой</p>
<p>Участвовать в проведении исследований с помощью дистанционных приборов.</p>	<p>Знание основных систем дистанционного управления и систем автоматики и телемеханики.</p> <p>Определение их технических характеристик.</p> <p>Осуществление регулировки и наладки систем дистанционного управления.</p> <p>Запись режимных показателей скважины в журнал.</p>
<p>Организовывать собственную деятельность, исходя из цели и способов ее достижения, определенных руководителем.</p>	<p>Мотивированное обоснование выбора и применения методов и способов решения профессиональных задач. Точность, правильность и полнота выполнения профессиональных задач.</p>
<p>Анализировать рабочую ситуацию, осуществлять текущий и итоговый контроль, оценку и коррекцию собственной деятельности, нести ответственность за результат своей работы.</p>	<p>Демонстрация способности принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность при осуществлении операций по выполнению технологического процесса при всех способах добычи нефти, газа и газового конденсата.</p>
<p>Осуществлять поиск и использование информации,</p>	<p>Оперативность поиска и использования необходимой информации для</p>

<p>необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач.</p>	<p>качественного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития. Широта использования различных источников информации, включая электронные</p>
<p>Использовать информационнокоммуникационные технологии в профессиональной деятельности</p>	<p>Оперативность и точность осуществления различных операций с использованием общего и специализированного программного обеспечения</p>
<p>Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, клиентами</p>	<p>Коммуникабельность при взаимодействии с обучающимися, преподавателями и руководителями практики в ходе обучения</p>
<p>Исполнять воинскую обязанность, в том числе с применением полученных профессиональных знаний</p>	<p>Физическое самосовершенствование, участие в спортивных мероприятиях, посещение различных спортивных секций.</p>

#### 4.РАБОЧИЙ ГРАФИК (ПЛАН) ПРОВЕДЕНИЯ ПРАКТИКИ

№ п/п	Наименование работ	Календарные сроки		Подпись обучающегося
		начало	окончание	
1	Вводный инструктаж. Ознакомление с правилами по технике безопасности, противопожарной безопасности, правилами внутреннего распорядка и промсанитарии в условиях предприятия.	26.06.2023	26.06.2023	
2	Инструктаж по организации рабочего места и безопасности труда. Обучение приемам пользования набором электромонтажного инструмента.	27.06.2023	28.06.2023	
3	Ознакомление и овладение приёмов снятия показаний с приборов измерения температуры.	29.06.2023	30.06.2023	
4	Отработка приемов разделки и сращивания жил кабеля, заливки муфт мастикой.	01.07.2023	01.07.2023	
5	Участие в работе по осмотру и проверке электродвигателей и проверке электроизмерительных приборов.	02.07.2023	02.07.2023	
6	Участие в работе по ремонту и смазке электродвигателей и проверке электроизмерительных приборов.	03.07.2023	03.07.2023	
7	Смазка буровых насосов.	04.07.2023	04.07.2023	
8	Ремонт механизмов и приспособлений для механизации.	05.07.2023	06.07.2023	
9	Участие в размещении приборов и оборудования.	07.07.2023	07.07.2023	
10	Участие в определении неполадки в работе приборов и оборудования.	08.07.2023	08.07.2023	
11	Участие в измерении уровня жидкости различными способами.	09.07.2023	09.07.2023	

Обучающийся

Титов Петр Сергеевич / \_\_\_\_\_

(ФИО)

(подпись)

Руководитель

от базы практики \_\_\_\_\_ Мурзин Р.И. \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_

(ФИО)

(подпись)

\_\_\_\_\_ буровой мастер \_\_\_\_\_ / (должность)



#### 4.СОВМЕСТНЫЙ РАБОЧИЙ ГРАФИК (ПЛАН) ПРОВЕДЕНИЯ ПРАКТИКИ

№ п/п	Наименование работ	Календарные сроки		Подпись обучающегося
		начало	окончание	
1	Вводный инструктаж. Ознакомление с правилами по технике безопасности, противопожарной безопасности, правилами внутреннего распорядка и промсанитарии в условиях предприятия.	26.06.2023	26.06.2023	
2	Инструктаж по организации рабочего места и безопасности труда. Обучение приемам пользования набором электромонтажного инструмента	27.06.2023	28.06.2023	
3	Ознакомление и овладение приёмов снятия показаний с приборов измерения температуры.	29.06.2023	30.06.2023	
4	Отработка приемов разделки и сращивания жил кабеля, заливки муфт мастикой.	01.07.2023	01.07.2023	
5	Участие в работе по осмотру и проверке электродвигателей и проверке электроизмерительных приборов.	02.07.2023	02.07.2023	
6	Участие в работе по ремонту и смазке электродвигателей и проверке электроизмерительных приборов.	03.07.2023	03.07.2023	
7	Смазка буровых насосов.	04.07.2023	04.07.2023	
8	Ремонт механизмов и приспособлений для механизации.	05.07.2023	06.07.2023	
9	Участие в размещении приборов и оборудования.	07.07.2023	07.07.2023	
10	Участие в определении неполадки в работе приборов и оборудования.	08.07.2023	08.07.2023	
11	Участие в измерении уровня жидкости различными способами.	09.07.2023	09.07.2023	

Руководитель практики от кафедры: \_\_\_\_\_

(ФИО)

(подпись)

Руководитель

от базы практики \_\_\_\_\_ Мурзин Р.И. \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
(ФИО) (подпись)  
\_\_\_\_\_ буровой мастер \_\_\_\_\_ / (должность)

## 6.ДНЕВНИК-ОТЧЕТ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩЕГОСЯ

Дата	Информация о проделанной работе	Приобретенные знания, умения и навыки
26.06.2023	Вводный инструктаж. Ознакомление с правилами по технике безопасности, противопожарной безопасности, правилами внутреннего распорядка и промсанитарии в условиях предприятия.	Ознакомление вводного уровня.
27.06.2023- 28.06.2023	Инструктаж по организации рабочего места и безопасности труда. Обучение приемам пользования набором электромонтажного инструмента	Инструктаж, необходимые знания в пользовании набора электромонтажного инструмента.
29.06.2023- 30.06.2023	Ознакомление и овладение приёмов снятия показаний с приборов измерения температуры.	Понимание того, как происходит прием снятия показаний с приборов измерения температуры.
01.07.2023	Отработка приемов разделки и сращивания жил кабеля, заливки муфт мастикой.	Изучение приемов разделки и сращивания жил кабеля, заливки муфт мастикой
02.07.2023	Участие в работе по осмотру и проверке электродвигателей и проверке электроизмерительных приборов.	Визуальный осмотр. Проверка подшипников. Проверка обмоток. Проверка вентилятора. Проверка пускового конденсатора. Проверка выключателя.

Обучающийся \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
(ФИО) (подпись)

## 6.ДНЕВНИК-ОТЧЕТ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩЕГОСЯ

Дата	Информация о проделанной работе	Приобретенные знания, умения и навыки
03.07.2023	Участие в работе по ремонту и смазке электродвигателей и проверке электроизмерительных приборов.	Визуальный осмотр. Проверка подшипников. Проверка обмоток. Проверка вентилятора. Проверка пускового конденсатора. Проверка выключателя.
04.07.2023	Смазка буровых насосов	Изучение смазки буровых насосов. Примеры работ по смазке: <ul style="list-style-type: none"> <li>• смазка узлов лебедки;</li> <li>• смазка подшипников, заполнение камер и ванны маслом в строгом соответствии с картой смазки;</li> <li>• проверка лёгкости вращения шкивов талевого блока;</li> <li>• смазка пальцев штропа, сальников;</li> <li>• смазка подшипников шламового насоса.</li> </ul>
05.07.2023-06.07.2023	Ремонт механизмов и приспособлений для механизации.	Ремонт механизмов и приспособлений для механизации и подразделения: <p style="text-align: center;">Текущий ремонт. Средний ремонт. Капитальный ремонт.</p>
07.07.2023	Участие в размещении приборов и оборудования.	Изучение и участие в размещении приборов и оборудования.
09.07.2023	Участие в определении неполадки в работе приборов и оборудования.	Участие в определении неполадки в работе приборов и оборудования.

Обучающийся \_\_\_\_\_ Титов Петр Сергеевич / \_\_\_\_\_  
(ФИО) (подпись)

**7.ПЕРЕЧЕНЬ МАТЕРИАЛОВ, СОБРАННЫХ ОБУЧАЮЩИМСЯ  
В ПЕРИОД ПРОХОЖДЕНИЯ ПРАКТИКИ**

№ п/п	Наименование собранных материалов
ПК 2.1	Проводить шаблонирование скважин с отбивкой забоя, замер забойного и пластового давления в эксплуатационных и нагнетательных скважинах.
ПК 2.2	Измерять уровни жидкости в скважине, проследить восстановление (падение) уровня жидкости.
ПК 2.3	Проводить замеры дебита нефти, газа, определять соотношение газа и нефти в пласте.
ПК 2.4	Участвовать в проведении исследований с помощью дистанционных приборов.
ОК 1	Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.
ОК 2	Организовывать собственную деятельность, исходя из цели и способов ее достижения, определенных руководителем.
ОК 3	Анализировать рабочую ситуацию, осуществлять текущий и итоговый контроль, оценку и коррекцию собственной деятельности, нести ответственность за результаты своей работы.
ОК 4	Осуществлять поиск информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач.
ОК 5	Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности.
ОК 6	Работать в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, клиентами.

Обучающийся \_\_\_\_\_ Титов Петр Сергеевич \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
(ФИО) (подпись)

**8.ОТЗЫВ РУКОВОДИТЕЛЯ ПРАКТИКИ ОТ ПРЕДПРИЯТИЯ**


Рекомендуемая оценка: \_\_\_\_\_

Руководитель практики  
от предприятия \_\_\_\_\_ Пахомов В.В \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
(ФИО) (подпись)

(печать предприятия)



**10. ОТЗЫВЫ РУКОВОДИТЕЛЕЙ ПЕДАГОГИЧЕСКОЙ ПРАКТИКИ:**

**ОТЗЫВ УЧИТЕЛЯ ШКОЛЫ**


Рекомендуемая оценка: \_\_\_\_\_

Руководитель практики: учитель \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
( ФИО) (подпись)



**ОТЗЫВ КЛАССНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ ШКОЛЫ**


Рекомендуемая оценка: \_\_\_\_\_

Руководитель практики: кл. руковод. \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
( ФИО) (подпись)

**ОТЗЫВ РУКОВОДИТЕЛЯ ОТ КАФЕДРЫ ПЕДАГОГИКИ**


Рекомендуемая оценка: \_\_\_\_\_

Руководитель практики от кафедры: \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
( ФИО) (подпись)

## ОТЗЫВ РУКОВОДИТЕЛЯ ОТ КАФЕДРЫ ПСИХОЛОГИИ


Рекомендуемая оценка: \_\_\_\_\_

Руководитель практики от кафедры: \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
( ФИО) (подпись)

## 11.РЕКОМЕНДАЦИИ ОБУЧАЮЩЕГОСЯ ПО ИТОГАМ ПРАКТИКИ:

Теоретическая и практическая подготовка к практике в ходе обучения в университете

---

---

---

---

---

---

---

\_\_\_\_\_ Организация и проведение практики

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Обучающийся  
(ФИО)

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_  
(подпись)

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОТЧЕТА НА КАФЕДРЕ

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

—

Итоговая оценка: \_\_\_\_\_

Заведующий кафедрой: \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
(ФИО) (подпись)

Руководитель практики  
от кафедры: \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_  
Мурзин Р.И. (ФИО) (подпись)

## Содержание

Введение .....	23
Коллекторские свойства продуктивных пластов .....	25
Физические свойства пластовой жидкости (нефти, газа, воды).....	26
Показатели разработки залежи (продуктивного пласта) .....	28
Схема системы ППД .....	30
Схема БКНС .....	32
Технологический режим работы фонтанных скважин .....	37
Технологический режим работы газлифтных скважин .....	39
Технологический режим работы УСШН .....	43
Технологический режим работы УПЦЭН .....	47
Конструкция газопесочных якорей .....	50
Устройства для борьбы с отложениями парафина.....	52
Схема промывки песчаной пробки .....	54
Технические средства для исследования скважин перед капитальным ремонтом ....	55
Схема установки обезвоживания нефти .....	57
Электродегидратор .....	59
Системы автоматизации нефтяных скважин .....	61
Автоматизированные групповые замерные установки.....	64
Автоматизация ДНС и сепарационных установок.....	70
Технические средства для оперативного учета добываемой продукции;.....	73
нефтепромысловые резервуары и их элементы .....	73
Технические средства для оперативного учета добываемой продукции.....	75
Нефтепромысловые резервуары и их элементы.....	77
Обеспечение требований охраны труда при обслуживании установок подготовки нефти, газа и воды.....	80
Организация безопасности жизнедеятельности в организации .....	87
Заключение .....	92
Список использованных источников .....	93

## Введение

Данный отчет актуален, так как важную роль в деятельности нефтяной компании занимает добыча нефти, и ее переработка которым.

Цель данной работы - изучение природных условий работы данного предприятия, его организационной и производственной структуры, техники и технологии основного и вспомогательного производства НГДУ Краснохолмскнефть.

Поставленная цель решается посредством следующих задач:

- Рассмотреть коллекторские свойства продуктивных пластов.
- Изучить физические свойства пластовой жидкости (нефти, газа, воды).
- Ознакомиться с показателями разработки залежи (продуктивного пласта).
- Рассмотреть схему системы ППД.
- Рассмотреть схему системы БКНС.
- Изучить технологический режим работы фонтанных скважин.
- Изучить технологический режим работы газлифтных скважин.
- Изучить технологический режим работы УСШН.
- Изучить технологический режим работы УПЦЭН.
- Рассмотреть конструкцию газопесочных якорей.
- Изучить устройства для борьбы с отложениями парафина.
- Рассмотреть схему промывки песчаной пробки.
- Изучить технические средства для исследования скважин перед капитальным ремонтом.
- Изучить схему установки обезвоживания нефти.
- Ознакомиться с электродегидратором.
- Изучить систему автоматизации нефтяных скважин.
- Рассмотреть автоматизированные групповые замерные установки.
- Рассмотреть автоматизация ДНС и сепарационных установок.
- Ознакомиться с техническими средствами для оперативного учета добываемой продукции; нефтепромысловые резервуары и их элементы.

- Рассмотреть технические средства для оперативного учета добываемой продукции;
- Ознакомиться с нефтепромысловые резервуары и их элементами.
- Изучить обеспечение требований охраны труда при обслуживании установок подготовки нефти, газа и воды.
- Изучить организацию безопасности жизнедеятельности в организации.

Крупная нефтяная компания сегодня - это прежде всего высочайшая ответственность, поскольку ее сверхзадача - бережное использование подземных богатств, эффективное превращение их в необходимый потребитель конечный продукт и его своевременная доставка по назначению. Масштаб этой деятельности - в прямом географическом смысле и в финансовом измерении - столь велик, что неизбежно воздействует на жизнь всей страны, а иногда и планеты.



### Коллекторские свойства продуктивных пластов

Месторождение, горизонт	Открытая пористость (%)	Проницаемость (10-15м2)	Начальное
Рпл (Мпа)	tпл (Сo)	Газовый фактор (м3/т)	Дебит (т/сут)
<b>Чутырско-Киенгопское</b>			
Верейский, В-II	15	3940	11,5
Башкирский, Бш	17	453	12,6
Тульский, Тл-1	16	292	15,1
<b>Мишкинское</b>			
Верейский, В-III	18	121	11,8
Башкирский, Бш	14	192	12,1
Тульский, Тл-0	14	1000	14,8
Яснополянский	14	71	15,2
Бобриковский, Бб- II	19	1890	15,2
<b>Гремихинское</b>			
Башкирский, Бш	16	409	11,8
Тульский, Тл I+II	13	183	14,5
<b>Ельниковское</b>			
Подольский, Срд2- I	18	24	9,1
Каширский, Скл1- V	21	38	10,1
Тульский, С1-II	21,2	274	13,3
Бобриковский, С1- VI	22	639	13,1

## Физические свойства пластовой жидкости (нефти, газа, воды)

Физические свойства пластовых нефтей сильно отличаются от свойств поверхностных дегазированных нефтей, что обуславливается влиянием температуры, давления и растворенного газа. Изменение физических свойств пластовых нефтей, связанных с термодинамическими условиями нахождения их в пластах.

Прежде всего, происходит изменение соотношения объемов жидкой и газовой фаз. Под действием высокого давления часть газа растворена в нефти и пластовой воде. Количество газа, растворенного в нефти, характеризуется газовым фактором – это отношение количества выделившегося газа при однократном разгазировании к количеству нефти ( $\text{м}^3/\text{м}^3$  или  $\text{т}/\text{м}^3$ ). При одинаковых условиях растворимость углеводородных газов в нефти больше, чем в воде.

Максимальное давление, при котором в процессе расширения нефти начинается выделение свободного газа, называется давлением насыщения. Его определяют по моменту появления первых газовых пузырьков в жидкой фазе.

Основными параметрами нефти, газа и воды в пластовых условиях являются вязкость, плотность и объемный коэффициент.

Плотность нефти в пластовых условиях зависит от количества растворенного газа, температуры и давления. С повышением давления плотность несколько увеличивается, а с повышением количества растворенного газа и температуры – уменьшается. Плотность нефтей, насыщенных азотом или углекислотой, несколько возрастает с повышением давления.

На плотность пластовых вод, кроме давления, температуры и растворенного газа, сильно влияет их минерализация. Плотность пластовых вод увеличивается с ростом концентрации солей.

При растворении газа в жидкости объем ее увеличивается. Отношение объема жидкости с растворенным в ней газом в пластовых условиях к объему этой же жидкости на поверхности после ее дегазации называется объемным коэффициентом.

Одной из важнейших характеристик нефти и воды является их вязкость. Вязкость нефти и воды учитывают почти при всех гидродинамических расчетах, связанных с подъемом жидкости по насосно–компрессорным трубам, промывкой

скважин, транспортом продукции скважины по внутрипромысловым трубам, обработкой призабойных зон пласта различными методами, а также при расчетах, связанных с движением нефти и воды в пласте.

Вязкость пластовой нефти сильно отличается от вязкости поверхностной нефти, так как в своем составе имеет растворенный газ и находится в условиях повышенных давлений и температур. С увеличением количества растворенного газа и температуры вязкость нефтей уменьшается.

С увеличением давления сверх атмосферного вязкость пластовой нефти сначала уменьшается, т.к. увеличивается количество растворенного в нефти газа, а затем увеличивается, т.к. нефть с газом сжимается.

Минимальная вязкость наступает, когда давление в пласте становится равным пластовому давлению насыщения, т.е. устанавливается полное фазовое равновесие в пласте.

Вязкость газа при низких давлениях (до 10 МПа), но высокой температуре возрастает. Это объясняется увеличением столкновений молекул газа. При высоком давлении с ростом температуры вязкость газа уменьшается.

## Показатели разработки залежи (продуктивного пласта)

Для характеристики процесса извлечения нефти из недр применяют показатели, определяющие по времени как интенсивность, так и степень извлечения нефти, воды и газа.

Добыча нефти  $q_n$  – основной показатель, суммарный по всем добывающим скважинам, пробуренным на объект, в единицу времени, и среднесуточная добыча  $q_{нс}$ , приходящаяся на одну скважину. Характер изменения по времени этих показателей зависит не только от свойств пласта и насыщающих его жидкостей, но и от технологических операций, осуществляемых на месторождении на различных этапах разработки.

Добыча жидкости  $q_ж$  – суммарная добыча нефти и воды в единицу времени. Из скважин в чисто нефтеносной части залежи в течение какого-то времени безводного периода эксплуатации скважин добывают чистую нефть. По большинству месторождений рано или поздно продукция их начинает обводняться. С этого момента времени добыча жидкости превышает добычу нефти.

Добыча газа  $q_г$ . Этот показатель зависит от содержания газа в пластовой нефти, подвижности его относительно подвижности нефти в пласте, отношения пластового давления к давлению насыщения, наличия газовой шапки и системы разработки месторождения. Добычу газа характеризуют с помощью газового фактора, т.е. отношения объёма добываемого из скважины за единицу времени газа, приведённого к стандартным условиям, к добыче за ту же единицу времени дегазированной нефти. Средний газовый фактор как технологический показатель разработки определяют по отношению текущей добычи газа к текущей добыче нефти.

Рассмотренные показатели отражают динамическую характеристику процесса извлечения нефти, газа и воды. Для характеристики процесса разработки за весь прошедший период времени используют интегральный показатель – накопленную добычу. Накопленная добыча нефти отражает количество нефти, добытое по объекту за определённый период времени с начала разработки, т.е. с момента пуска первой добывающей скважины.

В отличие от динамических показателей накопленная добыча может только увеличиваться. Со снижением текущей добычи темп увеличения соответствующего накопленного показателя уменьшается. Если текущая добыча равна нулю, то рост накопленного показателя прекращается, и он остаётся постоянным.

Помимо рассмотренных абсолютных показателей, выражающих количественно добычу нефти, воды и газа, используют и относительные, характеризующие процесс извлечения продуктов пласта в долях от запасов нефти.

Темп разработки  $z$  – отношение годовой добычи нефти к извлекаемым запасам, выражается в процентах. Этот показатель изменяется во времени, отражая влияние на процесс разработки всех технологических операций, осуществляемых на месторождении как в период его освоения, так и в процесс регулирования.

Темп отбора жидкости – отношение годовой добычи жидкости в пластовых условиях к извлекаемым запасам нефти, выражается в процентах / год.

Обводнённость продукции – отношение дебита воды к суммарному дебиту нефти и воды. Этот показатель изменяется во времени от 0 до 1. Характер изменения этого показателя зависит от ряда факторов. Один из основных – отношение вязкости нефти к вязкости воды в пластовых условиях.

Водонефтяной фактор – отношение текущих значений добычи воды к нефти на данный момент разработки месторождения, измеряется в м<sup>3</sup>/т. Этот параметр, показывающий, сколько объёмов воды добыто на 1т полученной нефти, является косвенным показателем эффективности разработки.

## Схема системы ППД

Поддержание пластового давления – относится к одному из наиболее эффективных мероприятий по увеличению темпа отбора нефти и получению повышенных коэффициентов нефтеотдачи, характерных для напорных режимов разработки.

В большинстве случаев поддержания пластового давления (ППД) осуществляется применением заводнения: законтурного, т.е. закачкой воды в законтурные водоносные зоны залежи; или внутриконтурного.

При заводнении нефтяных пластов в качестве рабочего агента могут быть использованы воды как поверхностных водоёмов (реки, моря, озера), так и глубинных водоносных горизонтов, а также пластовые воды, извлекаемые из недр вместе с нефтью.

Вода, предназначенная для закачки в пласт, должна быть по возможности чистой, не содержать больших количеств механических примесей и соединений железа, сероводорода, углекислоты, нефти, а также органических примесей (бактерий и водорослей).

Для очистки воды в системах ППД сооружают водоочистные установки. Вода, поступающая на водоочистную установку, в зависимости от её качества с целью очистки подвергается:

1. коагуляции – укрупнению мельчайших взвешенных в воде частиц с образованием осаждающихся хлопьев;
2. фильтрации – очистке от взвешенных частиц после коагуляции;
3. обезжелезиванию – удалению окисей железа, которые в противном случае могут в пласте выпадать в осадок;
4. смягчению – подщелачиванию гашеной известью;
5. хлорированию – ликвидации микроорганизмов, бактерий;
6. стабилизации – приданию воде стабильности по химическому составу.

Схемы водоснабжения для заводнения пластов могут отличаться друг от друга в зависимости от условий района. Однако, любая схема, когда используются

поверхностные водоёмы в качестве источников водоснабжения, состоит из следующих основных элементов:

1. водозаборных сооружений, предназначенных для забора воды из источников и подачи её в водопроводную сеть или на водоочистную установку;
2. водоочистной установки;
3. сети магистральных и разводящих трубопроводов;
4. насосных станций для подачи воды в водопроводную сеть и закачки её в нагнетательные скважины;
5. нагнетательные скважины.

Воды распределяется по нагнетательным скважинам через водораспределительные батареи, устанавливаемые на каждой кустовой станции. Через батареи регулируется подача воды в каждую скважину; установленные на них диафрагменные счётчики измеряют и учитывают закачиваемую воду.

В залежах нефти с газовой шапкой поддержание пластового давления достигается нагнетанием газа или воздуха в повышенную её часть (газовую шапку). Это достигается строительством мощных компрессорных станций с компрессорами, рассчитанными на высокое давление. В качестве рабочего агента лучше всего применять естественный нефтяной газ.

## Схема БКНС

Блочные кустовые насосные станции (БКНС) предназначены для нагнетания очищенных вод (как поверхностных, так и пластовых) в продуктивные горизонты.

Число БКНС, их расположение на месторождении, мощность устанавливаемых насосов определяют на основе проекта разработки залежи и технико-экономических расчётов. Во избежание больших гидравлических потерь при подаче воды к нагнетательным скважинам БКНС обычно располагают вблизи скважин. В БКНС устанавливают от двух до пяти насосов, один из которых резервный. Современные БКНС полностью автоматизированы.

Все операции по отключению рабочих агрегатов (электродвигатель – насос) и включению резервного агрегата в аварийных случаях осуществляется блоком местной автоматики с передачей в ЦДНГ сигнала об аварии.

Типовые БКНС в зависимости от числа установленных насосов имеют производительность 3600, 7200 и 10800 м<sup>3</sup>/сут. воды.

БКНС отапливаются теплом, выделяемым электродвигателем или электрическими печами.

БКНС работает следующим образом. Из магистрального водовода вода под давлением около 0,3МПа в начале поступает в подземные резервуары, из которых по приёмному коллектору засасывается центробежными насосами, приводимыми в движение электродвигателями. Пройдя насосы и дистанционно управляемые задвижки, вода поступает в высоконапорный коллектор – распределитель (9,5 – 19 МПа), из которого через задвижки и расходомер она нагнетается в скважины.

Таблица 2 - Состав блоков БКНС

Тип БКНС	Наименование и шифр блоков						
	Насосный (НБ)	Низковольтный	Напорный	Дренажных насосов (БД)	Обслуживания (БО)	Распределительный	Резервуар



			аппарату ры (БА)	гребёнки (БГ)			устройст ва (РУ**)	Сточных вод
БКНС X100	1	1	1	1	-	-	1	1
БКНС X150	1	1	1	1	-	-	1	1
БКНС X200	1	1	1	1	-	-	1	1
БКНС X100	2	2	1	1	-	-	1	1
БКНС X100*	2	2	1	1	1	-	1	1
БКНС 150	2X	2	1	1	-	-	1	1
БКНС X150*	2	2	1	1	1	-	1	1
БКНС 200	2X	2	1	1	-	-	1	1
БКНС X200*	2	2	1	1	1	-	1	1
БКНС 3X100		3	1	2	-	-	1	1
БКНС 3X100*		3	1	2	1	-	1	1

БКНС 3X150	3	1	2	-	-	1	1
БКНС 3X150*	3	1	2	1	-	1	1
БКНС 3X200	3	1	2	-	-	1	1
БКНС 3X200*	3	1	2	1	-	1	1
БКНС 4X100	4	1	2	-	-	1	1
БКНС 4X100*	4	1	2	1	-	1	1
БКНС 4X150	4	1	2	-	-	1	1
БКНС 4X150*	4	1	2	1	-	1	1
БКНС 4X200	4	1	2	-	-	1	1
БКНС 4X200*	4	1	2	1	-	1	1
БКНС 2X500	2	1	1**	-	1	1	-
БКНС 3X500	3	1	1**	-	1	1	-

БКНС 4X500	4	1	1**	-	1	1	-
---------------	---	---	-----	---	---	---	---

Регулирование продвижения водонефтяного контакта в процессе наводнения осуществляется изменением напора или производительности центробежных насосов в БКНС. Реже изменяют число оборотов этих насосов.

Выделяются блочные кустовые насосные станции(БКНС) на базе центробежных насосов ЦНС-180 и ЦНС-500. Состав БКНС в зависимости от типа приведён в табл. 1, от числа насосов – в табл 2.

Таблица 2 - Зависимость числа блоков от числа насосов

Наименование блока в составе БКНС	Шифр блока	Число блоков при числе насосов в составе БКНС			
		1	2	3	4
Насосный крайний	НБ-1	1	1	1	1
Насосный средний	НБ-2	-	1	2	3
Низковольтной аппаратуры	А-1	1	1	1	1
	А-2	1	1	1	1
Напорной гребёнки	БГ-1	1	1	2	2
Распределительный	РУ-6КВ	1	1	1	1
Возбудителей	БВ-1	-	1	1	1

Насосный блок включает в себя в качестве основных элементов центробежные многоступенчатые секционные насосы типа ЦНС-180 или ЦНС-500, основные показатели которых в зависимости от числа ступеней приведены в табл. 2.3 насосный блок включает также электропривод насоса (синхронного типа серии СТД со

статическим возбуждением или асинхронного типа серии АРМ), маслоустановку для насосного агрегата, осевой вентилятор с электроприводом, пост местного управления с кнопкой аварийного останова, стенд приборов, запорно-регулирующую арматуру насосного агрегата, технологические трубопроводы.

В состав БКНС входят насосные блоки двух видов: НБ-1 (крайний насосный блок) и НБ-2 -средний). Блок НБ-1 обязателен независимо от числа насосных агрегатов в составе БКНС. Различие этих блоков - в исполнении их укрытия.

Приемная линия насосного агрегата оборудуется сетчатым фильтром и ручной задвижкой типа ЗКЛ2, нагнетательная линия – обратным клапаном и электроприводной задвижкой типа В-403.

Блок напорной гребенки (БГ), предназначенный для учета и распределения поступающей от насоса ТЖ по напорным трубопроводам, размещают в отдельном цельнометаллическом боксе на расстоянии не менее чем 10 м от остальных блоков.

## Технологический режим работы фонтанных скважин

Установить технологический режим работы скважины – это значит выбрать такие параметры работы фонтанного подъемника, которые обеспечивают получение на поверхности заданного дебита при соответствующем забойном давлении. С позиций притока в скважину забойный дебит называют нормой отбора, под которой понимают максимальный дебит скважины, допустимый условиями рациональной эксплуатации залежи (охраны недр) и обеспечиваемый продуктивной характеристикой скважин. С позицией подъема на поверхность заданный максимальный дебит, который можно получить из скважины при выполнении требований рациональной эксплуатации залежи и рационального использования подъемника, называют технической нормой добычи нефти или оптимальным дебитом. Значение забойного давления или заданного дебита устанавливается в проекте разработки. Однако по мере дальнейшего изучения и изменений условий разработки залежи возникает необходимость уточнения.

Фонтанирование скважин возможно при определенном технологическом режиме, который характеризуется величиной дебита  $Q$ ,  $p_z$ ,  $p_{уст}$ ,  $p_{затр}$ .

В зависимости от соотношения  $p_z$  и  $p_{уст}$  с давлением насыщения нефти  $p_n$  можно выделить три вида фонтанирования и соответствующие им три типа фонтанных скважин:

1-ый тип – артезианское фонтанирование  $p_z > p_n$ ,  $p_{уст} > p_n$ , то есть фонтанирование происходит за счёт гидростатического напора. В скважине происходит перелив жидкости, движется негазированная жидкость. В затрубном пространстве между НКТ и обсадной колонной находится жидкость, проверить можно, открыв, например, трех ходовой кран под манометром, показывающим  $p_{затр}$ .

2-ой тип – газлифтное фонтанирование с началом выделения газа в стволе скважины:  $p_z > p_n$ ,  $p_{уст} < p_n$ . В пласте движется не газированная жидкость, а в скважине – газожидкостная смесь. При давлении у башмака НКТ  $p_1 > p_n$  в затрубном пространстве на устье находится газ и  $p_{затр}$  обычно небольшое.

3-ий тип – газлифтное фонтанирование с началом выделения газа в пласте:  $p_z < p_n$ ,  $p_{уст} < p_n$ . В пласте движется газированная на забой и к башмаку НКТ поступает

газожидкостная смесь. После начала притока основная масса газа увлекается потоком жидкости и поступает в НКТ. Часть газа отделяется и поступает в затрубное пространство, где газ поднимается в относительно неподвижной жидкости. В затрубном пространстве накапливается газ, уровень жидкости снижается и достигает башмака НКТ, т.е. наступает стабилизация.

Технологический режим работы скважины устанавливают при помощи индикаторной диаграммы и регулировочной кривой.

## Технологический режим работы газлифтных скважин

Газлифтная эксплуатация применяется в тех случаях, когда подъем заданного количества жидкости не обеспечивается газом (свободным и растворенным), поступающим из пласта к забою скважины. В связи с этим возникает необходимость в скважину подавать некоторое дополнительное количество газа (к башмаку НКТ или на какую-то глубину) В газлифтных скважинах, как и фонтанных, забойное давление может быть больше или меньше давления насыщения.

Первоначально рассчитывается распределение давления от забоя к устью. В основу исходных данных положены забойное давление, дебит жидкости и газа, объем выделившегося газа (в зависимости от давления и температуры), заданное устьевое давление, длина труб и т. д. Диаметром труб в зависимости от дебита жидкости задаются. Строго говоря, температура, как и давление, по мере подъема жидкости уменьшается. Однако часто в расчетах принимают температуру постоянной и равной средней по всей длине газожидкостного подъемника. Нередко отсутствуют полные экспериментальные данные по свойствам смеси и приходится использовать графики или эмпирические зависимости, приводимые в соответствующей литературе.

После расчета распределения давления (при естественном газовом факторе) строится кривая давление — глубина. Расчетное устьевое давление при этом будет меньше минимально допустимого, а в большинстве случаев оно даже принимает отрицательное значение Это указывает на то, что подъем жидкости за счет естественного газового фактора не обеспечивается. Чтобы определить потребное количество закачиваемого газа, необходимо произвести расчет распределения давления по глубине (от устья) при нескольких значениях газового фактора  $R$  (они должны быть больше природного газового фактора  $R_0$ ) и одинаковом устьевом давлении

$$R = R_0 + \frac{V_{gr}}{q},$$

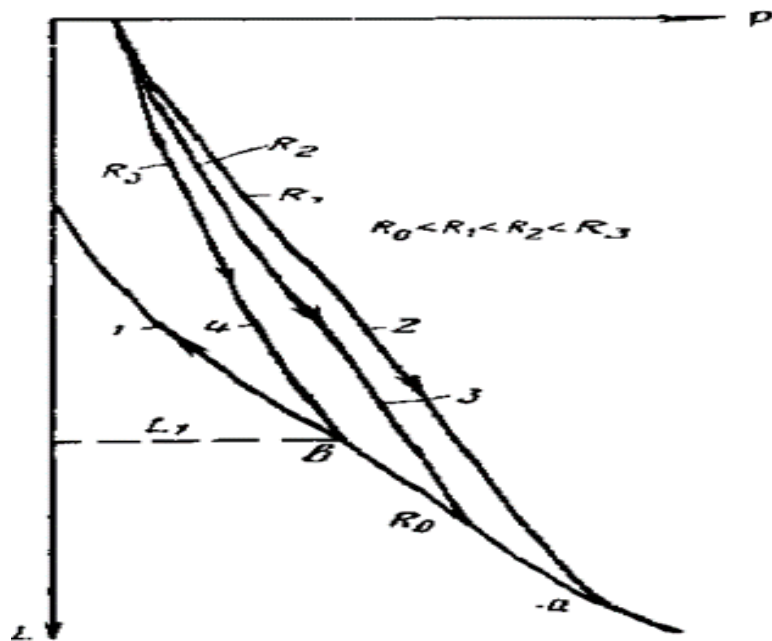


Рисунок 1 - Распределение давления в газлифтной скважине в зависимости от газового фактора

где  $V_{gi}$  — объемный расход дополнительно вводимого в трубы газа. Результаты этих расчетов наносятся на тот же график (см. кривые 2, 3, 4 на рис. 1). В точке пересечения пары кривых (например, в точках *a*, *b*) можно определить давление внутри НКТ на данной глубине, когда обеспечивается подъем смеси до устья при заданном газовом факторе. Как видно из этого рисунка, подъем смеси (при заданном количестве жидкости) можно обеспечить множеством объемных расходов газа. Окончательный выбор потребного расхода газа надо производить, исходя из энергетических затрат. Если принять, что расширение газа происходит при изотермическом процессе, то работа, производимая газом, определится выражением

$$W = V_{gi} p_0 \ln \frac{p_1}{p_y} ,$$

Рис. 12.1

где  $p_1$  — давление в трубах на глубине ввода газа;  $p_0$  и  $p_y$  — соответственно нормальное (атмосферное) и устьевое давления.

Отсюда следует, что при каком-то соотношении давления  $p_1$  и объемного расхода газа  $V_{gi}$  работа, совершаемая газом при расширении (от  $p_1$  до  $p_y$ ), будет наименьшей.



Ввод газа в НКТ осуществляется через специальное приспособление (рабочий клапан). При истечении газа из кольцевого пространства в НКТ за счет сопротивлений в клапане происходит снижение давления на  $\hat{p}_{\text{кл}}$ . Поэтому давление  $p_k$  подаваемого газа у устья скважины в кольцевом пространстве определяется суммой

$$P_k = P_l + \hat{P}_{\text{кл}} - \hat{P}_Г + \hat{p}_{\text{тр}},$$

где  $\hat{P}_Г$  — приращение давления за счет массы столба газа в кольцевом пространстве;  $\hat{P}_{\text{тр}}$  — потери давления, вызванные сопротивлениями на трение, возникающими при движении подаваемого газа от устья до места его ввода в трубы.

Для высокодебитных газлифтных скважин целесообразно произвести расчет, исходя из условия, что газ подается в центральные трубы, а смесь поднимается по кольцевому пространству. Порядок расчета остается таким же, но при использовании уравнения движения смеси, когда рассчитывается плотность смеси, за диаметр трубы принимается сумма  $D+d_0$  ( $D$  — внутренний диаметр обсадной колонны,  $d_0$  — внешний диаметр НКТ). При расчете сопротивлений на трение за эквивалентный диаметр принимается разность  $D - d_0$ .

Расчеты могут показать, что можно обеспечить потребное количество подаваемого газа, но не давление  $p_k$ . В этом случае ограничивается максимально возможное давление у устья в кольцевом пространстве.

Выбор режима эксплуатации газлифтной скважины должен производиться в зависимости от условий (ограничений) задачи. Такими ограничениями являются: 1) количество нагнетаемого газа (независимо от давления нагнетания), 2) давление нагнетания (независимо от расхода газа);

3) давление и максимальное допустимое количество нагнетаемого газа;

4) минимальное допустимое (или заданное) противодействие на устье скважины.

В заключение следует отметить, что высота подъема смеси в ряде случаев может быть увеличена за счет роста истинной газонасыщенности, если применять трубы меньшего диаметра. Однако при этом несколько возрастут сопротивления на

трение. В связи с этим для окончательного выбора режима работы газлифтной скважины необходимо расчеты производить для нескольких диаметров труб.

## Технологический режим работы УСШН

Скважинные штанговые насосы (СШН) представляют собой вертикальную конструкцию одинарного действия с шариковыми клапанами, неподвижным цилиндром и металлическим плунжером. Предназначены для откачивания из нефтяных скважин жидкости, имеющей следующие показатели: температуру не более 453 К (130 С), обводненность не более 99% по объему, вязкость не более 0,3 Па с, минерализацию воды до 10 г/л, содержание механических примесей до 3,5 г/л, объемное содержание свободного газа на приеме насоса не более 25%, сероводорода не более 50 мг/л и концентрацию ионов водорода  $pH = 4,2-8$ .

После спуска скважинного насоса, проверки герметичности труб и правильности посадки конуса, необходимо выбрать запас длины хода в соответствии с характеристикой насоса, затем соединить последнюю штангу с подвеской балансира и дать ход станку-качалке.

Посадка плунжера определяется динамометрированием. В процессе эксплуатации установок следует систематически контролировать фактическую подачу, состояние подземного оборудования (насоса, труб, штанг) и динамического уровня в скважине динамометрированием. Снижение дебита допускается до минимальной величины коэффициента подачи, установленной отдельно для каждой скважины. Снижение подачи более, чем на одну треть или полное прекращение подачи служит основанием для подъема насоса из скважины.

Дата спуска и подъема насоса, параметры его работы, причина подъема заносятся в его паспорт.

Подачей установки скважинного штангового насоса называется количество жидкости, подаваемое в единицу времени. Условная теоретическая подача (м/сут) насосной установки по длине хода устьевого штока выражается следующим образом;

$$Q = 1440 * F * S * n ,$$

где  $F$  – площадь сечения плунжера, м;  $S$  – длина хода устьевого штока, м;  $n$  – число ходов в минуту.

Отношении фактической подачи к теоретической называется коэффициентом подачи насоса.

Отношение фактического объема, поступившей в цилиндр насоса жидкости к геометрическому объему, описанному плунжером при его ходе вверх, называется коэффициентом наполнения насоса.

Длина полезного хода плунжера – при подсчетах теоретической подачи УСШН длину хода плунжера принимают равной перемещению точки подвеса устьевого штока, замеренному на поверхности. В действительности длина хода плунжера в цилиндре бывает меньше за счет упругих деформаций насосных штанг и труб.

Также при работе УСШН следует учитывать коэффициент сепарации газа у приема насоса, давление на выходе насоса, потери давления в клапанных узлах и производить расчет утечек в зазоре плунжерной пары.

В зависимости от характеристики скважины, дебита, свойств откачиваемой жидкости и высоты её подъема подбирается тип штангового насоса, защитные приспособления (газовый якорь, хвостовик и т. д.), устанавливается глубина его подвески и режим работы. Последний характеризуется длиной хода устьевого штока, диаметром насоса и числом качаний балансира. Подбирается конструкция НКТ и штанг.

Глубина насоса Нсп и, следовательно, давление на его приеме Рпр должны быть с одной стороны, достаточными для обеспечения высоких коэффициентов наполнения, с другой – по возможности минимальными для предотвращения чрезмерного роста нагрузок на штанги и станок-качалку, а также увеличения затрат на оборудование и подземный ремонт.

Необходимое давление на приеме СШН зависит в первую очередь, от содержания свободного газа в потоке откачиваемой газожидкостной смеси. Если свободного газа в откачиваемой жидкости мало, что наблюдается, например, при высокой (> 80%) обводненности жидкости, или низком газовом факторе, то необходимое давление на приеме насоса обусловлено, в первую очередь, гидравлическими потерями во всасывающем клапане. Согласно практическим рекомендациям для этого случая при дебите скважины менее 100 м / сут и вязкости жидкости более 0,0001 м/с СШН может быть погружен под динамический уровень на глубину 20-60 м, что соответствует давлению на приеме насоса примерно 0,15-0,5

МПа. При значительном содержании свободного газа в откачиваемой смеси сложно заранее обосновать оптимальное давление на приеме насоса. На основании опыта эксплуатации скважин, оборудованных СШН, для месторождения каждого нефтяного района устанавливают конкретные пределы оптимального давления на приеме насоса.

При компоновке УСШН рекомендуется проводить расчеты для нескольких различных глубин насоса. Для этого по результатам исследования строятся кривые распределения давления по стволу скважины и в колонне НКТ, по которым определяется Нсп, соответствующая выбранному Рпр.

Диаметр насоса должен обеспечивать ожидаемый отбор жидкости из скважины при коэффициенте подачи, установленном технологическом режиме. Повышение подачи насоса при сформированном отборе достигается, прежде всего, увеличением длины хода плунжера, затем числа качаний и лишь в последнюю очередь – диаметра насоса.

При откачке высоковязкой жидкости для снижения гидродинамического трения штанг целесообразно выбирать НКТ с условным диаметром. В зависимости от конкретных условий можно использовать трубы гладкие или с высаженными наружу концами из стали группы прочности Д или К, а также футерованные НКТ.

Диаметр насоса и режим откачки жидкости можно выбирать по диаграммам, номограммам, графикам и расчетным путем. Режим эксплуатации насосных скважин по диаграммам и номограммам можно установить лишь при известных дебите, глубине спуска насоса и свойствах откачиваемой жидкости. Однако установленный этим путем режим является предварительным, который в последующем уточняется замером подачи и уровня жидкости и динамометрированием.

Для систем контроля за технологическим режимом эксплуатации необходимо проводить по каждой скважине замер дебита не менее 3-4 раз в месяц, отбивку динамического и статического уровней 2-3 раза в год и ежемесячное динамометрирование. Для контроля за содержанием воды в добываемой продукции следует 3-4 раза в месяц отбирать устьевые пробы.



## Технологический режим работы УПЦЭН

Насос для каждой конкретной скважины выбирают таким образом, чтобы производительность скважины и необходимый напор соответствовали паспортным характеристикам насоса в области максимальных значений к. п. д. и чтоб сечение типоразмера насоса, электрооборудования, диаметр труб, глубины спуска насоса в скважину обеспечивали на установившемся режиме эксплуатации скважины установленную норму отбора жидкости при наименьших затратах.

На практике не всегда удается подобрать насос с характеристикой, точно отвечающей характеристике скважины. Часто насос развивает напор и подачу, большие, чем это необходимо для создания оптимальных условий работы системы скважина — насос. Приходится прибегать к искусственному регулированию работы насоса, например, к ограничению его подачи.

В промышленных условиях подачу насоса можно ограничить при помощи штуцера или путем изменения числа ступеней насоса. Регулировать подачу насоса с помощью штуцера проще и удобнее, но способ этот имеет существенные недостатки, ограничивающие возможности широкого применения его на промыслах. Недостатки эти следующие.

1. Резко снижается к. п. д. насоса, причем тем больше, чем больший перепад давлений на штуцере.
2. Устье скважины необходимо оборудовать арматурой повышенного давления.
3. Увеличивается осевая нагрузка на вал и рабочие колеса, в результате чего ускоряется износ деталей насоса и сокращается срок его службы.

Способ регулирования подачи насоса изменением числа ступеней насоса свободен от этих недостатков.

Эффективность погружных центробежных электронасосов значительно снижается, если в откачиваемой жидкости содержится свободный газ. Практика показывает, что при содержании газа в жидкости больше 1—2 об. % характеристика насоса резко ухудшается: снижаются напор, подача, к. п. д., режим работы насоса становится крайне неустойчивым. При дальнейшем увеличении содержания газа насос может выйти из строя.

Для устранения вредного влияния газа на работу погружных электронасосов (как и штанговых) их погружают ниже динамического уровня и на приеме устанавливают газосепаратор.

В зависимости от количества газа насос погружают ниже уровня на 250—350 м, а иногда и до 600 м. Недостаточная глубина погружения приводит к неустойчивой работе, снижению к. п. д. и срыву подачи насоса.

Другой способ борьбы с вредным влиянием газа — применение газосепараторов.

Для установления и поддержания оптимальных режимов эксплуатации скважин, оборудованных электронасосами, необходимо исследовать их на приток, чтобы получить индикаторные кривые. Некоторое представление о продуктивности пласта можно получить при исследовании скважины по следующей методике. Центробежный насос при данном его состоянии и при неизменном качестве подаваемой жидкости развивает на режиме нулевой подачи один и тот же напор. Исходя из этого, насос после спуска его в скважину и заполнения насосных труб жидкостью до устья при закрытии задвижки на выкиде разовьет напор

$$H = h_1 + \frac{p_1}{\rho g},$$

где  $h_1$  — расстояние от устья до статического уровня;  $p_1$  — давление на выкиде насоса перед закрытой задвижкой;  $\rho$  — плотность жидкости;  $g$  — ускорение свободного падения.

Затем задвижку полностью открывают и дают насосу нормально работать, непрерывно замеряя дебит скважины до тех пор, пока при трех последовательных замерах не получат один и тот же результат. Это укажет на установившийся режим работы при каком-то динамическом уровне. Затем задвижку быстро закрывают и вновь замеряют давление ( $P_2$ ) и последнее перед этим значение дебита ( $Q$ ).

Напор, создаваемый насосом в новых условиях,

$$H = h_2 + \frac{p_2}{\rho g},$$

где  $h_2$  — неизвестное расстояние от устья до динамического уровня, м

Так как напор остается неизменным, то



$$h_2 - h_1 = \frac{p_1 - p_2}{\rho g}.$$

Отсюда, зная  $h_1, p_1, p_2$  и  $\rho$ , можно определить  $h_2$ , а значит, и коэффициент продуктивности  $K$  в  $\text{м}^3$  на 1 м понижения уровня (удельный дебит):

$$K = \frac{Q}{h_2 - h_1}.$$

Скважины, оборудованные центробежными электронасосами, можно исследовать также путем снятия кривых восстановления забойного давления. Для этой цели в подъемных трубах несколько выше насоса устанавливают специальные приспособления с уплотнительным седлом для манометра. После спуска и посадки в седло клапана манометра, оборудованного специальным наконечником, заглушка под действием веса манометра сдвигается.

## Конструкция газопесочных якорей

Вспомогательное оборудование ствола скважин предназначено для обеспечения работоспособности штанговых насосных установок при большом содержании свободного газа и песка в откачиваемой жидкости.

Большое содержание свободного газа в пластовой жидкости приводит к тому, что в цилиндре насоса уменьшается доля объема, занятая откачиваемой жидкостью, и, соответственно, уменьшается дебит скважины. Уменьшить количество газа, попадающего в штанговый насос позволяет применение специальных устройств, называемых газовыми якорями. Работа газовых якорей основывается на различных принципах (гравитационного разделения, центрифугирования и т.д.).

В качестве примера рассмотрим работу обычного однокорпусного газового якоря (рис.2.1 а). Газожидкостная смесь заходит в кольцевое пространство между корпусом якоря 1 и центральной трубой 2, верхний конец которой присоединяется к приемному клапану насоса 4. В кольцевом пространстве жидкость движется вниз, а пузырьки газа 3 под действием архимедовой силы стремятся всплыть вверх. Размеры газового якоря рассчитаны таким образом, что скорость всплытия большей части пузырьков была выше, чем нисходящая скорость жидкости. Поэтому из кольцевого пространства газовые пузырьки уходят вверх, а жидкость с небольшим остаточным газосодержанием через отверстия 5 поступает в центральную трубу 2 и далее в цилиндр насоса.

Одним из эффективных средств для ограничения попадания песка и мехпримесей в насосы является специальное приспособление, называемое песочным якорем. В обоих типах якорей - прямом (рис. 2.1 б) и обращенном (рис.2.1 в) - для очистки используются силы инерции: после поворота жидкости на 180° частицы песка и мехпримесей продолжают свое движение вниз. Очищенная же жидкость через всасывающий клапан поступает в цилиндр насоса. По мере заполнения корпуса якоря песком устройство извлекают на поверхность и очищают.

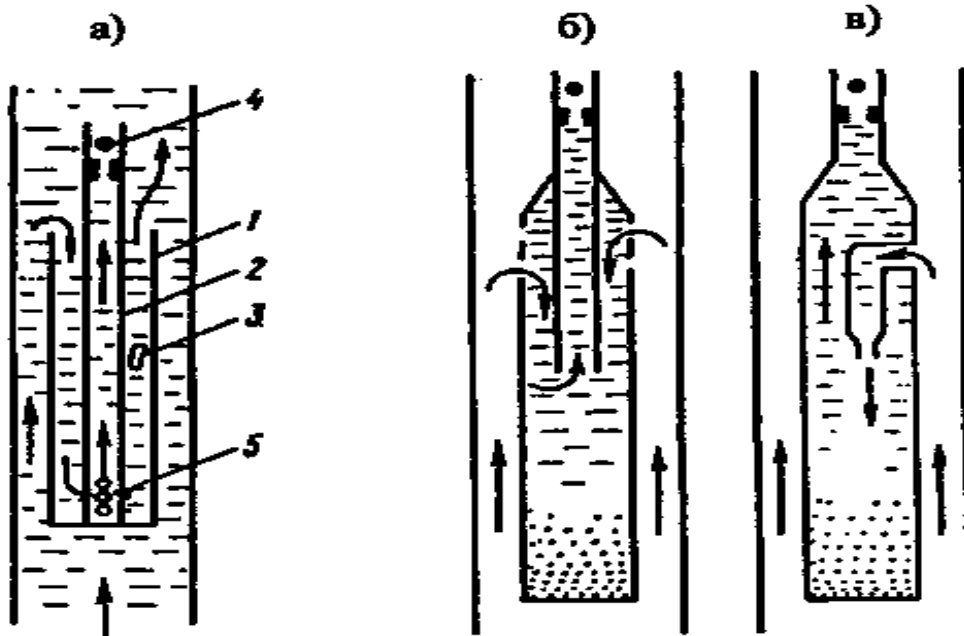


Рисунок 2 -

Однокорпусный газовый якорь

## Устройства для борьбы с отложениями парафина

1. В насосных скважинах применяются для борьбы с отложениями парафина на стенках НКТ металлические скребки, укрепленные на насосных штангах. В основном используются пластинчатые скребки, изготовленные из 2,5-3 мм пластин листового железа и прикрепленные к штангам при помощи хомутиков. При использовании таких скребков насосные установки оборудуют штанговращателями, которые подвешивают к головке балансира СКН. Сальниковый шток заклинивается в роторе штанговращателя и при его повороте поворачивается и колонна насосных штанг с укрепленными на них скребками, при этом боковыми гранями срезается парафин со стенок НКТ.

2. Промысловая паровая передвижная установка ППУА – 1600/100 предназначена для депарафинизации подземного и наземного оборудования скважин, а также для подогрева трубопроводов и другого нефтепромыслового оборудования.

Оборудование установки смонтировано на монтажной раме, установленной на шасси автомобиля КраЗ-250 или КраЗ-260. Установка состоит из парогенератора, цистерны для воды, питательного и топливного насосов, вентилятора высокого давления, привода, кузова, укрытия для цистерны, ёмкости для топлива, приборов КИПиА и магистральных трубопроводов.

Парогенератор представляет собой вертикальный прямоточный змеевиковый котёл; предназначен для превращения воды в пар за счёт теплоты, выделенной при сжигании дизельного топлива в топочном устройстве. Управление рабочим процессом и контроль за работой установки осуществляют из кабины автомобиля.

3. Агрегаты АДПМ предназначены для депарафинизации скважин горячей нефтью. Агрегат, смонтированный на шасси автомобиля КраЗ-255 Б 1А, включает в себя нагреватель нефти, нагнетательный насос, системы топливо - и воздухоподачи к нагревателю, систему автоматики и КИП, технологические и вспомогательные трубопроводы.

Привод механизмов агрегата – от двигателя автомобиля через трансмиссию. Управление работой агрегата – из кабины водителя автомобиля, где размещены основные контрольно-измерительные приборы и элементы управления.

Нефть, подводимая в автоцистернах, засасывается насосом агрегата и прокачивается под давлением через нагреватель нефти, в котором она нагревается до необходимой температуры. Горячая нефть подаётся в скважину, где расплавляет и растворяет отложения парафина и выносит их в промышленную систему сбора нефти.

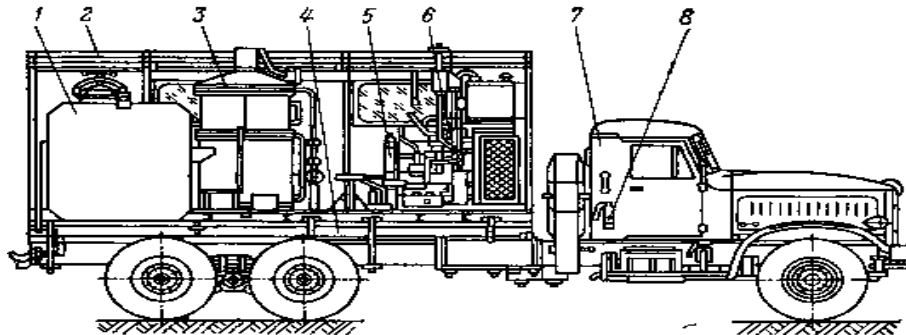


Рис. 3.1 - Установка ППУ-3М:

1 - цистерна для воды; 2 — кузов; 3 — котел паровой; 4 — рама с креплением; 5 — привод и трансмиссия привода; 6 — питательный насос; 7 — шасси автомобиля КрАЗ-255Б; 8 — огнетушитель

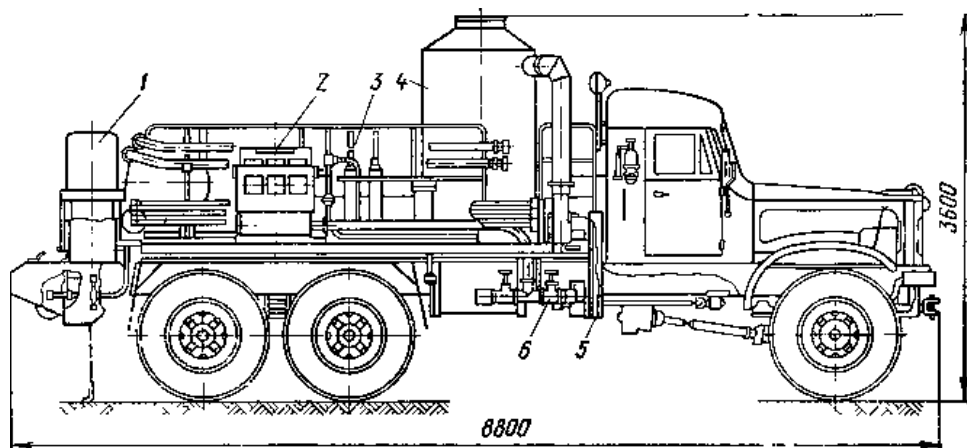


Рис. 3.2 Агрегат для депарафинизации скважин горячей нефтью

2АДП-12/150У1:

1 — запасной скат, 2 — насос, 3 — манифольд, 4 — нагреватель 5 — трансмиссия привода оборудования, 6 — топливная система

## Схема промывки песчаной пробки

Для ликвидации парафинистых отложений или гидратных пробок в насосно-компрессорных трубах и нефтесборных коллекторах используется промывка скважины. Различают прямую, обратную и специальные способы промывки.

При прямой промывке промывочная жидкость закачивается в спущенные в скважину трубы, а подъем воды с размытым песком происходит по кольцевому пространству. В процессе промывки трубы находятся на весу и спускаются с той или иной скоростью в зависимости от плотности пробки и количества жидкости, необходимой для подъема размытого песка на поверхность.

Обратная промывка отличается от прямой промывки тем, что промывочная жидкость поступает в кольцевое пространство, а подъем с размытым песком происходит по насосно-компрессорным трубам. Для герметизации устья скважины при обратной промывке обязательно применение специальной головки с резиновым манжетом-сальником, плотно охватывающим тело.

В качестве жидкости для промывки используют нефть, пластовую воду, специальные растворы. При ликвидации парафинистых отложений или пробок нефть подогревают с помощью АДП.

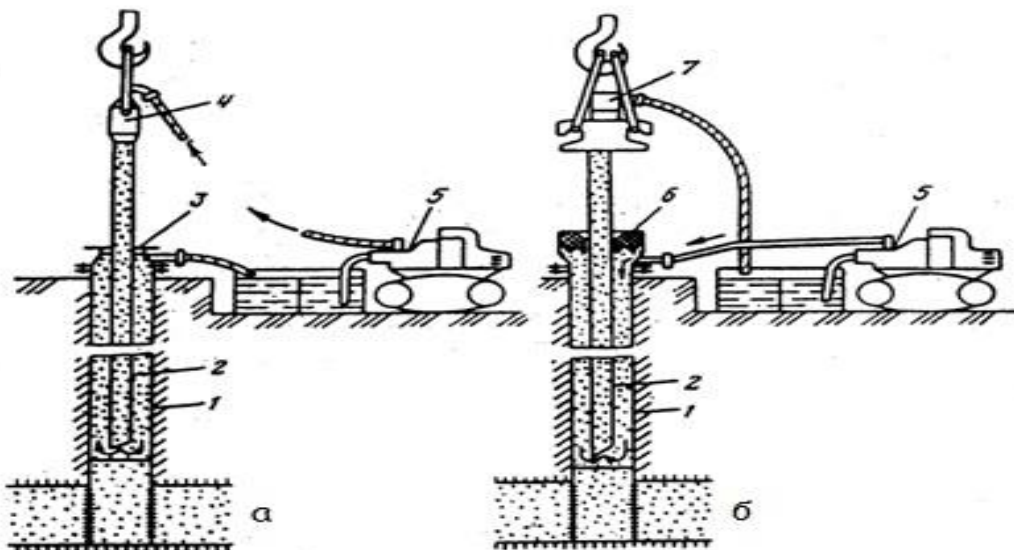


Рисунок 4 - Схема прямой (а) и обратной (б) промывок скважин:

1 - колонна; 2 - НКТ; 3 - устьевой тройник; 4 - промывочный вертлюг; 5 - промывочный насосный агрегат; 6- устьевой сальник; 7 - переводник со шлангом

## Технические средства для исследования скважин перед капитальным ремонтом

Перед КРС и после его окончания проводят обследования скважин с целью: установления места и характера смятия, слома или продольного разрыва эксплуатационной колонны; определения места положения и состояния труб, оборудования, различных приспособлений и посторонних предметов в стволе скважины; выявления в скважинах песочных и цементных пробок, а также различных отражений на стенках эксплуатационной колонны; проверки состояния фильтра скважины.

Обследование начинают с проверки состояния эксплуатационной колонны и ствола скважины при помощи шаблона. Он представляет собой металлический цилиндр, нижняя поверхность которого покрыта слоем свинца толщиной 15мм. На боковой поверхности шаблона имеется желоб, заливаемый свинцом. Желоб предотвращает заклинивание при попадании на него мелких металлических предметов. Через шаблон проходит сквозное промывочное отверстие. Диаметр шаблона соответствует диаметру эксплуатационной колонны.

Шаблон на бурильных или насосно-компрессорных трубах медленно спускают в скважину, обязательно наблюдая за нагрузкой по индикатору веса. Если шаблон останавливается на какой либо глубине и под нагрузкой вниз не проходит, его поднимают из скважины. В зависимости от состояния залитой свинцом поверхности шаблона составляют план дальнейшего обследования.

Для определения в скважине местоположения постороннего предмета, формы его верхнего конца, а также характера слома или смятия эксплуатационной колонны служат плоские или свинцовые конусные печати. Плоская печать с торца и боковой поверхности покрыта слоем свинца толщиной 15-25 мм. Конусная печать имеет такой же слой свинца. Наличие большой массы свинца позволяют получать глубокие отпечатки и более объективно судить о форме нарушенной поверхности.

Наряду с обследованием скважины проводят так же работы по её исследованию с целью определения глубины забоя и уровня жидкости, установление интенсивности притока из пласта в скважину при различных значениях забойного давления, а также

обнаружения дефекта (негерметичности) эксплуатационной колонны, его характера и глубины расположения.

Дефекты эксплуатационной колонны, через которые поступает жидкость определяют с помощью дебитомеров, резистивиметров и электротермометров, предварительно снизив уровень жидкости в скважине.



### Схема установки обезвоживания нефти

Обезвоживание нефти проводят путем разрушения (расслоения) водно-нефтяной эмульсии с применением деэмульгаторов, различных ПАВ, которые, адсорбируясь на границе раздела фаз, способствуют разрушению капель (глобул) диспергированной в нефти воды.

На нефтяных месторождениях эксплуатируются термохимические установки обезвоживания нефти (ТХУ).

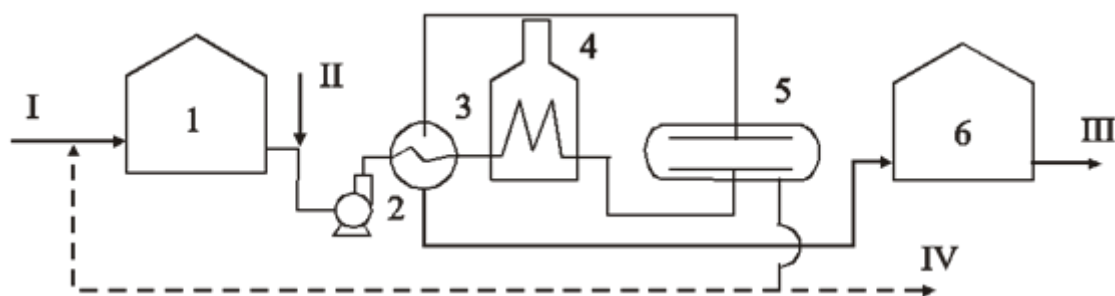


Рисунок 5 - Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти

В термохимической установке обезвоживания нефти сырую нефть (нефтяная эмульсия) I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 через теплообменник 3 подают в трубчатую печь 4. Перед насосом 2 в нефть закачивают реагент-деэмульгатор II. В теплообменнике 3 и трубчатой печи 4 нефтяная эмульсия подогревается, и в процессе ее турбулентного перемешивания в насосе и при движении по трубному змеевику в печи происходит доведение реагента-деэмульгатора до капель пластовой воды и разрушение бронирующих слоев асфальтосмолистых веществ. Нагрев в трубчатой печи осуществляется при необходимости нагрева нефтяной эмульсии до температуры выше  $120^{\circ}\text{C}$  (при повышенном давлении, чтобы не допустить вскипания воды). При меньших температурах нагрева вместо трубчатой печи 4 можно использовать пароподогреватель. Оптимальной температурой нагрева считается такая, при которой кинематическая вязкость нефтяной эмульсии составляет  $4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . Неустойчивая эмульсия из трубчатой печи 4 поступает в отстойник 5, где расслаивается на нефть и воду. Обезвоженная нефть выводится сверху из отстойника 5, проходит через теплообменник 3, где отдает часть тепла поступающей на деэмульсацию сырой нефти и поступает в резервуар 6, из которого товарная нефть III насосом откачивается в

магистральный нефтепровод. Отделившаяся в отстойнике 5 пластовая вода IV направляется на установку по подготовке сточных вод.

Сырьевой резервуар 1 может работать как резервуар с предварительным сбросом воды. В этом случае часть горячей воды, выходящей из отстойника 5 и содержащей реагент-деэмульгатор, подается в поток сырой нефти перед резервуаром 1 (пунктирная линия на схеме). В этом случае резервуар 1 оборудуют распределительным маточником и переливной трубой. В резервуаре поддерживается слой воды, так что поступающая нефтяная эмульсия распределенным потоком проходит через толщу воды, что способствует более полному отделению свободной воды из нефтяной эмульсии. Отделившаяся в резервуаре с предварительным сбросом вода насосом откачивается на установку по подготовке сточных вод.

## Электродегидратор

Электродегидратор - аппарат для отделения воды от сырой нефти путём разрушения нефтяной эмульсии обратного типа (вода в нефти) в электрическом поле. В результате индукции электрического поля диспергированные глобулы воды поляризуются с образованием в вершинах электрических зарядов, изменяют направление своего движения синхронно основному полю и всё время находятся в состоянии колебания. Форма глобул постоянно меняется, что приводит к смятию структурно-механического барьера, разрушению адсорбционных оболочек и коалесценции (слиянию) глобул воды. По геометрической форме различают цилиндрические и сферические электродегидраторы, по расположению в пространстве -- вертикальные и горизонтальные.

Электродегидратор имеет один или несколько вводов нефтяных эмульсий, что обеспечивает более равномерное поступление их по всему горизонтальному сечению. Подвешенные на специальных изоляторах электроды подсоединены к высоковольтным выводам трансформаторов. Последние установлены над электродегидратором рядом с реактивными катушками большой индуктивности, обеспечивающими ограничение величины тока и защиту электрооборудования от короткого замыкания.

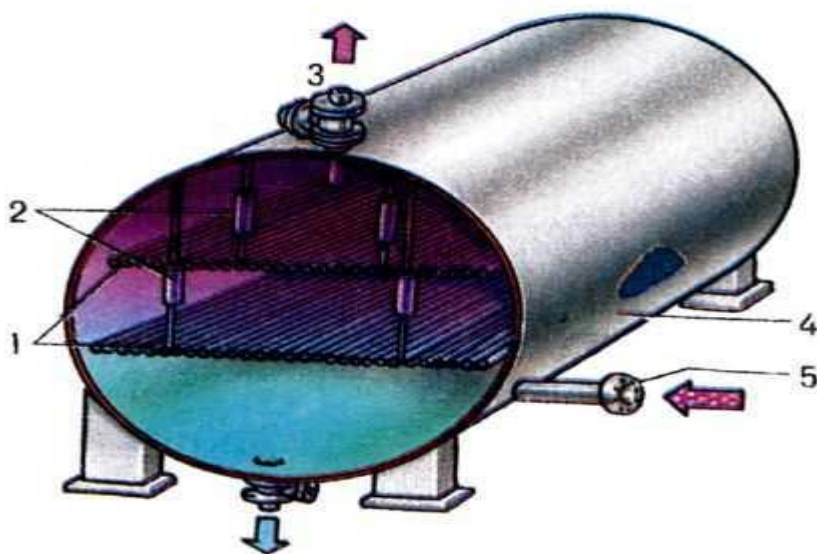


Рисунок 6 - Схема горизонтального дегидратора:

- 1 - электроды;
- 2 - изоляторы;

- 3 - клапан вывода чистой нефти;
- 4 - корпус деэмульгатора;
- 5 - устройство для ввода эмульсии.

В электродегидраторах электроды (от 2 до 8 штук) подвешены горизонтально друг над другом и имеют форму прямоугольных рам. Нефтяная эмульсия вводится на 0,7 м ниже расположения электродов, проходит через слой воды (теряя при этом основную массу солёной воды), затем поднимается и последовательно проходит зону слабой напряжённости электрического поля и зону сильной напряжённости (между электродами). В отстойниках нижней зоны (под электродами) вода отстаивается от нефти, верхней зоны (над электродами) - нефть от воды.

## Системы автоматизации нефтяных скважин

На нефтяных промыслах и зависимости от пластового давления и принятой технологической схемы сбора нефти и нефтяного газа добыча нефти из скважин ведется фонтанным или газлифтным способом, либо с помощью скважинных насосов (штанговых или электропогружных). При всех способах добычи оборудование, установленное на скважине, работает без постоянного участия оперативного обслуживающего персонала. Задача автоматизации заключается в автоматической защите оборудования в аварийных случаях и обеспечение средствами контроля.

Независимо от способов добычи скважины оснащают средствами местного контроля давления на буфере или на выкидной линии и при необходимости в затрубном пространстве. Для измерения давления применяют манометры типа ВЭ-16РБ.

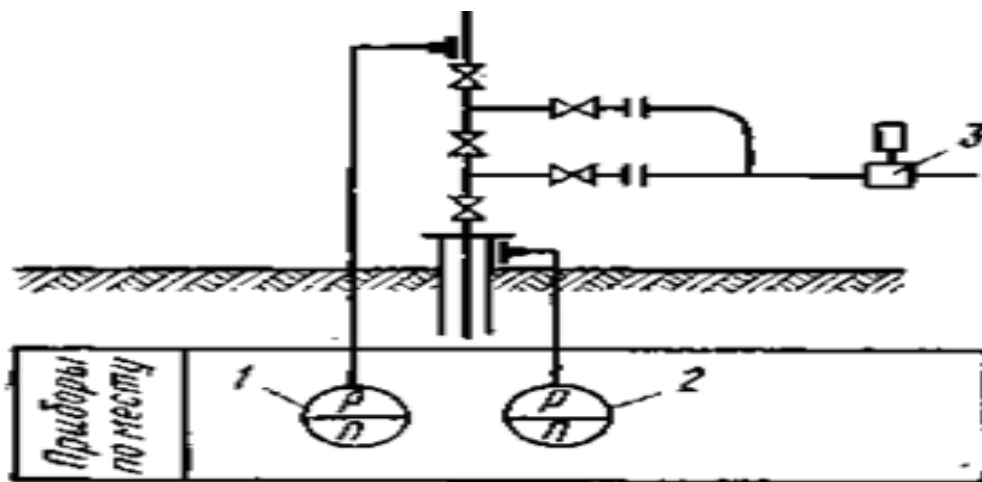


Рисунок 7 - Схема оснащения устья фонтанной скважины средствами автоматики

Схема оснащения устья фонтанной скважины средствами автоматики предусмотрено автоматическое перекрытие выкидной линии разгруженным отсекателем 3 манифольдного типа РОМ-1, который перекрывает трубопровод при повышении давления в последнем на 0,45 МПа и понижении на 0,15 МПа от номинального. Также предусмотрена установка манометров 1 и 2 соответственно для местного контроля буферного и затрубного давлений.

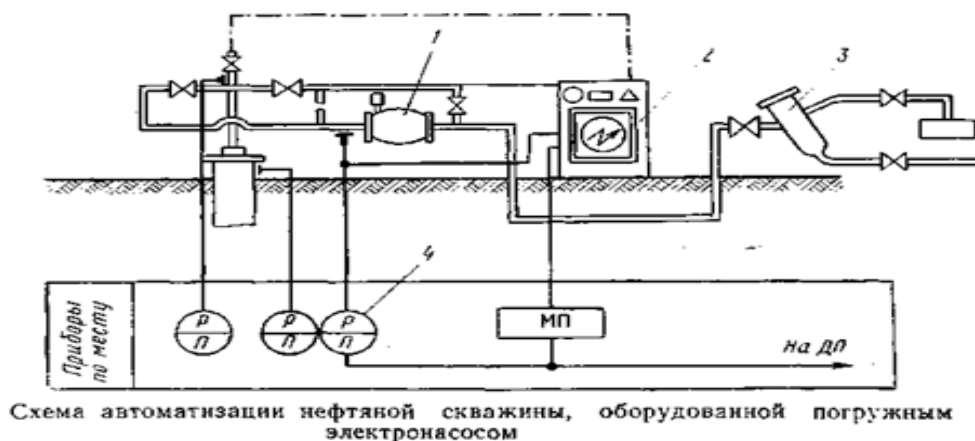


Рисунок 8 – Схема автоматизации нефтяной скважины, оборудованной погружным электронасосом

Схема автоматизации нефтяной скважины, оборудованной ПЭД, предусматривает установку станции управления 2 типа ПГХ 5071 или ПГХ 5072, электроконтактного манометра 4 типа ВЭ-16РБ и разгруженного отсекателя 1 типа РОМ-1. Схема автоматизации обеспечивает автоматическое управление электродвигателем погружного насоса при аварийных режимах, пуск и остановку по команде с групповой установки и индивидуальный самозапуск. Кроме того обеспечивается защита выкидного коллектора при временном фонтанировании скважины. С помощью разгруженного отсекателя РОМ-1 перекрывается выкидной коллектор при превышении и резком искажении давления (вследствие аварии в трубопроводе). Для очистки выкидных линий от парафина резиновыми шарами предусмотрена ловушка 3.

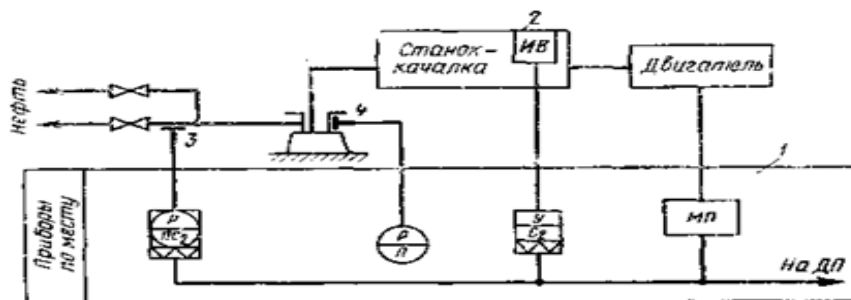


Схема автоматизации нефтяной скважины, оборудованной станком-качалкой типа СКН

Рисунок 9 – Схема автоматизации нефтяной скважины, оборудованной станком-качалкой типа СКН

Схемой автоматизации нефтяной скважины, оборудованной глубоконасосной установкой типа СКН, предусмотрено оснащение установки блоком управления 1

типа БУС-2, инерционным магнитным выключателем 2 типа ИМВ-1М, электроконтактным манометром 3 типа ВЭ-16РБ и манометром 4 для контроля затрубного давления. Системой автоматизации обеспечивается автоматическое управление электродвигателем СКН при аварийных режимах: отключение при обрыве штанг и поломках редуктора, при токовых перегрузках и обрывах фаз; отключение электродвигателя по импульсу от электроконтактного манометра при аварийных ситуациях на ГЗУ и индивидуальный самозапуск СКН после перерыва в снабжении электроэнергией.

Комплексы КУСА-Э и КОУК-Э применяются при наличии источника электроэнергии напряжением 380 В, частотой 50 Гц, комплексы КУСА и КОУК--в местах, где электроэнергия отсутствует.

Условное обозначение комплексов КУСА и КОУК состоит из наименования и шифра: первые буквы и цифра после них -- обозначение комплекса и номер модели, далее через дефис: условный диаметр (мм) и тип резьбы колонны подъемных труб (при комбинированной колонне обозначается через дробь). рабочее давление в МПа (двузначное число), наружный диаметр пакера или стационарного разобщителя (мм); исполнение по коррозионностойкости К1, К2, К2И и К3, тип станции управления: Э- - электрическая (пневмогидравлическая-- без обозначения), номер схемы компоновки скважинного оборудования. Например, комплекс управления скважинными клапанами-отсекателями, КУСА-89-35-136-1 или КУСА-89-35-145-Э-2, комплекс оборудования с управляемыми клапанами-отсекателями, КОУК-89/73-70-Н2 или КОУК-НКМ89/НКМ73-35-136К2-Э.

## Автоматизированные групповые замерные установки

Автоматизированные групповые измерительные установки предназначены для измерения производительности (дебита) каждой в отдельности из подключенных к ней группы нефтяных скважин.

Существуют различные типы групповых измерительных установок -- «СпутникА», «Спутник-Б» и «Спутник-ВМР».

Групповая автоматизированная установка «Спутник А». Предназначена для автоматического измерения дебита скважин, подключенных к групповой установке, для контроля за работой скважин и автоматического отключения их при аварийном состоянии на групповой установке. Установку применяют при однотрубной системе сбора на нефтепромыслах, когда температура окружающей среды низкая. Установку выпускают в трех модификациях «Спутник А-16-14/100», «Спутник А-25-14/1500», «Спутник А-40-14/400». Первая цифра означает рабочее давление, вторая -- число скважин, подключаемых к установке, третья -- наибольший дебит измеряемой скважины.

Установка состоит из многоходового переключателя 1, двух отсекателей 3 и 4 типа ОКГ, установленных на расходомерной и выкидной линиях, электрогидравлического привода 5 типа ГП-15 для управления переключателем скважин и отсекателями, блока управления 2 для управления приборами, выдачи сигналов на диспетчерский пункт и учета объема измеряемой жидкости; гидроциклонного сепаратора 6 для отделения газа от измеряемой жидкости.

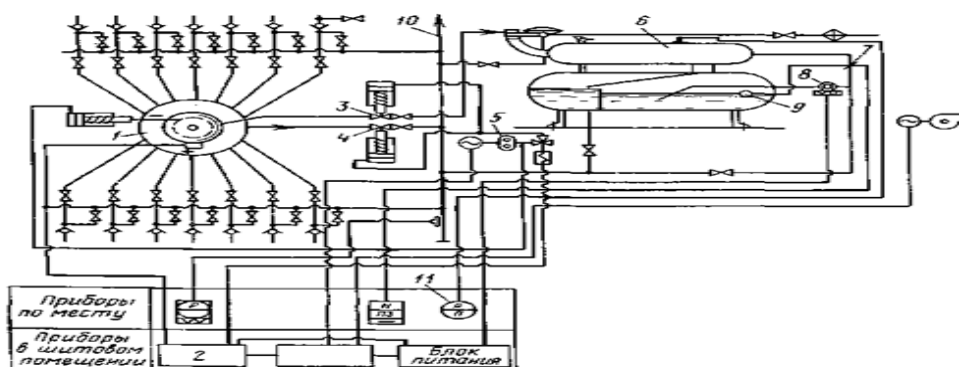


Рисунок 10 – Принципиальная схема установок типа «СпутникА» и «Спутник- В»

Установка работает следующим образом. Нефть из скважины поступает в многоходовой переключатель. Далее по измерительному трубопроводу направляется



в измерительный сепаратор 6 и затем в турбинный счетчик TOP-1-50 8. Продукция остальных скважин направляется через общий коллектор 10 в сборно-сепарационную емкость или в сборный трубопровод.

Программа измерения дебита скважин задается реле времени в блоке управления. Через заданные промежутки времени реле включает гидропривод и скважины подключаются к измерителю. Подача скважин контролируется по работе измерителя с сигнализацией об аварийном состоянии через блок местной автоматики.

Дебит измеряют путем кратковременного пропуска жидкости, накопившейся в сепараторе, через турбинный измеритель. Накопление жидкости в нижнем сосуде сепаратора до заданного уровня и выпуск ее до нижнего уровня осуществляются при помощи поплавкового регулятора 9 и крана 7 на газовой линии. Всплытие поплавка регулятора до верхнего уровня приводит к закрытию газовой линии, вследствие чего давление в сепараторе повышается и жидкость продавливается из сепаратора через турбинный счетчик, установленный выше верхнего заданного уровня жидкости в сепараторе. При достижении поплавком нижнего заданного уровня открывается кран 7, давление между сепаратором и коллектором выравнивается, продавка жидкости прекращается. Время накопления жидкости в сепараторе и число импульсных пропусков жидкости через счетчик за время измерения зависят от дебита измеряемой скважины. Время продавки жидкости через расходомер от дебита скважины практически не зависит.

Такой циклический метод измерения обеспечивает пропуск потока жидкости через счетчик в турбулентном режиме при узком диапазоне изменения расхода, что дает возможность обеспечить измерение дебита скважин, изменяющего в широком диапазоне. Дебит каждой скважины определяют регистрацией накапливаемых объемов жидкости (в м<sup>3</sup>), прошедших через расходомер, на индивидуальном счетчике импульсов в БМА.

Аварийное отключение скважин происходит при превышении давления в сепараторах, их переполнении или отключении электроэнергии. В этих случаях по сигналу датчика предельного уровня или электроконтактного манометра блок местной автоматики отключает напряжение с соленоидного клапана гидропривода,

вследствие чего поршни приводов отсекаателей 3 и 4 под действием силовых пружин перекрывают трубопроводы.

После ликвидации аварии и снятия сигнала аварии на блоке местной автоматики включается гидропривод, и под действием давления масла, подаваемого под поршни отсекаателей, последние открываются. Контроль давления осуществляется манометром 11.

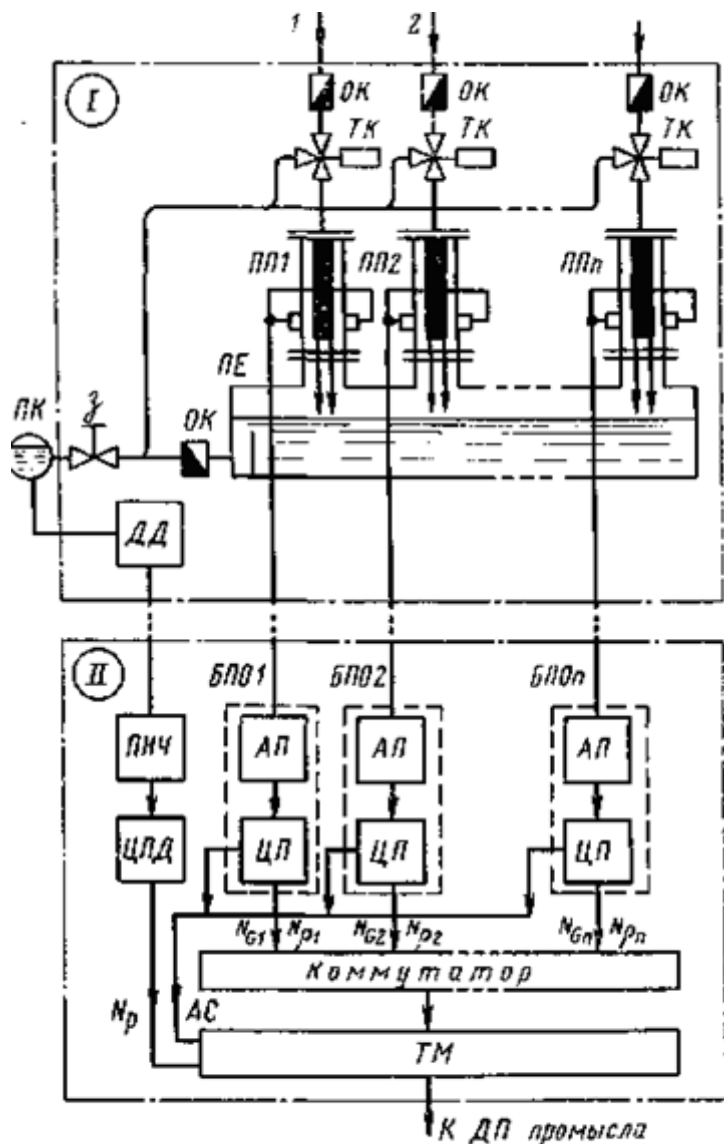
На установке предусмотрена возможность ручного подключения скважин к измерительному устройству. Количество отсепарированного газа измеряется по методу переменного перепада давления дифманометром. Для этой цели на выкидной газовой линии устанавливается камерная диафрагма.

Автоматизированная установка «Спутник-В» в отличие от рассмотренной установки «СпутникА» предназначена не только для измерения дебита жидкости, но также для определения содержания воды и газа в продукции скважин. Конструкцией предусмотрены устройства для подачи деэмульгаторов в нефтяной поток. Установки «Спутник-Б» выпускают в двух модификациях: «Спутник-Б-40-1,4/400» -- на 14 скважин и «Спутник-Б-4,0-24/400» -- на 24 скважины. По конструкции установка «Спутник-Б» аналогична установке «Спутник-А» и отличается от последней наличием прибора для определения содержания воды в нефти (влажомера), насосов-дозаторов, специальных устройств для ловли депарафинизационных шаров. Насос-дозатор предназначен для подачи реагента в общий коллектор для деэмульсации нефти.

Автоматизированная установка «СпутникВМР-40-14/400» предназначена для автоматического измерения и регистрации производительности каждой из 14 подключенных нефтяных скважин, а также вычисления суммарного их суточного дебита. Она обеспечивает: разделение продукции скважин по сортам, прием резиновых разделителей для очистки выходных линий скважин от парафина, автоматическую защиту промысловых коллекторов при повышении давления в них выше предельно допустимого, для выдачи в систему телемеханики информации о суточном дебите и аварийных сигналах.

В качестве измерительного прибора применяют вибрационные массовые расходомеры (ВМР) типа «РУР Вибратор-П» (ряд унифицированных расходомеров), обеспечивающие измерения массы поступающей из скважин газонефтяной смеси без предварительной сепарации.

Групповая измерительная установка ГЗУ-ВМР состоит из технологического блока I и блока вторичных приборов и аппаратуры II.



Блок-схема групповой измерительной установки ГЗУ-ВМР

Рисунок 11 – Юлок – схема групповой измерительной установки ГЗУ - ВМР

Все первичные преобразователи (ПП) ВМР (ПП1--ППn) монтируют на приемной емкости ПЕ, чем обеспечивается надлежащая жесткость закрепления первичных преобразователей и исключение возможности их затопления при

снижении объема газа в извлекаемом из скважин флюиде. Приемная емкость через обратный клапан О/С и через задвижку з подключена к промысловому коллектору Я/С. Подключение каждой скважины к Я/7 осуществляется через свой обратный клапан О/С и управляемый трехходовой клапан Г/С. Последний позволяет любую скважину или все скважины одновременно переключать с измерения на промысловый коллектор, что бывает необходимо при ремонте или поверке одного из первичных преобразователей.

К промысловому коллектору подключен дистанционный датчик давления ДД. В блоке вторичных приборов и аппаратуры II размещены блоки предварительной обработки БПО по одному на каждую скважину, коммутатор и полуконтакт телемеханики ТМ, обеспечивающий передачу информации, получаемой от ВМР на диспетчерский пункт (ДП) промысла. Каждый БПО состоит из аналогового АП и цифрового ЦП преобразователей. С выхода последнего комплекта за время, отведенное для измерения расхода одной скважины, числа, пропорциональные массовому расходу смеси ( $N_0$ ) и ее средней плотности ( $A/p$ ), через коммутатор передаются на ДП промысла, где обрабатываются по соответствующему алгоритму с целью получения расхода отдельных компонентов смеси. В блоке II размещены также преобразователь напряжения в частоту (ПНЧ) и цифровой преобразователь давления (ЦПД), позволяющие передавать на ДП усредненное за время измерения значение коллекторного давления.

Если за время измерения ВМР, подключенный к данной скважине, показал дебит меньший, чем минимально возможный, то через ТМ на ДП вне очереди идет аварийный сигнал (АС) -- остановка скважины.

Недостатком ГЗУ-ВМР является то, что информация о работе каждой скважины может быть получена только после обработки данных по этой скважине на ДП. Скважина при этом оказывается непрерывно подключенной к ГЗУ, и объем памяти и мощность ЭВМ по ДП непомерно возрастают.

Значительно рентабельнее иметь на каждой ГЗУ микроЭВМ, которая будет выполнять все служебные функции и вычислительные работы, связанные с

обработкой, получаемой с каждой скважины информации. На ДП по определенной программе или по запросу передается только интересующая промысел информация.

## Автоматизация ДНС и сепарационных установок

Если в системе промыслового сбора нефти и газа недостаточно давления для транспортирования отсепарированной нефти на установки ее подготовки, применяют дожимные насосные станции (ДНС).

Нефть от групповых установок поступает в буферные емкости, в которых поддерживается давление, равное 0,6 МПа, обеспечивающее необходимый при перекачке газированной нефти подпор на приеме перекачивающих насосов. Затем с помощью насосов по напорному нефтепроводу она поступает в пункт назначения. В блочных помещениях размещены также насосы для откачки нефти, появляющейся при утечках через сальники насосов и предохранительные клапаны. Отсепарированный газ после буферной емкости направляется на газосборную систему. Технологический процесс перекачки нефти автоматизирован.

Насосная станция состоит из основного оборудования - магистрального и подпорных насосных агрегатов, включая систему КИПиА, и вспомогательного - системы смазки, охлаждения, вентиляции, сбора и отвода утечек.

В систему автоматики и управления ДНС входят следующие подсистемы: общестанционной автоматики, насосных агрегатов, вспомогательного оборудования и сооружений.

Комплект средств и приборов общестанционной автоматики управления предусматривает:

- 1) централизованный контроль основных параметров станции, их регистрацию, необходимую сигнализацию и защиту;
- 2) отключение насосных агрегатов при отклонении параметров от номинальных;
- 3) регулирование суммарной подачи агрегатов путём дросселирования или перепуска;
- 4) контроль загазованности или возникновения пожара и выполнения соответствующих функций управления;
- 5) дистанционный запуск вспомогательных систем и открытие задвижек на технологических трубопроводах.

Подсистема вспомогательного оборудования и сооружений обеспечивает:

- 1) сигнализацию о неисправности рабочего и резервного агрегатов;
- 2) автоматический запуск резервного насосного агрегата.

Система автоматики магистрального насосного агрегата обеспечивает защиту по следующим основным параметрам: температура подшипников насоса и двигателя, корпуса насоса, воздуха на выходе электродвигателя; сила тока в обмотках электродвигателя; утечка перекачиваемой жидкости из уплотнений насоса; давление масла на выходе в подшипниках; давление охлаждающей воды на входе в электродвигатель; частота вибрации насосного агрегата, замеряемая на подшипниках насоса и электродвигателя.

С помощью автоматики осуществляется запуск и остановка агрегатов и контроль параметров работы насоса.

Газоводонефтяная смесь после измерения дебита на групповых измерительных установках поступает в сепарационные установки, где отделяется нефть от газа и частично от воды. Это разделение осуществляется для: получения нефтяного газа, используемого как топливо или как химическое сырье; уменьшения интенсивности перемешивания нефтегазового потока и снижения возможности образования нефтяных эмульсий; уменьшения пульсации давления при транспортировании нефтегазоводяной смеси по сборным коллекторам до дожимной насосной станции (ДНС) или установки подготовки нефти (УПН).

Для первичной сепарации нефти и газа, а также оперативного измерения объема отсепарированной нефти, выделившегося газа и обеспечения дальнейшего транспорта нефти по нефтепромысловым трубопроводам применяют блочные автоматизированные сепарационные установки: СУ2-750, СУ2-1500 и СУ2-3000, имеющие пропускную способность соответственно 750, 1500 и 3000 м<sup>3</sup>/сут.

Сепарационные установки поставляются в комплекте со средствами местной автоматики, а средства управления автоматического регулирования предусматриваются в проектах по привязке установок с конкретным объектом. Комплекс приборов и средств автоматизации должен обеспечивать:

- 1) автоматическое регулирование рабочего уровня смеси в сепараторе;

2) автоматическую защиту установки (прекращение подачи нефтегазовой смеси в сепаратор) при:

а) аварийном повышении давления в сепараторе;

б) аварийно-высоком уровне жидкости в сепараторе;

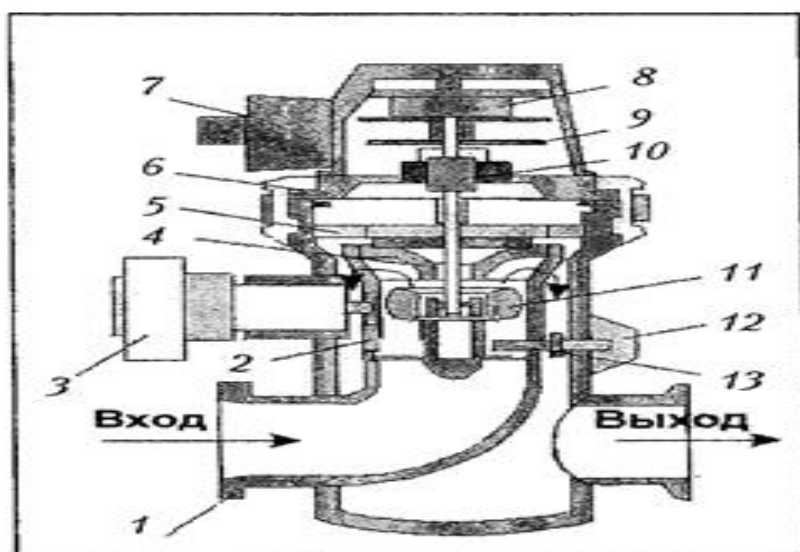
3) сигнализацию в блок управления об аварийных режимах работы установки.



Технические средства для оперативного учета добываемой продукции;  
нефтепромысловые резервуары и их элементы

Дебиты жидкости скважин, подключенных к «Спутнику-А» и «Спутнику-Б», измеряются при помощи расходомеров турбинного типа.

Расходомеры TOP-1 предназначены для измерения жидкости вязкостью не более 80 с Ст. Расходомеры TOP-1 обеспечивают как местный отсчет показаний, так и передачу показаний при помощи электромагнитного датчика на БМА. Расходомеры TOP-1 состоят из двух основных частей: турбинного счётчика жидкости и блока питания.



Расходомер жидкости TOP-1:

Рисунок 12 – Расходомер жидкости TOP- 1:

1 – сварной корпус; 2 – обтекатель; 3 – магнитно – индукционный датчик; 4 – экраноотражатель; 5 – понижающий зубчатый редуктор; 6 – перегородки; 7 – электромагнитный датчик; 8 – механический счетчик; 9 – диск с магнитами; 10 – магнитная муфта; 11 – крыльчатка; 12 – крышка; 13 – регулирующая лопатка

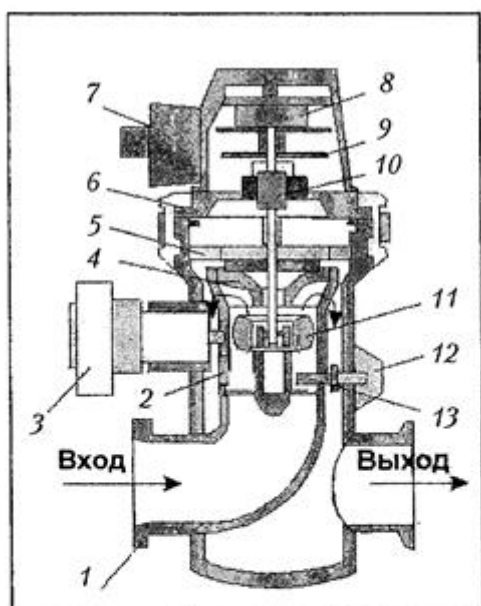
Турбинный расходомер TOP-1 работает следующим образом. Жидкость, проходя через входной патрубок корпуса и обтекатель, попадает на лопатки крыльчатки и приводит её во вращение. После крыльчатки направление движения жидкости изменяется экраном на 180°, и она через окна обтекателя поступает во входной патрубок. Число оборотов крыльчатки прямо пропорционально количеству прошедшей жидкости. Вращательное движение крыльчатки передаётся через

понижающий редуктор и магнитную муфту на механический счётчик со стрелочной шкалой. Одновременно со стрелкой механического счётчика вращается находящийся с ней на одной оси диск с двумя постоянными магнитами, которые, проходя через электромагнитный датчик, замыкают расположенный в нём магнитоуправляемый контакт. Получаемые при этом электрические сигналы регистрируются на блоке управления счётчика, т.е. дублируют показания местного механического счётчика. В то же время каждая лопатка, проходя мимо магнитоиндукционного датчика, выдаёт электрический сигнал, который регистрируется в блоке регистрации. Диапазон измерения колеблется от 3 до 30 м<sup>3</sup>/ч. Расход чистой нефти, прошедший через TOP-1, определяется автоматически как разность между показаниями TOP-1 и показаниями датчика влагомера.

Технические средства для оперативного учета добываемой продукции

Дебиты жидкости скважин, подключенных к «Спутнику-А» и «Спутнику-Б», измеряются при помощи расходомеров турбинного типа.

Расходомеры TOP-1 предназначены для измерения жидкости вязкостью не более 80 с Ст. Расходомеры TOP-1 обеспечивают как местный отсчет показаний, так и передачу показаний при помощи электромагнитного датчика на БМА. Расходомеры TOP-1 состоят из двух основных частей: турбинного счётчика жидкости и блока питания.



Расходомер жидкости TOP-1:

- 1 – сварной корпус; 2 – обтекатель;
- 3 – магнитно-индукционный датчик;
- 4 – экраноотражатель; 5 – понижающий зубчатый редуктор;
- 6 – перегородки; 7 – электромагнитный датчик;
- 8 – механический счетчик; 9 – диск с магнитами;
- 10 – магнитная муфта;
- 11 – крыльчатка; 12 – крышка; 13 – регулирующая лопатка

Рисунок 13 – Расходомер жидкости TOP – 1:

1 – сварной корпус; 2 – обтекатель; 3 – магнитно-индукционный датчик; 4 – экраноотражатель; 5 – понижающий зубчатый редуктор; 6 – перегородки; 7 – электромагнитный датчик; 8 – механический счетчик; 9 – диск с магнитами; 10 – магнитная муфта; 11 – крыльчатка; 12 – крышка; 13 – регулирующая лопатка

Турбинный расходомер TOP-1 работает следующим образом. Жидкость, проходя через входной патрубок корпуса и обтекатель, попадает на лопатки

крыльчатки и приводит её во вращение. После крыльчатки направление движения жидкости изменяется экраном на 180°, и она через окна обтекателя поступает во входной патрубок. Число оборотов крыльчатки прямо пропорционально количеству прошедшей жидкости. Вращательное движение крыльчатки передаётся через понижающий редуктор и магнитную муфту на механический счётчик со стрелочной шкалой. Одновременно со стрелкой механического счётчика вращается находящийся с ней на одной оси диск с двумя постоянными магнитами, которые, проходя через электромагнитный датчик, замыкают расположенный в нём магнитоуправляемый контакт. Получаемые при этом электрические сигналы регистрируются на блоке управления счётчика, т.е. дублируют показания местного механического счётчика. В то же время каждая лопатка, проходя мимо магнитоиндукционного датчика, выдаёт электрический сигнал, который регистрируется в блоке регистрации. Диапазон измерения колеблется от 3 до 30 м<sup>3</sup>/ч. Расход чистой нефти, прошедший через ТОР-1, определяется автоматически как разность между показаниями ТОР-1 и показаниями датчика влагомера.

## Нефтепромысловые резервуары и их элементы

Нефтепромысловые резервуары представляют собой ёмкости различных размеров, предназначенные для накопления, кратковременного хранения и учёта «сырой» и товарной нефти, нефтепродуктов и воды.

В зависимости от положения в пространстве цилиндрические резервуары делят на вертикальные и горизонтальные.

Вертикальные цилиндрические резервуары имеют днище, стенку, крышу, эксплуатационное оборудование. В них хранятся нефтепродукты при малой их оборачиваемости (10-12 раз в год). Вертикальные резервуары применяют для хранения легковоспламеняющихся жидкостей (например, бензина) при объемах до 20000 м<sup>3</sup>; для хранения горючих жидкостей -- до 50000 м<sup>3</sup>. Объем вертикальных цилиндрических резервуаров колеблется от 100 до 50000 м<sup>3</sup> и более и регламентируется нормальным рядом: 100, 200, 300, 400, 500, 700, 1000, 2000, 3000, 5000, 10000, 20000, 30000 и 50000 м<sup>3</sup>. Все резервуары нормального ряда (исключая в некоторых случаях резервуары объемом 50000 м<sup>3</sup>) строят индустриальным методом из рулонных заготовок. Резервуары объемом 50000 м<sup>3</sup> сооружают как из рулонных заготовок, так и полистовым способом.

Горизонтальные цилиндрические резервуары предназначены для хранения нефтепродуктов под избыточным давлением до 70 кПа (7000 мм вод. столба). Резервуары имеют простую форму, транспортабельны по железной дороге, что ограничивает диаметр до 3,25 м. В отдельных случаях диаметр резервуара может достигать до 4,0 м. Наибольшее распространение получили резервуары для нефтепродуктов объемом 5, 10, 25, 50, 75 и 100 м<sup>3</sup>. Горизонтальные резервуары могут быть надземного и подземного расположения.

Нефтяные резервуары строят из несгораемых материалов в наземном, частично заглублённом и подземных исполнениях. Для сбора хранения замера объема нефти на нефтяных месторождениях в большинстве случаев сооружают стальные цилиндрические резервуары, реже бетонные и железобетонные. Крыши РВС строят трех типов: конические, сферические и плоские. Крыша резервуара воспринимает внешнюю нагрузку в пределах 245 Па и внутреннюю от ризб в паровом пространстве

резервуара (до 200 кгс/м<sup>3</sup>). Люк-лаз, устанавливаемый на нижнем поясе резервуара, предназначен для проникновения людей внутрь резервуара, а также для освещения и проветривания резервуара при проведении технических работ.

Замерный люк служит для замера в резервуаре уровня нефти и отбора проб пробоотборником. Внутри замерного люка расположена направляющая колодка, по которой в резервуар спускают замерную ленту с лотом.

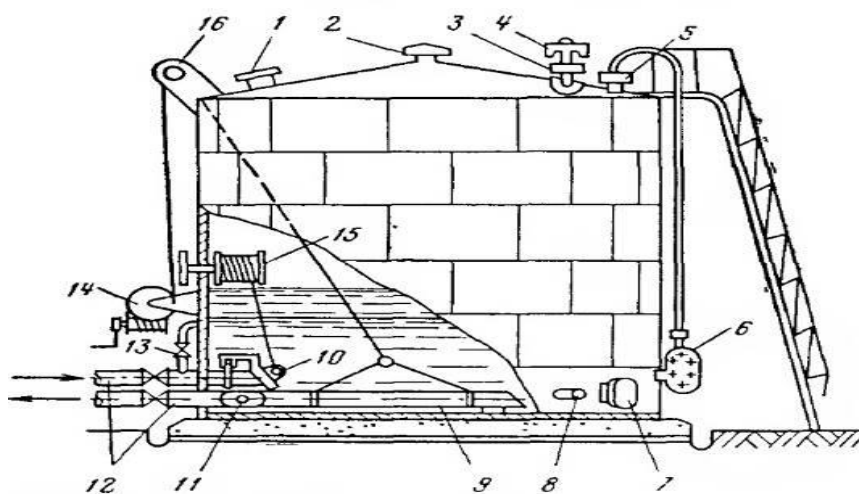
Световой люк устанавливают на крышке резервуара. При открытой крышке через него внутрь проникает свет и проветривает резервуар.

Приёмно-раздаточные патрубки предназначены для присоединения соответствующих трубопроводов, они размещены снаружи резервуаров, а хлопушка и шарнир подъемной трубы - внутри резервуара.

Хлопушки предназначены для устранения утечек из резервуаров при неисправности задвижек или аварийном состоянии трубопровода.

Перепускное устройство служит для выравнивания давлений нефти с обеих сторон крышки хлопушки. Подъемная труба внутри резервуара предназначена для отбора нефти с требуемой высоты.

Дыхательный клапан предназначен для регулирования давления паров нефтепродуктов в резервуаре в процессе закачки или выкачки нефти, а также колебаний температуры.



Расположение оборудования на наземном стальном резервуаре:

1 – световой люк; 2 - вентиляционный патрубок; 3 – огневой предохранитель; 4 – дыхательный клапан; 5 – замерный люк; 6 – указатель уровня; 7 – люк лаз; 8 –

сифонный кран; 9 – подъемная труба; 10 – хлопушка; 11 – шарнир подъемов трубы; 12 – приемно- раздаточные патрубки; 13 – перепускное устройство; 14 – лебедка; 15 – управление хлопушкой; 16 – роликовый блок

Гидравлический предохранительный клапан предназначен для ограничения избыточного давления или вакуума в газовом пространстве при отказе дыхательного клапана, а также при его недостаточном сечении.

Огневые предохранители устанавливаются на резервуарах в комплекте с дыхательными и предохранительными клапанами, они предназначаются для предохранения газового пространства резервуара от проникновения в него пламени через дыхательный или предохранительный клапан.

Для измерения уровня и оперативного учёта количества нефти в резервуарах применяют указатель уровня. Прибор состоит из поплавка и мерной ленты, помещенной в герметичный кожух.

# Обеспечение требований охраны труда при обслуживании установок подготовки нефти, газа и воды

## 1 Общие требования

1.1. Технологические процессы добычи, сбора, подготовки нефти и газа, их техническое оснащение, выбор систем управления и регулирования, места размещения средств контроля, управления и противоаварийной защиты должны учитываться в проектах обустройства и обеспечивать безопасность обслуживающего персонала и населения.

1.2. Закрытые помещения объектов сбора, подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата должны иметь систему контроля состояния воздушной среды, заблокированную с системой выключения оборудования, включая перекрытие задвижек. Все помещения должны иметь постоянно действующую систему приточно-вытяжной вентиляции. Кратность воздухообмена рассчитывается в соответствии с СНиП 11-33-75.

Основные технологические параметры указанных объектов и данные о состоянии воздушной среды должны быть выведены на пункт управления.

1.3. Системы управления должны иметь сигнальные устройства предупреждения отключения объектов и двустороннюю связь с диспетчерским пунктом.

1.4. Каждый управляемый с диспетчерского пункта объект должен иметь также ручное управление непосредственно на объекте.

1.5. Система сбора нефти и газа должна быть закрытой, а устья нагнетательных, наблюдательных и добывающих скважин герметичными.

1.6. На объектах сбора и подготовки нефти и газа (ЦПС, УПН, УКПГ, ГП), насосных и компрессорных станциях (ДНС, КС) должна быть технологическая схема, утвержденная техническим руководителем предприятия, с указанием номеров задвижек, аппаратов, направлений потоков, полностью соответствующих их нумерации в проектной технологической схеме. Технологическая схема является частью плана ликвидации возможных аварий.

## 2. Оборудование для сбора и подготовки нефти, газа и конденсата



2.1. Оборудование для сбора нефти, газа и конденсата должно удовлетворять требованиям стандартов и технических условий на их изготовление, монтироваться в соответствии с проектами и действующими нормами технологического проектирования и обеспечивать полную сохранность продукции (закрытая система сбора и подготовки нефти и газа).

2.2. Оборудование и трубопроводы должны оснащаться приборами контроля (с выводом показаний на пульт управления), регулирующими и предохранительными устройствами.

2.3. Исправность предохранительной, регулирующей и запорной арматуры, установленной на аппаратах и трубопроводах, подлежит периодической проверке в соответствии с утвержденным графиком.

Результаты проверок заносятся в вахтовый журнал.

2.4. Аппараты, работающие под давлением, оснащаются манометрами, указателями уровня, запорной и предохранительной аппаратурой, люками для внутреннего осмотра, а также дренажной линией для опорожнения.

3. Насосные, компрессорные станции, блочно-комплектные насосные станции

3.1. Помещения насосных и компрессорных станций должны быть выполнены в соответствии с требованиями строительных норм и правил,

3.2. Резервные насосы должны находиться в постоянной готовности к пуску. Насосы, перекачивающие сернистую нефть, должны быть заполнены перекачиваемой жидкостью во избежание образования пирофорных отложений.

3.3. Промысловые (дожимные) компрессорные станции на объектах добычи природного газа, кроме требований п. 3.3.2, оборудуются:

- автоматизированной системой регулирования работы оборудования в заданных параметрах;
- автоматизированной системой аварийной разгрузки оборудования с подачей технологических сред в системы утилизации;
- автоматизированной системой раннего обнаружения и тушения пожаров;
- системой аварийного оповещения и связи.

Уровень автоматизации компрессорных станций должен обеспечивать регистрацию основных технологических параметров, включая:

- давление, расход, температуру перекачиваемой среды;
- состояние воздушной среды в помещении (концентрацию взрывоопасных и вредных веществ);
- аварийный сигнал.

#### 4. Установки комплексной подготовки газа (групповые и газосборные пункты)

4.1. Установки комплексной подготовки газа (групповые и газосборные пункты) должны обеспечивать полное и эффективное использование ресурсов природного и нефтяного газа.

4.2. Для установок комплексной подготовки газа, газосборных пунктов, головных сооружений и т.д. должны разрабатываться и утверждаться в установленном порядке технологические регламенты. Приемка объектов в эксплуатацию осуществляется в порядке, установленном Госстроем России.

4.3. Газопроводы установок комплексной подготовки газа, газосборных пунктов, головных сооружений и т.д. должны отвечать требованиям, предъявляемым к трубопроводам первой категории (при  $P_y \leq 10$  МПа).

4.4. УКПП и другие установки должны иметь автоматическое и механизированное регулирование и управление технологическими процессами. Для питания пневматических систем этих установок необходимо использовать осушенный и очищенный воздух, пригодный по качеству и параметрам для использования в работе КИПиА.

4.5. На каждом паропроводе при входе в аппарат должны быть установлены обратный клапан и отключающее устройство, рассчитанные на рабочее давление в аппарате.

4.6. УКПП должны иметь систему осушки, подогрева и ингибирования газа. Гидратные пробки в газопроводе, арматуре, оборудовании, приборах следует ликвидировать введением растворителей, пара, горячей воды, понижением давления в системе.

Использование для обогрева оборудования открытого огня запрещается.

4.7. Подтягивать (производить регулировку) и заглушать предохранительные клапаны, если в них обнаруживается пропуск, запрещается. В этих случаях необходимо прекратить эксплуатацию аппарата, оборудования, трубопроводов и т. п. и клапан заменить.

4.8. На установке, в технологическом регламенте указывается перечень технологических параметров и их предельных значений. При отклонении параметров от предельных значений установка должна быть остановлена.

4.9. Перед пуском установки необходимо проверить исправность оборудования, трубопроводов, арматуры, металлоконструкций, заземляющих устройств, КИПиА, блокировок, вентиляции, канализации, СИЗ и средств пожаротушения, вытеснить воздух из системы инертным газом на свечу. В конце продувки производится анализ выходящего газа. Содержание кислорода не должно превышать 1% (об.). Вытеснение воздуха из аппаратов и емкостей в общезаводской факельный трубопровод запрещается.

4.10. Не допускается пуск установки при неисправных системах контроля опасных параметров процесса и системах защиты.

4.11. Отбор проб газа, конденсата и других технологических сред должен производиться с помощью пробоотборников, рассчитанных на максимальное давление в оборудовании. Запрещается пользоваться пробоотборниками с неисправными игольчатыми вентилями и с просроченным сроком их проверки. Проверка вентилей на герметичность проводится не реже одного раза в шесть месяцев.

5. Дополнительные требования для установок низкотемпературной сепарации газа

5.1. Территория установки должна быть ограждена и обозначена предупредительными знаками.

5.2. Оборудование установок низкотемпературной сепарации следует продувать в закрытую емкость с отводом газа в систему его утилизации.

5.3. Сбрасывать в атмосферу газы, содержащие сероводород и другие вредные вещества, без нейтрализации или сжигания запрещается.

5.4. На каждом газосепараторе устанавливается не менее двух предохранительных устройств, каждое из которых должно обеспечивать безаварийную работу аппарата.

## 6. Промысловые трубопроводы

6.1. Проектирование, строительство и эксплуатация промышленных трубопроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями «Правил устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» [60], утвержденных Госгортехнадзором России 02.03.95 г., и «Правил по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» [52], утвержденных Минтопэнерго РФ 30.12.93 г.

6.2. Трубопроводы для транспортировки пластовых жидкостей и газов должны быть устойчивы к ожидаемым механическим, термическим напряжениям (нагрузкам) и химическому воздействию. Трубопроводы должны быть защищены от наружной коррозии.

Допускается применение неметаллических трубопроводов по согласованию с территориальными органами Госгортехнадзора России. обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации трубопроводов в период между ревизиями, но не реже чем 1 раз в 8 лет.

Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию нефтегазопроводов следует проводить не позже чем через один год после начала эксплуатации.

6.35. Ревизии нефтегазосборных трубопроводов должны проводиться в соответствии с установленным порядком по графику, разработанному службой технического надзора и утвержденному техническим руководством предприятия.

## 7. Резервуары

7.1. Настоящие Правила распространяются на стальные сварные цилиндрические резервуары (РВС) вместимостью от 100 до 50 000 м<sup>3</sup>, предназначенные для сбора, хранения и подготовки сырой и товарной нефти, а также сбора и очистки воды перед ее закачкой в пласты.

7.2. Выбор типа резервуара, его внутренней оснащенности, противокоррозионного покрытия, способа монтажа обосновывается проектом в

зависимости от емкости, назначения, климатических условий, характеристики сред, а также с учетом максимального снижения потерь.

7.3. Каждый резервуар должен быть оснащен: дыхательными клапанами, предохранительными клапанами, огнепреградителями, уровнемерами, пробоотборниками, сигнализаторами уровня, манометрами, устройствами для предотвращения слива (хлопушками), противопожарным оборудованием, оборудованием для подогрева, приемо-раздаточными патрубками, зачистным патрубком, вентиляционными патрубками, люками (люк световой, люк замерный).

7.4. Дыхательная арматура, установленная на крыше резервуара, должна соответствовать проектным избыточному давлению и вакууму.

7.5. Резервуары, в которые при отрицательной температуре окружающего воздуха поступают нефть, вода с температурой выше 0 °С, оснащаются непримерзающими дыхательными клапанами.

7.6. Не допускается монтаж резервуаров вместимостью более 10 000 м<sup>3</sup> рулонным методом.

7.7. Вертикальные швы первого пояса стенки резервуара не должны быть расположены между приемо-раздаточными патрубками; швы приварки отдельных элементов оборудования должны располагаться не ближе 500 мм один от другого и от вертикальных соединений стенки, не ближе 200 мм от горизонтальных соединений.

7.8. Каждый резервуар должен быть огражден сплошным земляным валом, рассчитанным на гидростатическое давление разлившейся жидкости из резервуара.

7.9. Размещение задвижек внутри обвалования не допускается, кроме запорных и коренных, установленных непосредственно у резервуара и предназначенных только для обслуживания данного резервуара.

Колодцы и камеры управления задвижками следует располагать с внешней стороны обвалования.

7.10. Основание резервуара должно защищаться от размыва поверхностными водами, для чего должен быть обеспечен постоянный отвод вод по канализации к очистным устройствам.

7.11. Сброс загрязнений после зачистки резервуаров в канализацию не допускается. Сточные воды, образующиеся при зачистке резервуаров, отводятся по сборно-разборным трубопроводам в шламонакопители.

7.12. Устройство, взаимное расположение и расстояния между отдельными резервуарами и группами должны соответствовать требованиям СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы» [70].

7.13. Перед вводом резервуара в эксплуатацию проводятся гидравлические испытания, а также проверяется горизонтальность наружного контура днища и геометрическая форма стенки резервуара.

## 8 Системы утилизации

8.1. Сточные воды установок подготовки нефти, газа и газового конденсата должны подвергаться нейтрализации очистке и утилизации согласно техническим решениям, установленным проектом и согласованным с органами природоохранного и санитарного надзора.

8.2. За сбором сточных вод, степенью их загрязненности, эффективностью работы очистных сооружений и систем утилизации должен быть установлен контроль по графику, согласованному с органом санитарного надзора. Содержание нефтепродуктов и вредных веществ в стоках не должно превышать установленных норм.

8.3. Запрещается эксплуатация канализации с неисправными или неправильно выполненными гидравлическими затворами. В каждом гидрозатворе слой воды, образующий затвор, должен быть высотой не менее 0,25 м.

## Организация безопасности жизнедеятельности в организации

### 1. Общие организационно-технические требования

1.1. Организации, осуществляющие свою деятельность по указанным направлениям, должны иметь разрешение (лицензию) на право ведения работ или их отдельных этапов (стадий) в соответствии с «Положением о порядке выдачи специальных разрешений (лицензий) на виды деятельности, связанные с повышенной опасностью промышленных производств (объектов) и работ, а также обеспечением безопасности при пользовании недрами» утвержденным Госгортехнадзором России 20.07.93 г. и зарегистрированным Минюстом России от 7.07.93 за № 296, и «Методическими указаниями по организации и осуществлению лицензионной деятельности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденным Госгортехнадзором России 15.03.94г.

1.2. Проекты на разведку, разработку и обустройство нефтяных, газовых, газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа в пористой среде, строительство скважин на шельфе морей, месторождениях, содержащих агрессивные пластовые флюиды, высоконапорные горизонты с коэффициентом аномальности более 1, 3, продуктивные отложения на глубинах 4000 м и более, подлежат согласованию с Госгортехнадзором России, Все остальные проекты согласовываются с территориальным органом Госгортехнадзора, на территории которого планируется реализовать проект.

1.3. Предприятия и организации должны представлять соответствующим органам в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, декларацию промышленной безопасности.

1.4. Уровень промышленной безопасности при проектировании производств, сооружаемых на базе комплектного импортного оборудования или оборудования, изготавливаемого по иностранным лицензиям, должен быть не ниже устанавливаемого на основании требований настоящих Правил.

1.5. При работе на одном объекте нескольких предприятий порядок организации и производства работ должен определяться положением о взаимодействии между предприятиями, утверждаемым совместно руководителями этих предприятий, а при

работе нескольких подразделений одного предприятия - порядком, устанавливаемым руководством предприятия.

1.6. Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску

Перечень таких работ, порядок оформления нарядов-допусков, а также перечни должностей специалистов, имеющих право руководить этими работами, утверждаются техническим руководителем предприятия. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

1.7. На взрывопожароопасных объектах должен быть разработан план ликвидации возможных аварий (ПЛА) согласно Приложению 9 настоящих Правил, в котором с учётом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, исключению загораний или взрывов, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварии.

Последовательность операций при планировании готовности производственных объектов к действиям в аварийной ситуации и оценку достаточности предусмотренных мероприятий следует проводить в соответствии с Приложением 2 настоящих Правил.

1.8. Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляются в зависимости от установленных для субъекта Российской Федерации

Федерации предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе.

1.9. Зарубежные буровое, нефтепромысловое, геологоразведочное оборудование, а также оборудование для трубопроводного транспорта и технологии применяются на территории Российской Федерации по специальным разрешениям Госгортехнадзора России.



1.10. Все действующие и вновь вводимые в эксплуатацию объекты нефтегазодобывающего профиля должны быть снабжены трафаретами на хорошо просматриваемых местах с указанием наименования объекта, его номера или индекса (при наличии) и владельца.

1.11. Запрещается находиться посторонним лицам на территории производственного объекта, обозначенной в установленном на предприятии порядке, без разрешения руководителя работ или администрации.

1.12. Ликвидация и консервация скважин осуществляются в порядке, установленном «Инструкцией о порядке ликвидации и консервации скважин и оборудовании их устьев и стволов», утвержденной Госгортехнадзором России 19.08.94 г.

1.13. Предприятия и организации должны организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности согласно федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г., № 116-ФЗ.

Сведения об организации производственного контроля и о работниках, уполномоченных на его осуществление, представляются в территориальный орган Госгортехнадзора России, обеспечивающий государственный надзор на данной территории.

## 2. Требования к персоналу

2.1. К работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

2.2. Организация и порядок обучения, проведения инструктажей, проверки знаний и допуска персонала к самостоятельной работе должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.0.004 ССБТ [2] и «Положения о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов предприятий, организаций и объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России», утвержденных Госгортехнадзором России 19.05.93 г. [45].

2.3. Обучение в области промышленной безопасности рабочих основных профессий проводится в специализированных учебных центрах, комбинатах, имеющих разрешение (лицензии) территориальных органов Госгортехнадзора России.

2.4. К руководству работами по бурению, освоению и ремонту скважин, ведению геофизических работ в скважинах, а также по добыче и подготовке нефти и газа допускаются лица, имеющие образование по специальности и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности. Это положение распространяется также и на иностранных специалистов.

2.5. Специалисты с высшим и средним специальным образованием, работающие по рабочим специальностям, в том числе практиканты высших и средних специальных учебных заведений, для допуска их к самостоятельной работе должны иметь соответствующее удостоверение по рабочим профессиям.

2.6. Рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после обучения в соответствии с требованиями настоящих Правил, стажировки на рабочем месте, проверки знаний, проведения производственного инструктажа и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

2.7. Рабочие комплексных бригад, организацией труда которых предусматривается совмещение профессий, должны иметь соответствующую квалификацию, а также допуски к самостоятельной работе по основной и совмещаемой профессиям.

2.8. Производственный персонал должен владеть приемами оказания доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях. Обучение приемам оказания доврачебной помощи включается в программу первичной подготовки и повышения квалификации персонала в учебно-курсовых комбинатах (УКК) и других специализированных учебных заведениях.

2.9. Проверка знаний по безопасному ведению работ у рабочих должна проводиться ежегодно. При внедрении новых технологий, оборудования, изменений действующих правил безопасности после соответствующего обучения должна проводиться внеочередная проверка знаний.

2.10. Проверка знаний у руководящих работников и специалистов проводится не реже одного раза в три года.

2.11. Специалисты и рабочие, прибывшие на объект для работы, должны быть ознакомлены с правилами внутреннего распорядка, характерными опасностями и их признаками, обязанностями по конкретным тревогам и другим вопросам, входящим в объем вводного инструктажа. Сведения о проведении инструктажей фиксируются в специальных журналах с подтверждающими подписями инструктируемого и инструктирующего.

### 3. Требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам

3.1. Территория предприятия и размещение на ней сооружений, зданий, производственных объектов должны соответствовать проекту, разработанному с учетом требований СНиП 11-89-80. Территория предприятия, отдельных производственных объектов должна быть спланирована, ограждена (обозначена), застраиваться по генеральному плану. Режимность и характер охраны объектов определяется руководством предприятия, организации.

3.2. Буровые, насосные и компрессорные станции, другие производственные объекты должны иметь надежное транспортное сообщение с базами материально-технического обеспечения и местами дислокации основных производственных служб предприятия.

## Заключение

Цель данной работы была достигнута и были выполнены следующие задачи:

- Рассмотрены коллекторские свойства продуктивных пластов.
- Изучены физические свойства пластовой жидкости (нефти, газа, воды).
- Ознакомлены с показателями разработки залежи (продуктивного пласта).
- Рассмотрены схему системы ППД.
- Рассмотрены схему системы БКНС.
- Изучены технологический режим работы фонтанных скважин.
- Изучены технологический режим работы газлифтных скважин.
- Изучены технологический режим работы УСШН.
- Изучены технологический режим работы УПЦЭН.
- Рассмотрены конструкцию газопесочных якорей.
- Изучены устройства для борьбы с отложениями парафина.
- Рассмотрены схему промывки песчаной пробки.
- Изучены технические средства для исследования скважин перед капитальным ремонтом.
- Изучены схему установки обезвоживания нефти.
- Ознакомлены с электродегидратором.
- Изучены систему автоматизации нефтяных скважин.
- Рассмотрены автоматизированные групповые замерные установки.
- Рассмотрены автоматизация ДНС и сепарационных установок.
- Ознакомлены с техническими средствами для оперативного учета добываемой продукции; нефтепромысловые резервуары и их элементы.
- Рассмотрены технические средства для оперативного учета добываемой продукции;
- Ознакомлены с нефтепромысловые резервуары и их элементами.
- Изучены обеспечение требований охраны труда при обслуживании установок подготовки нефти, газа и воды.
- Изучены организацию безопасности жизнедеятельности в организации.

#### Список использованных источников

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений / Ю.П.Желтов. - М.: Недра, 2021. - 332 с.
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С. Бойко - М.: Недра, 2020. - 427 с.
3. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин / В.Г.Уметбаев. - М.: Недра, 2021. - 180 с.
4. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: 153-39.1-004-96 / Минтопэнерго РФ, 2020. - 87 с.
5. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л.Сургучев. - М.: Недра, 2022. - 308 с.
6. Усачев П. М. Гидравлический разрыв пласта / П. М.Усачев. - М.: Недра, 2020. - 168с.