

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Кожедеров Александр Игоревич
Должность: Директор филиала ИнДИ (филиал) ФГБОУ ВО "ЮГУ"
Дата подписания: 16.07.2026 23:55:14
Уникальный программный ключ: 7f4522f81a862743c2711b37d9dd0f6adf40c4c8

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

Обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования

Направление подготовки (специальности): 21.03.01 *Нефтегазовое дело*

Профиль: *Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти (ИнДИ)*

Форма обучения
Очно-заочная

Квалификация выпускника
Бакалавр

2026 год набора

Виды работ	Объём занятий по семестрам, час										Итого
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Самостоятельная работа									74		74
Дистанционные лекции									12		12
Дистанционные практические занятия									22		22
Форма контроля									Зачёты		-
Итого:									108		108
з.е.									3		3

Ханты-Мансийск, 2026 год
(город)

Предисловие

1. Программа разработана в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.12.2012 г. № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации», федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (ФГОС ВО) по направлению подготовки (специальности) *21.03.01 Нефтегазовое дело* утвержденного № 96 от 09.02.2018 года.

2. Разработчик(и):

Кандидат наук

ученая степень, ученое звание
(при наличии)

(подпись)

В. В. Бабарыкин

(И. О. Фамилия)

3. Согласовано:

Руководитель
образовательной
программы по
направлению подготовки
21.03.01 Нефтегазовое
дело

(подпись)

Г. В. Газя

(И. О. Фамилия)

4. Утверждаю:

Руководитель
структурного
подразделения
Индустриальный институт
(г. Нефтеюганск)

(подпись)

А. П. Янукия

(И. О. Фамилия)

Документ подписан простой электронной подписью в
электронной информационно образовательной среде
Elios 2.0 ФГБОУ ВО «ЮГУ»

Идентификатор документа: 95971



Подписант
Бабарыкин Валентин Валентинович
Газя Геннадий Владимирович
Янукия Арам Погосович

Дата подписания
15.05.2026 01:00:26
15.05.2026 17:34:11
16.05.2026 11:33:16

1 Цель освоения дисциплины

Целью освоения дисциплины является формирование у студентов системы знаний о технике и технологиях, применяемых при обслуживании и ремонте нефтепромыслового оборудования.

2 Место дисциплины в структуре ОПОП

Дисциплина относится к части, формируемой участниками образовательных отношений блока Б1 учебного плана, модуля «Дисциплины (модули) по выбору 2 (ДВ.2)».

3 Формируемые компетенции обучающегося

Планируемые результаты освоения ОПОП (компетенции), достижение которых обеспечивает дисциплина		Планируемые результаты (соотнесенные с установленными индикаторами достижения компетенции)
код компетенции	наименование компетенции	
ПК-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства	ПК-1.1 3-1: Цепочку технологических операций в системе "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции". Понятие технологического режима работы скважины. Способы добычи нефти. Конструкцию скважин. Конфигурацию ствола скважины. Технологию бурения скважин. Технологии ремонта скважин. ПК-1.2 3-1: Требования нормативных правовых актов Российской Федерации, локальных нормативных актов, распорядительных документов и технической документации в области добычи углеводородного сырья ПК-1.1 У-1: Рассчитывать и выбирать конструкцию скважины, обсадные и буровые колонны, долота. Анализировать технологические показатели работы скважины. Обслуживать замерные установки. проводить расчеты технологических процессов в системе "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции" ПК-1.2 У-1: Читать технологические схемы, чертежи и техническую

		документацию специального назначения ПК-1.1 В-1: Матрицей принятия решений при выборе рациональных типов оборудования для строительства и ремонта скважин в конкретных геолого-технических условиях. Практическим опытом снятия и анализа фактических параметров системы "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции" ПК-1.2 В-1: Навыками составления технической документации специального назначения
ПК-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии нефтегазового производства	ПК-2.1 3-1: Назначение, устройство и принцип действия оборудования по добыче углеводородного сырья ПК-2.2 3-1: Назначение, устройство и принцип действия оборудования при ремонте и строительстве скважин ПК-2.4 3-1: Назначение, правила эксплуатации и ремонта нефтегазопромыслового оборудования; причины и виды отказов и методы обеспечения надежности машин и оборудования при эксплуатации. Принципы организации и технологии ремонтных работ, методы монтажа, регулировки и наладки оборудования ПК-2.5 3-1: Отраслевые стандарты, технические регламенты, руководства (инструкции), устанавливающие требования к эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья ПК-2.1 У-1: Разрабатывать мероприятия, направленные на повышение эффективности работы оборудования скважин ПК-2.2 У-1: Рассчитывать параметры режима бурения скважин, технические

	параметры буровых машин и установок по заданным технологическим требованиям; рассчитывать параметры при проведении технологических операций при ремонте скважин ПК-2.3 У-1: Подбирать подходящие конфигурации эксплуатационного оборудования скважины; разрабатывать и планировать внедрение нового оборудования ПК-2.4 У-1: Составлять график ППР, ДО и технического обслуживания нефтегазопромыслового оборудования; планировать и контролировать работы по устранению (предотвращению) вредного влияния осложняющих факторов при эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования ПК-2.5 У-1: Разрабатывать инструкции по эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья на основе заводских инструкций с учетом особенностей условий эксплуатации ПК-2.1 В-1: Навыками анализа технических параметров оборудования по добыче углеводородного сырья ПК-2.2 В-1: Навыками подготовки предложений в план строительства, капитального и текущего ремонта скважин ПК-2.3 В-1: Навыками выработки рекомендаций по применению новых конструкций эксплуатационного оборудования скважин с учетом характеристик пласта и работы скважин ПК-2.4 В-1: Навыками контроля соблюдения технологической дисциплины и правильной эксплуатации оборудования; навыками организации технического обслуживания и ремонта машин и
--	--

		оборудования. методами диагностики и технического обслуживания технологического оборудования (наружный и внутренний осмотр) в соответствии с требованиями промышленной безопасности и охраны труда. Навыками разработки мероприятий, направленных на предупреждение аварий, инцидентов, отказов нефтегазопромыслового оборудования ПК-2.5 В-1: Навыками ведения промысловой документации и отчетности
--	--	---

4 Структура и содержание дисциплины

Общая трудоемкость дисциплины составляет 3 зачетных единицы, 108 часов.

№ п/п	Тема	Трудоемкость по видам учебной работы, час					Код компетенции	Оценочные средства
		Занятия лекционного типа	Практические занятия	Лабораторные занятия	Консультации	Самостоятельная работа		
1	Система технического обслуживания и ремонта оборудования	2	6			16	ПК-1; ПК-2.	Доклад, сообщение, презентация; Собеседование; Практическое задание.
2	Производственная эксплуатация оборудования	2	4			12	ПК-1; ПК-2.	Доклад, сообщение, презентация; Собеседование; Практическое задание.
3	Проведение ТО и ТР фонтанной арматуры устья скважины	2	4			12	ПК-1; ПК-2.	Доклад, сообщение, презентация; Собеседование; Практическое задание.

4	Проведение ТО и ТР станка-качалки	2	2			10	ПК-1; ПК-2.	Доклад, сообщение, презентация; Собеседование; Практическое задание.
5	Проведение ТО и ТР ЦНС	2	2			12	ПК-1; ПК-2.	Доклад, сообщение, презентация; Собеседование; Практическое задание.
6	Проведение ремонта ЭЦН и ШГН	2	4			12	ПК-1; ПК-2.	Доклад, сообщение, презентация; Собеседование; Практическое задание.
Итого		12	22			74	—	

5 Образовательные технологии, используемые при различных видах учебной работы

№ темы	Образовательная технология
1-6	Дистанционные технологии
1-6	Технология традиционного обучения

6 Методические материалы по освоению дисциплины

Электронная информационно - образовательная среда представлена личным кабинетом, расположенным по ссылке <https://itport.ugrasu.ru>, электронной библиотечной системой <https://lib.ugrasu.ru>, электронным каталогом Научной библиотеки ЮГУ <https://irbis.ugrasu.ru> и системой дистанционного обучения.

Методические материалы для обучающихся представлены в электронном виде в системе Moodle по ссылке <http://eluniver.ugrasu.ru>.

Методические материалы для обучающихся из числа инвалидов и лиц с ОВЗ предоставляются в формах, адаптированных к ограничениям их здоровья и восприятия информации.

6.1 Методические указания к занятиям лекционного типа

Написание конспекта лекций: кратко, схематично, последовательно фиксировать основные положения, выводы, формулировки, обобщения; пометать важные мысли, выделять ключевые слова, термины. Проверка терминов, понятий с помощью энциклопедий, словарей, справочников с выписыванием толкований в тетрадь. Обозначить вопросы, термины, материал, который вызывает трудности, пометить и попытаться найти ответ в рекомендуемой литературе. Если самостоятельно не удастся разобраться в материале, необходимо сформулировать вопрос и задать его научно-педагогическому работнику на консультации, на практическом занятии.

6.2 Методические указания к практическим занятиям

Целью практических занятий является закрепление теоретических знаний и приобретение практических умений и навыков. Методические рекомендации по каждой

практической работе имеют теоретическую часть, подготовленную отдельно, или указание на источник, необходимый для подготовки к соответствующему практическому занятию, с необходимыми для выполнения работы формулами, пояснениями, таблицами и графиками; алгоритм выполнения заданий. Практические задания сочетаются с теоретическими знаниями. Проведению практического занятия как правило предшествует самостоятельная работа обучающегося.

6.3 Методические указания к самостоятельной работе

В рамках самостоятельной работы обучающийся знакомится с рабочей программой, особое внимание должно уделяться целям и задачам, структуре и содержанию дисциплины. Анализируется конспект лекций, ведется подготовка ответов к контрольным вопросам, просматривается рекомендуемая литература, используются аудио-видеозаписи по заданной теме, решаются расчетно-графические задания, задачи по алгоритму и др.

7 Оценочные материалы для текущего контроля успеваемости, промежуточной аттестации по итогам освоения дисциплины, учебно-методическое обеспечение самостоятельной работы обучающихся.

Текущий контроль успеваемости обеспечивает оценивание хода освоения дисциплин (модулей). Для осуществления процедуры текущего контроля успеваемости обучающихся НПР создаются оценочные материалы (фонды оценочных средств), позволяющие оценить достижение запланированных результатов обучения и уровень сформированности компетенций.

Промежуточная аттестация обучающихся производится в дискретные временные интервалы НПР, обеспечивающими реализацию дисциплины в форме: зачёты.

Учебно-методическое обеспечение самостоятельной работы обучающихся предполагает предоставление студентам методических рекомендаций по изучению дисциплины, учитывающих особенности ее построения, освоения, преподавания и представлено как электронный учебно-методический комплект документов по дисциплине, размещено в системе управления обучением «Moodle» (сайт Университета по ссылке <http://eluniver.ugrasu.ru>) и/или в других системах управления обучением электронной информационно-образовательной среды Университета.

Обучение и контроль обучающихся из числа инвалидов и лиц с ограниченными возможностями здоровья при необходимости осуществляется с использованием специальных методов обучения и дидактических материалов, составленных с учетом особенностей психофизического развития, индивидуальных возможностей и состояния здоровья таких обучающихся (обучающегося).

Учебно-методические материалы для самостоятельной работы обучающихся из числа инвалидов и лиц с ограниченными возможностями здоровья предоставляются в формах, адаптированных к ограничениям их здоровья и восприятия информации.

7.1 Технологическая карта дисциплины 9-й семестр

№ п/п	Название темы	Максимальное количество баллов
Обязательный уровень (текущая аттестация)		
1	Система технического обслуживания и ремонта оборудования	12
2	Производственная эксплуатация оборудования	12
3	Проведение ТО и ТР фонтанной арматуры устья скважины	12
4	Проведение ТО и ТР станка-качалки	10
5	Проведение ТО и ТР ЦНС	12

6	Проведение ремонта ЭЦН и ШГН	12
		70
Обязательный уровень (промежуточная аттестация)		
7	Зачёты	30
		30
	Итого	100
Дополнительный уровень		
8	Реферат	15
		15

Шкала оценивания результатов по балльной системе (зачёты):

Зачтено с 50 по 100 баллов;

Не зачтено с 0 по 49 баллов.

7.2 Примерные темы докладов, сообщений, презентаций

Темы докладов по дисциплине «Обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования»

1. Интенсивность отказов.
2. Средняя наработка, параметр потока отказов.
3. Долговечность и ее показатели.
4. Количественная оценка долговечности .
5. Ремонтопригодность машин и ее показатели.
6. Мероприятия по улучшению ремонтопригодности машин.
7. Комплексные показатели ремонтопригодности оборудования.
8. Виды дефектов и повреждений нефтепромысловых машин.
9. Износ элементов нефтепромыслового оборудования.
10. Деформация и изломы элементов оборудования.
11. Коррозионные повреждения нефтепромыслового оборудования.
12. Сорбционно-механическое разрушение элементов нефтепромыслового оборудования.
13. Сорбционные разрушения элементов оборудования.
14. Коррозионно-механические разрушения элементов оборудования.
15. Методы оценки состояния машин и оборудования.
16. Классификация средств дефектации деталей.
17. Основные сведения о технической диагностике.
18. Методы и средства технической диагностики.
19. Дефектоскопия нефтепромыслового оборудования.
20. Акустические методы дефектоскопии.
21. Магнитные методы дефектоскопии.
22. Тепловые методы дефектоскопии.
23. Радиационные методы дефектоскопии.
24. Основные сведения о смазке. Назначение и классификация смазочных материалов.

25. Эксплуатация насосно-компрессорных труб
26. Технология ремонта и правки насосно-компрессорных труб.
27. Приемка, хранение, транспортировка НКТ.
28. Эксплуатация насосных штанг.
29. Технология ремонта и правки насосных штанг.
30. Приемка, хранение, транспортировка насосных штанг.
31. Приемка, хранение, транспортировка привода ШГН
32. Диагностика насосов типа ЦНС.
33. Основные сведения о безопасной эксплуатации оборудования для фонтанной добычи нефти.
34. Условия эксплуатации фонтанного оборудования и требования, предъявляемые к нему.
35. Эксплуатация и техническое обслуживание фонтанной арматуры.
36. Ремонт фонтанной арматуры.
37. Монтаж и демонтаж фонтанной (устьевой) арматуры.
38. Характерные неисправности фонтанной (устьевой) арматуры и методы их устранения.
39. Эксплуатация и техническое обслуживание ШСНУ.
40. Монтаж и демонтаж ШСНУ.
41. Ремонт основных элементов станка-качалки.
42. Характерные неисправности СК и их причины.
43. Методы устранения характерных неисправностей СК.
44. Монтаж и демонтаж балансирного привода ШГН
45. Ремонт редукторов СК.
46. Характерные неисправности редуктора СК и их причины.
47. Методы устранения характерных неисправностей редукторов СК.
48. Эксплуатация, техническое обслуживание и монтаж редуктора станка-качалки.
49. Эксплуатация ШГН.
50. Монтаж и демонтаж ШГН
51. Приемка, хранение и транспортирование ШГН.
52. Характерные неисправности ШГН и их причины.
53. Методы устранения характерных неисправностей ШГН
54. Ремонт штанговых глубинных насосов.
55. Ремонт и испытание клапанной пары.
56. Основные сведения о безопасной эксплуатации УШСН.
57. Эксплуатация и техническое обслуживание УЭЦН.
58. Характерные неисправности УЭЦН и их причины.
59. Методы устранения характерных неисправностей УЭЦН.
60. Ремонт центробежного погружного насоса.
61. Послеремонтное испытание погружных центробежных насосов.
62. Ремонт гидрозащиты УЭЦН.
63. Ремонт и послеремонтное испытание ПЭД.
64. Ремонт и послеремонтные испытания кабеля УЭЦН.
65. Основные сведения о безопасной эксплуатации УЭЦН.

66. Монтаж и демонтаж скважинных диафрагменных электронасосов.
67. Эксплуатация и техническое обслуживание скважинных диафрагменных электронасосов.
68. Эксплуатация и техническое обслуживания насосов типа ЦНС.
69. Характерные неисправности ЦНС и их причины.
70. Методы устранения характерных неисправностей ЦНС.
71. Ремонт ЦНС.
72. Основные сведения о безопасной эксплуатации ЦНС.
73. Ремонт подшипников скольжения.
74. Монтаж ЦНС.
75. Монтаж оборудования для сбора и хранения нефти.

7.3 Примерные вопросы для собеседования

Вопросы к собеседованию по дисциплине «Обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования»

1. Интенсивность отказов.
2. Средняя наработка, параметр потока отказов.
3. Долговечность и ее показатели.
4. Количественная оценка долговечности .
5. Ремонтпригодность машин и ее показатели.
6. Мероприятия по улучшению ремонтпригодности машин.
7. Комплексные показатели ремонтпригодности оборудования.
8. Виды дефектов и повреждений нефтепромысловых машин.
9. Износ элементов нефтепромыслового оборудования.
10. Деформация и изломы элементов оборудования.
11. Коррозионные повреждения нефтепромыслового оборудования.
12. Сорбционно-механическое разрушение элементов нефтепромыслового оборудования.
13. Сорбционные разрушения элементов оборудования.
14. Коррозионно-механические разрушения элементов оборудования.
15. Методы оценки состояния машин и оборудования.
16. Классификация средств дефектации деталей.
17. Основные сведения о технической диагностике.
18. Методы и средства технической диагностики.
19. Дефектоскопия нефтепромыслового оборудования.
20. Акустические методы дефектоскопии.
21. Магнитные методы дефектоскопии.
22. Тепловые методы дефектоскопии.
23. Радиационные методы дефектоскопии.
24. Основные сведения о смазке. Назначение и классификация смазочных материалов.

25. Эксплуатация насосно-компрессорных труб
26. Технология ремонта и правки насосно-компрессорных труб.
27. Приемка, хранение, транспортировка НКТ.
28. Эксплуатация насосных штанг.
29. Технология ремонта и правки насосных штанг.
30. Приемка, хранение, транспортировка насосных штанг.
31. Приемка, хранение, транспортировка привода ШГН
32. Диагностика насосов типа ЦНС.
33. Основные сведения о безопасной эксплуатации оборудования для фонтанной добычи нефти.
34. Условия эксплуатации фонтанного оборудования и требования, предъявляемые к нему.
35. Эксплуатация и техническое обслуживание фонтанной арматуры.
36. Ремонт фонтанной арматуры.
37. Монтаж и демонтаж фонтанной (устьевой) арматуры.
38. Характерные неисправности фонтанной (устьевой) арматуры и методы их устранения.
39. Эксплуатация и техническое обслуживание ШСНУ.
40. Монтаж и демонтаж ШСНУ.
41. Ремонт основных элементов станка-качалки.
42. Характерные неисправности СК и их причины.
43. Методы устранения характерных неисправностей СК.
44. Монтаж и демонтаж балансирного привода ШГН
45. Ремонт редукторов СК.
46. Характерные неисправности редуктора СК и их причины.
47. Методы устранения характерных неисправностей редукторов СК.
48. Эксплуатация, техническое обслуживание и монтаж редуктора станка-качалки.
49. Эксплуатация ШГН.
50. Монтаж и демонтаж ШГН
51. Приемка, хранение и транспортирование ШГН.
52. Характерные неисправности ШГН и их причины.
53. Методы устранения характерных неисправностей ШГН
54. Ремонт штанговых глубинных насосов.
55. Ремонт и испытание клапанной пары.
56. Основные сведения о безопасной эксплуатации УШСН.
57. Эксплуатация и техническое обслуживание УЭЦН.
58. Характерные неисправности УЭЦН и их причины.
59. Методы устранения характерных неисправностей УЭЦН.
60. Ремонт центробежного погружного насоса.
61. Послеремонтное испытание погружных центробежных насосов.
62. Ремонт гидрозащиты УЭЦН.
63. Ремонт и послеремонтное испытание ПЭД.
64. Ремонт и послеремонтные испытания кабеля УЭЦН.
65. Основные сведения о безопасной эксплуатации УЭЦН.

- 66. Монтаж и демонтаж скважинных диафрагменных электронасосов.
- 67. Эксплуатация и техническое обслуживание скважинных диафрагменных электронасосов.
- 68. Эксплуатация и техническое обслуживания насосов типа ЦНС.
- 69. Характерные неисправности ЦНС и их причины.
- 70. Методы устранения характерных неисправностей ЦНС.
- 71. Ремонт ЦНС.
- 72. Основные сведения о безопасной эксплуатации ЦНС.
- 73. Ремонт подшипников скольжения.
- 74. Монтаж ЦНС.
- 75. Монтаж оборудования для сбора и хранения нефти.

7.4 Примерный комплект практических заданий

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по дисциплине «Обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования»
для студентов направления 21.03.01 Нефтегазовое дело

ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ УСТАНОВОК СКВАЖИННЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

Ханты-Мансийск, 2020

УДК

Методические указания к выполнению по выполнению лабораторной работы **Обслуживание и ремонт установок скважинных центробежных электронасосов** по дисциплине «Обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования» для студентов направления 21.03.01 Нефтегазовое дело, Югорский государственный университет. – Ханты-Мансийск, 2020. – 11 с.

Учебно-методические рекомендации рассмотрены и рекомендованы к изданию на заседании методического совета института нефти и газа __. __.2020 года, протокол № 6.

Составители: В.В. Бабарыкин, к.т.н., доцент института нефти и газа

«Югорский государственный университет», 2020 г.

1. ВВЕДЕНИЕ

Цели работы:

1. Изучение конструкции установок скважинных центробежных электронасосов;
2. Изучение порядка монтажа и демонтажа установок скважинных центробежных электронасосов;
3. Изучение методики технического обслуживания и ремонта установок скважинных центробежных электронасосов.

Задачи:

1. Изучить теоретические основы эксплуатации и ремонта установок скважинных центробежных электронасосов;
2. Познакомиться с конструкцией скважинного центробежного электронасоса (выполнить компьютерную лабораторную работу);
3. Ответить на тестовые задания.

2. ТЕОРИЯ. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1. Монтаж установок скважинных центробежных электронасосов

Прежде чем монтировать установку скважинного центробежного электронасоса (УЭЦН) (рис. 1), необходимо тщательно подготовить скважину для эксплуатации. Для этого требуется в первую очередь промыть скважину, то есть очистить забой от песчаной пробки, парафина и возможных посторонних предметов. Перед спуском погружного агрегата необходимо проверить внутренность обсадной колонны от устья до глубины, превышающей глубину спуска агрегата на 100-150 м. Проверка осуществляется специальным шаблоном, длина которого выбирается несколько больше, чем максимальная длина агрегата. Диаметр шаблона выбирается на 3-4 мм меньше минимального диаметра эксплуатационной колонны скважины. Свободное прохождение шаблона будет свидетельствовать, что внутренний диаметр эксплуатационной колонны скважины удовлетворяют условиям размещения в ней скважинного агрегата.

Перед спуском агрегата в скважину для облегчения его сборки и сохранения целостности кабеля необходимо провести тщательную центровку вышки или мачты относительно устья скважины.

Перед монтажом необходимо провести линию электропередачи напряжением 380 В от силового трансформатора до скважины.

Перед доставкой скважинного центробежного электронасоса (ЭЦН) на скважину необходимо тщательно проверить все оборудование в соответствии с инструкцией на эксплуатацию. В насосе проверяют свободное вращение вала от руки при помощи шлицевого ключа. Измеряют сопротивление изоляции обмотки статора двигателя насоса мегомметром при напряжении 500 или 1000 В. Оно должно быть не менее 100 МОм при температуре 20 °С.

Проверяют пробивное напряжение трансформаторного масла, которым заполняется двигатель. Оно должно быть не менее 30 кВ. Должны быть проверены герметичность двигателя и вращение вала. В гидрозащите вал должен вращаться свободно, без заедания. Из полностью заполненного протектора густым маслом должно быть слито 0,7 литра масла. Во всех элементах УЭЦН должно быть проверено наличие шлицевой муфты. По окончании подготовительных работ все секции насоса, гидрозащита, двигатель и муфта кабельного ввода должны быть закрыты крышками с уплотнительными кольцами.

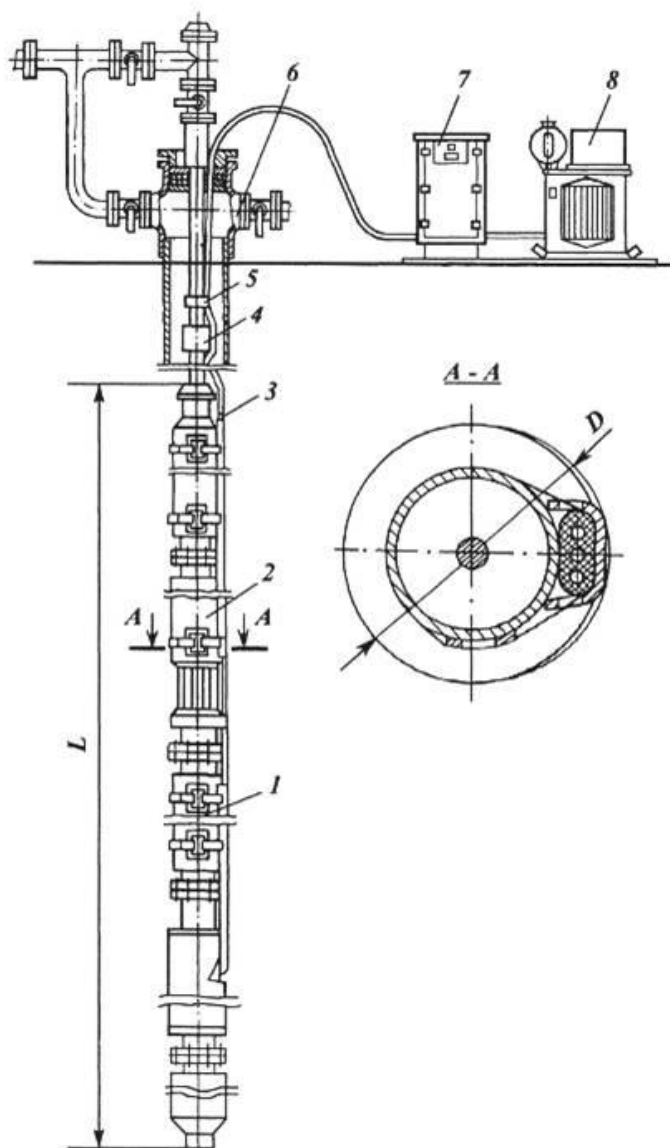


Рис. 1. Установка скважинного центробежного электронасоса:

- 1 - электродвигатель с гидрозащитой; 2 - насос; 3 - кабельная линия; 4 - колонна насосно-компрессорных труб; 5 - пояс; 6 - оборудование устья скважины; 7 - станция управления (комплектное устройство); 8 - трансформатор

Станция управления должна быть испытана на холостом ходу с проверкой электрического соединения аппаратов.

Сопrotивление изоляции обмоток трансформатора и автотрансформатора должно быть не менее 10 МОм.

После проверки изоляции насос, двигатель и протектор перевозят на скважину на транспортировочном агрегате (рис. 2), оборудованном краном для погрузки и разгрузки. Оборудование размещают на платформе агрегата по всей длине и укладывают на специальных подкладках. Свисание оборудования не допускается. Кабельный барабан погружают на агрегат путем накатывания его по двум откидным погрузочным рампам при помощи лебедки, установленной на агрегате.

При отсутствии спецагрегата УЭЦН перевозят на бортовых автомашинах с длинным кузовом, при этом насос и двигатель транспортируют в специальных футлярах. Можно использовать для перевозки специально изготовленные сани. Кабель перевозится намотанным на барабан. Станцию управления необходимо перевозить с соблюдением правил транспортирования КИП и релейной аппаратуры. Кантовать и сбрасывать оборудование УЭЦН запрещается. Погрузка и разгрузка двигателя и секций насоса осуществляется специальным приспособлением с захватом в двух местах (расстояние между точками захвата не менее 1,5 м).

У скважины оборудование УЭЦН размещается в определенном порядке (рис. 3).

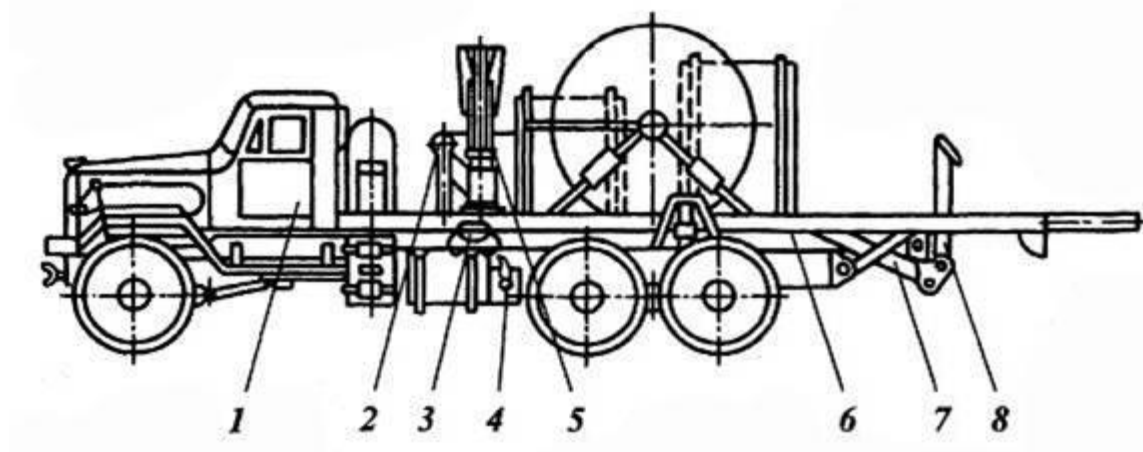


Рис. 2. Агрегат для транспортирования УЭЦН:

1 - шасси автомобиля; 2 - стойка с роликами; 3 - лебедка; 4 - искрогаситель; 5 - гидравлический кран; 6 - рама агрегата; 7 - качающаяся рама; 8 - откидные трапы

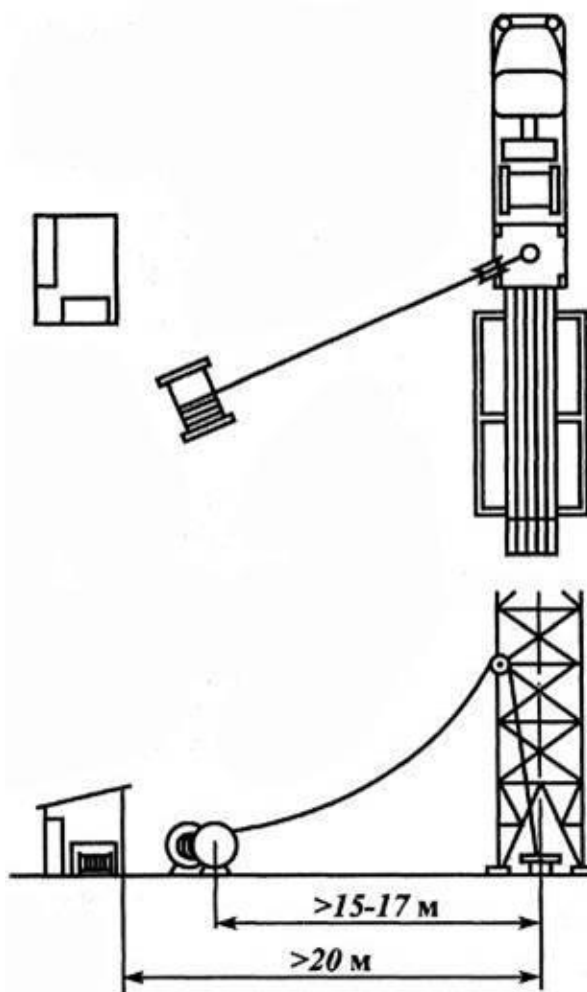


Рис. 3. План размещения наземного оборудования

Станция управления и трансформатор с естественным воздушным охлаждением устанавливают в помещении площадью $2 \times 2,5$ м и высотой 1,9-2 м на расстояние не менее 20 м от устья скважины. Высота фундаментов (постаментов) должна быть такой, чтобы были исключены затопление водой и занос снегом установленного на них оборудования. Кожух трансформатора, станция управления и броня кабеля должны быть подсоединены к заземляющему контуру. Для спуско-подъемных работ с кабелем применяется механизированный кабельный барабан. Он устанавливается в 15-17 м от устья скважины в поле зрения тракториста. Ось барабана должна быть перпендикулярна к линии, соединяющей центры барабана и устья скважины. Кабель, идущий в скважину, должен опускаться с верхней части барабана и проходить через направляющий ролик, подвешенный над устьем скважины на мачте агрегата для подземного ремонта на высоте 8-10 м. Скважинное оборудование монтируется на устье скважины непосредственно перед его спуском. Необходимо тщательно собирать агрегат при соблюдении максимальной чистоты. Места установки обратного и сливного клапанов, крышки кабельного ввода, пробок и упаковочных крышек должны быть полностью очищены и насухо вытерты.

При атмосферных осадках проводить монтаж агрегата запрещается из-за проникновения грязи и влаги в агрегат.

Монтаж агрегата с гидрозащитой типа К выполняется в следующей последовательности:

1. закрепляют монтажный хомут-элеватор на головке электродвигателя, после чего электродвигатель опускают в скважину до посадки хомута-элеватора на фланец колонной головки;

2. поднимают протектор над скважиной при помощи хомута-элеватора, закрепленного на корпусе протектора под его головкой и, постепенно опуская протектор, соединяют его вал с валом электродвигателя шлицевой муфтой;
3. устанавливают пружинные шайбы на шпильку и гайками соединяют протектор с электродвигателем, обеспечивая надежную и равномерную затяжку гаек;
4. приподнимают протектор с электродвигателем над устьем скважины при помощи хомута-элеватора, закрепленного под головкой протектора, и через обратный клапан основания электродвигателя закачивают масло до появления его через отверстие токоввода, затем закрывают клапан пробкой;
5. соединяют кабельную муфту с колодкой токоввода электродвигателя и через опрессовочную крышку закачивают в электродвигатель масло до полного удаления воздуха, затем производят опрессовку кабельного ввода и фланцевого соединения электродвигателя с компенсатором на давление 0,5-1,0 МПа;
6. снимают опрессовочную крышку, устанавливают на электродвигатель протектор, закачивают в него масло и опускают электродвигатель с протектором в скважину до посадки хомута-элеватора на фланец колонной головки;
7. подсоединив электродвигатель через станцию управления и трансформатор (автотрансформатор) к электросети при помощи кабеля, устанавливают путем кратковременного включения (2 с) направление вращения вала двигателя; вращение должно быть по часовой стрелке, если смотреть сверху;
8. отсоединяют двигатель от сети, сделав на основном кабеле соответствующие пометки для правильного последующего включения двигателя в сеть;
9. вывинчивают из ловильной головки насоса упаковочную пробку и, ввернув на ее место переводник, поднимают насос над скважиной на элеваторе, а затем, медленно опуская его, соединяют валы протектора и насоса шлицевой муфтой;
10. соединяют корпуса протектора и насоса болтами, равномерно и надежно затягивая их.

При соединении насоса, протектора и двигателя необходимо следить, чтобы вырез на головке двигателя под плоский кабель, срезы на фланцах протектора и направляющие ребра на насосе были расположены на одной линии.

Аналогично монтируют агрегат с двухсекционным насосом. При этом верхняя секция насоса присоединяется после того, как двигатель, протектор и полость подшипника в основании нижней секции заполнены маслом и опрессованы.

После выполнения перечисленных операций приступают к спуску погружного агрегата в скважину на заданную глубину. После спуска первой НКТ на фланце обсадной колонны устанавливают подставку.

Для защиты от повреждений плоский кабель закрывают специальным кожухом. Крепление кожухов к погружному агрегату и круглого кабеля к НКТ осуществляется специальными поясами. Кожуха снабжены специальными пазами для размещения поясов. На НКТ пояса располагают на расстоянии 200-250 мм от верхнего и нижнего торцов каждой муфты. В ответственных случаях в середине трубы устанавливают третий пояс. В месте соединения плоского и круглого кабеля необходимо устанавливать по 2 пояса с каждой стороны, то есть над местом сращивания и под ним. Пояса затягивают клещами или специальным приспособлением.

В колонне НКТ через одну трубу после насоса устанавливают обратный и спускной клапаны.

Монтаж заканчивают установкой оборудования устья скважины, которое обеспечивает подключение трубопровода для отбора газа из межтрубного (кольцевого) пространства; установкой на выкидном трубопроводе манометра, задвижки и крана для отбора проб жидкости; уплотнением кабеля в проходном отверстии трубной головки (при газовых проявлениях).

Перед пуском установки аппараты станции управления регулируют в соответствии с номинальным током электродвигателя. В процессе пускового режима контролируют показания амперметра и вольтметра до наступления установившегося режима работы электродвигателя (до понижения тока от пускового до рабочего).

2.2. Техническое обслуживание установок скважинных центробежных электронасосов

При хорошо выполненном монтаже скважинного агрегата и спуске его в скважину наблюдение за его работой заключается в следующем.

1. Не реже одного раза в неделю замеряют подачу насоса.
2. При спуске установки, а также еженедельно замеряют напряжение и силу тока электродвигателя.
3. При сопротивлении изоляции 50 кОм и ниже скважинный агрегат поднимают.
4. При отключении установки устройством контроля изоляции (УКИ) после предварительного замера мегомметром сопротивление изоляции системы «кабель-двигатель» погружной агрегат поднимают.
5. При отключении установки повторно пускают ее только после измерения сопротивления изоляции системы «кабель-двигатель».
6. Периодически очищают аппаратуру станции управления от пыли и грязи, подтягивают ослабевшие и зачищают подгоревшие контакты, проверяют затяжку болтов на вводе и выводе и перемычках трансформатора или автотрансформатора (обесточенных).
7. Устраняют все другие неисправности аппаратуры согласно инструкции по эксплуатации.

При включении установки в работу после двух пусков необходимо проверять сопротивление изоляции системы «кабель-двигатель». Если невозможно устранить отказ установки, то необходимо поднять погружной агрегат.

2.3. Подъем и демонтаж установок скважинных центробежных электронасосов

Перед подъемом размещают у устья скважины подъемный агрегат и центрируют его талевую систему относительно устья скважины.

На площадке, также как и перед монтажом, располагают механизированный кабеленаматыватель или опоры с пустым кабельным барабаном. На мачте подъемного агрегата закрепляют подвеску. Подготавливают и располагают, также как перед монтажом, мостки или подставки для укладки на них поднимаемых труб и составных частей насоса. Подготавливают инструмент и принадлежности, которые использовались при монтаже и спуске насоса и электродвигателя.

Отсоединяют кабельную линию, по которой электроэнергия подавалась к погружному электродвигателю от наземного электрооборудования и протягивают отсоединенный конец через подвеску по направлению к пустому кабельному барабану. Разбирают устьевую арматуру, приподнимают колонну насосно-компрессорных труб с установкой, устанавливают и закрепляют пьедестал на фланце колонной головки. Затем производят подъем установки в последовательности, обратной процессу спуска, соблюдая следующие указания:

- поднимая установку из скважины, необходимо помнить, что она требует такого же осторожного и бережного обращения, как и при спуске в скважину, особую осторожность необходимо соблюдать при обращении с кабельной линией;
- при подъеме нельзя допускать проворота колонны насосно-компрессорных труб вокруг своей оси, по мере подъема труб кабель освобождают от поясов;

- отсоединенный конец кабельной линии заправляют в кабельный барабан и аккуратно наматывают кабель на барабан, не допуская его волочения по земле;
- запрещается сматывать кабель на землю, в процессе подъема необходимо тщательно осматривать кабель, выявлять и отмечать места его повреждений;
- после того, как в насосно-компрессорных трубах появится жидкость, необходимо сбросить в них металлический стержень, который собьет конец штуцера спускного клапана, нельзя бросать металлический стержень в пустые трубы, так как он разовьет большую скорость и может повредить насосно-компрессорные трубы и обратный клапан насоса;
- после подъема последней насосно-компрессорной трубы снимают пьедестал.

Демонтаж секций насоса производят в последовательности обратной процессу монтажа. При этом из демонтированных секций спускают всю оставшуюся жидкость, и затем заполняют секции любым маслом. При демонтаже секций проверяют легкость вращения вала. Демонтированные секции укладывают на мостки или подставки.

Подвешивают двигатель на монтажном хомуте-элеваторе, установленном на протекторе, поднимают чуть выше уровня головки электродвигателя, устанавливают на головку электродвигателя хомут-элеватор и подвешивают на фланце колонной головки.

Проверяют герметичность двигателя с кабельной муфтой опрессовкой давлением масла 0,3 МПа.

Отсоединяют протектор от электродвигателя, сливают из протектора масло, что вытечет из его нижней головки, надевают на головки протектора транспортировочные крышки с новыми уплотнительными кольцами, укладывают на мостки, снимают монтажный хомут-элеватор.

Устанавливают крышку на головку электродвигателя с новым уплотнительным кольцом.

Протирают насухо кабельную муфту и вокруг нее и отсоединяют от электродвигателя муфту так, чтобы в узел токоввода не попала вода или грязь.

Замеряют и фиксируют сопротивление изоляции электродвигателя и устанавливают на место муфты крышку с новым уплотнительным кольцом.

После отсоединения кабельной муфты от двигателя замеряют и фиксируют сопротивление изоляции кабельной линии и закрывают муфту крышкой.

Снимают конец кабельной линии с муфтой с подвески, наматывают на барабан и закрепляют на нем.

При демонтаже электродвигателя:

поднимают электродвигатель до уровня головки компенсатора, устанавливают на компенсатор монтажный хомут-элеватор и подвешивают на фланце колонной головки;

заворачивают перепускные клапаны в основании электродвигателя и в головке компенсатора до упора при помощи ключа;

отсоединяют электродвигатель от компенсатора и устанавливают на компенсатор и на основание электродвигателя крышки с новыми уплотнительными кольцами, в компенсаторе предварительно устанавливают в отверстие полиэтиленовую пробку;

укладывают электродвигатель на мостки или на подставки и снимают хомут-элеватор.

поднимают и укладывают компенсатор, снимают монтажный хомут-элеватор.

При демонтаже двигателя проверяют легкость вращения вала протектора и электродвигателя.

Если при демонтаже электродвигателя или его секций окажется, что количество масла в нем уменьшилось и не заполняет внутреннюю полость головки, то производят дозаправку диэлектрическим маслом через обратный клапан в основании до его перелива через головку.

Проводят тщательный внешний осмотр всего поднятого оборудования и фиксируют все обнаруженные дефекты.

По окончании демонтажа результаты внешнего осмотра, результаты замеров сопротивления изоляции кабеля, электродвигателя, герметичности двигателя, результаты проверки вращения валов заносят в эксплуатационный паспорт.

2.4. Ремонт установок скважинных центробежных электронасосов

В ЦБПО ремонтируют скважинный агрегат и кабель. Ремонт трансформатора и станции управления производится на электроремонтных предприятиях. Конструкция скважинного агрегата позволяет отдельно ремонтировать электродвигатель, насос, гидрозащиту. ЦБПО по ремонту скважинного агрегата обычно имеет следующие цеха:

1. по ремонту насоса с участками разборки, мойки, дефектации двигателей, сборки и испытания;
2. по ремонту гидрозащиты с участками разборки, мойки, заправки маслом и испытания;
3. по ремонту электродвигателя с участками разборки, сборки, обмотки, сушки и испытания электродвигателя;
4. по ремонту кабеля;
5. литейный цех, механический и склад.

Технология ремонта и ТУ на ремонт должны предусматривать полное восстановление первоначальных заводских параметров скважинного агрегата.

Технология ремонта предусматривает следующие работы.

I. По насосу:

1. наружная очистка от грязи, эксплуатационной среды, парафина, солей;
2. разборка на специальном стеллаже с применением механического ключа для развинчивания корпуса и лебедки для извлечения пакета ступеней;
3. разборка пакета ступеней насоса и других сборочных единиц;
4. мойка деталей;
5. дефектация деталей и подшипников на годные, подлежащие ремонту и подлежащие списанию;
6. ремонт деталей, признанных подлежащими ремонту;
7. замена забракованных деталей на новые или отремонтированные;
8. сборка, смазка и регулировка насоса; при сборке пакет ступеней насоса, собранный на валу, должен свободно входить в корпус насоса; стяжку пакета ступеней осуществляют при помощи шарнирных ключей крутящим моментом 800-1000 Нм; в собранном насосе вал должен проворачиваться без заедания при приложении крутящего момента не более 8,5 Нм;
9. испытание насоса в соответствии с ТУ на стенде, с целью подтверждения соответствия нормативно-технической документации его характеристики; перед испытанием насос подвергают обкатке на номинальном режиме в течение 2 ч; проверяют характеристику насоса при номинальном, максимальном и минимальном значении подачи;
10. проверка крепления насоса и его герметичности, пайка и лужение швов;
11. установка упаковочных крышек.

II. По двигателю:

1. наружная очистка;

2. разборка на стеллаже; перед разборкой корпусных деталей необходимо удалить пайку стыков; ротор должен выниматься в сторону, противоположную выводным концам статора;
3. разборка ротора и отдельных сборочных единиц;
4. мойка и дефектация деталей ротора на годные, годные только при сопряжении с новыми, подлежащие ремонту и подлежащие списанию;
5. ремонт деталей ротора;
6. комплектование деталей ротора;
7. сборка ротора;
8. разборка статора;
9. мойка и дефектация деталей статора;
10. ремонт статора;
11. пропиточно-сушильный процесс;
12. сборка электродвигателя;
13. испытание электродвигателя;
14. пайка стыков электродвигателя.

Все уплотнения и прокладки подлежат замене. Детали и сборочные единицы перед сборкой должны быть промыты и просушены. Момент проворачивания вала на вертикально подвешенном двигателе при температуре окружающей среды 20 ± 5 °С и практически холодном двигателе не должен превышать 0,1 Н·м. Перед испытаниями производят обкатку двигателя в режиме холостого хода в течение 1 ч. Во время испытания двигателя замеряют соответствующие параметры, перечень и значения которых определены в нормативно-технической документации на электродвигатель.

III. По гидрозащите:

1. очистка наружная;
2. разборка протектора и компенсатора на стенде;
3. мойка и дефектация деталей;
4. сборка и испытания протектора и компенсатора;
5. пайка стыков протектора и компенсатора.

Перед разборкой проверяют вращение вала протектора. Затем производят частичную разборку протектора, заканчивающуюся снятием его корпуса. Проверяют герметичность торцовых уплотнений и резиновой диафрагмы. Если торцовое уплотнение и резиновая диафрагма герметичны, то протектор годен для дальнейшей работы. В противном случае необходима полная разборка протектора. Перед разборкой компенсатора его подвергают гидравлическому испытанию для проверки герметичности. Для этого его устанавливают вертикально и закачивают через клапан насосом масло в полость компенсатора. После заполнения полости компенсатора клапан закрывают. Проводят испытание компенсатора давлением 0,3 МПа с выдержкой не менее 10 мин. Если полость компенсатора герметична, то компенсатор считают пригодным для дальнейшей работы. Падение давления указывает на неисправности клапана или диафрагмы. В этом случае необходимо заменить клапан и диафрагму на новые.

Ремонт насоса, двигателя и гидрозащиты должен завершаться испытанием их в сборе на стенде.

2.5. Техника безопасности при эксплуатации установок скважинных центробежных электронасосов

Монтаж, демонтаж и эксплуатацию установок скважинных центробежных электронасосов необходимо выполнять в соответствии с Правилами безопасности в нефтегазовой отрасли, Правилами технической эксплуатации электроустановок, Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок и требованиями инструкций.

Разработаны следующие специальные требования по безопасному ведению работ при эксплуатации установок скважинных центробежных электронасосов.

1. Проверка крепления аппаратов, контактов заземления электрооборудования и другие работы, связанные с возможными прикосновениями к токоведущим частям, осуществляются только при выключенной установке, выключенном рубильнике и снятыми предохранителями.

2. Корпуса трансформатора и станции управления, а также броня кабеля должны быть заземлены.

3. Обсадная колонна должна быть соединена с заземляющим контуром или нулевым проводом сети 380 В.

4. Работы по монтажу, проверке, регулировке, снятию на ремонт и установке КИП и релейных аппаратов в станциях управления, а также переключение ответвлений в трансформаторе необходимо проводить при выключенной установке, выключенном блоке «рубильник - предохранитель» со снятыми предохранителями двумя лицами соответствующей квалификации.

5. Кабель от станции управления до устья скважины прокладывается на специальных опорах на расстоянии не менее 400 мм от поверхности земли.

6. Запрещается прикасаться к кабелю при работе установки и пробных пусках.

7. Сопротивление изоляции установки измеряется мегомметром напряжением до 1000 В.

8. При соединении узлов скважинного агрегата запрещается производить руками сочленение вала со шлицевой муфтой в пространстве между фланцами.

9. При установке монтажного хомута-элеватора на электродвигатель и насос необходимо следить за тем, чтобы кольцевой выступ хомута обязательно входил в проточку на головке и затвор хомута был затянут гайками.

10. В процессе монтажа, демонтажа необходимо следить за тем, чтобы инструмент и мелкие детали не упали в скважину, это может привести к осложнениям при спуске (подъеме) установки.

11. При монтаже установки необходимо соблюдать чистоту. Недопустимо наличие песка, грязи на наружных поверхностях насоса, двигателя, на наружной и внутренней поверхностях труб.

При эксплуатации установок скважинных центробежных электронасосов необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности, так как масло, которым заправляется электродвигатель, пожароопасно.

4. КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

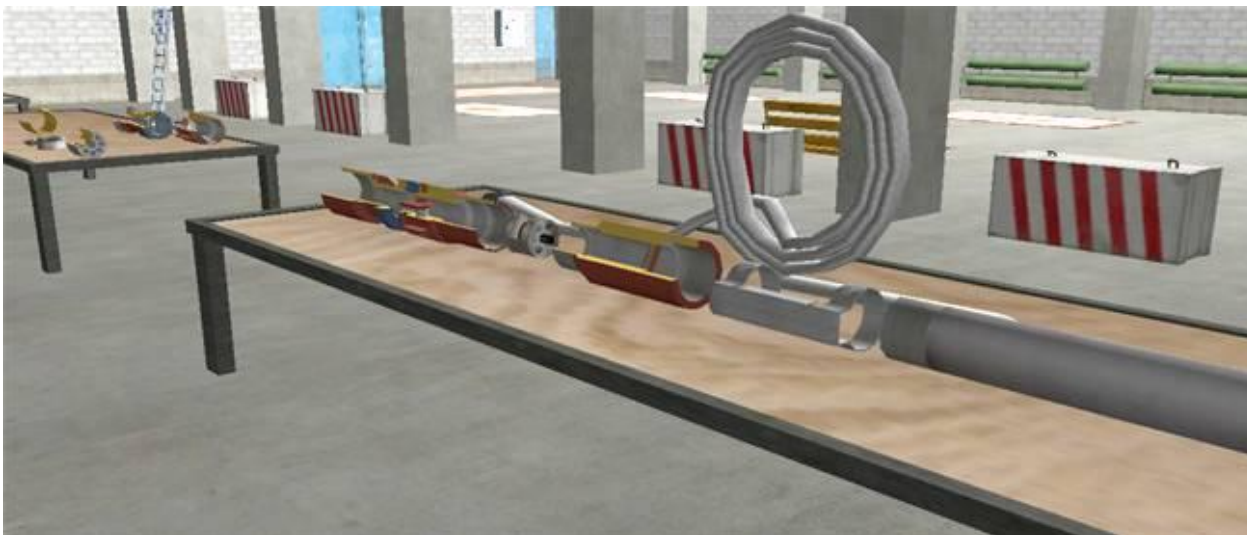
1. Устройство установок скважинных центробежных электронасосов.
2. Устройство скважинного центробежного электронасоса.
3. Монтаж и демонтаж установок скважинных центробежных электронасосов.
4. Транспортировка УЭЦН на скважину.
5. Техническое обслуживание и ремонт установок скважинных центробежных электронасосов.

6. Технология ремонта насоса
7. Технология ремонта электродвигателя
8. Технология ремонта гидрозащиты
9. Техника безопасности при эксплуатации установок скважинных центробежных электронасосов.

5. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Протасов В.Н., Султанов Б.З., Кривенко С.В. Эксплуатация оборудования для бурения и нефтегазодобычи. – М.: Недра, 2004. – 691 с.
2. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. - М.: Недра, 1974. - 360 с.





7.5 Примерный список вопросов, задаваемых на зачете

Вопросы к зачету по дисциплине «Обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования»

1. Что такое интенсивность отказов.
2. Дайте определение понятию долговечность.
3. Назовите основные показатели долговечности
4. Количественная оценка долговечности.
5. Дайте определение понятию ремонтпригодность машин.
6. Перечислите мероприятия по улучшению ремонтпригодности машин.
7. Перечислите основные виды дефектов и повреждений буровых и нефтепромысловых машин.
8. Назовите методы оценки состояния машин и оборудования.
9. Классификация средств дефектации деталей.
10. Перечислите характерные неисправности фонтанной (устьевой) арматуры
11. Характерные неисправности станка-качалки (СК).
12. Перечислите методы устранения характерных неисправностей СК.
13. Перечислите характерные неисправности редуктора СК.
14. Перечислите характерные неисправности УЭЦН.
15. Периодичность планового диагностического контроля за состоянием ГНО (глубиннонасосного оборудования).
16. Назовите постоянно контролируемые параметры работы ГНО
17. В чем заключается проверка состояния фланцевых соединений ГНО
18. В чем заключается проверка состояния резьбовых соединений ГНО
19. В чем заключается проверка технического состояния муфты ГНО
20. Перечислите основные методы контроля за состоянием поверхностного оборудования нефтяных и газовых промыслов
21. Периодичность осмотров эксплуатационных резервуаров.
22. Назовите основные правила техники безопасности при проведении работ по техническому обслуживанию поверхностного оборудования нефтяных и газовых промыслов.
23. Назовите методы исследования сварных соединений на наличие дефектов.
24. Перечислите этапы технического обслуживания центробежных насосов
25. Приведите классификацию оборудования для текущего ремонта скважин
26. Назовите причины выхода из строя устьевой арматуры
27. Назовите причины выхода из строя штанговых насосов.
28. Назовите порядок разборки насосов

29. Назовите основные неисправности в работе центробежных скважинных насосов
30. Назовите основные причины неисправностей в работе центробежных скважинных насосов
31. Приведите классификацию оборудования для капитального ремонта скважин.
32. Ремонт компрессоров: типовые неисправности
33. Ремонт компрессоров: порядок устранения основных неисправностей
34. Текущий ремонт центробежных насосов: типовые неисправности
35. Капитальный ремонт центробежных насосов: типовые неисправности
36. В чем заключается ремонт кабеля УЭЦН.
37. В чем заключаются послеремонтные испытания кабеля УЭЦН.
38. Назовите характерные неисправности ЦНС и их причины
39. Назовите основные методы устранения характерных неисправностей ЦНС.
40. В чем заключается ремонт подшипников скольжения.
41. Порядок разборки центробежного скважинного насоса.
42. В чем заключается испытания насосов после ремонта.
43. В чем заключается испытания трубопроводов после ремонта.
44. Испытания отремонтированной арматуры
45. Классификация способов восстановления изношенных деталей
46. Характерные дефекты валов и методы их устранения
47. Основные неисправности фонтанного оборудования
48. Перечислите основные методы устранения неисправностей фонтанного оборудования
49. Основы безопасной эксплуатации оборудования для сбора и хранения нефти.
50. Условия эксплуатации резервуаров для сбора и хранения нефти.

8 Материально-техническое и учебно-методическое обеспечение дисциплины

8.1 Перечень учебной литературы

Наименование печатных и (или) электронных учебных изданий, методические издания, периодические издания по всем входящим в реализуемую образовательную программу учебным предметам, курсам, дисциплинам (модулям) <i>в соответствии с рабочими программами дисциплин, модулей, практик</i>		Количество экземпляров	Обеспеченность студентов учебной литературой (экземпляров на одного студента)
Электронные учебные издания, имеющиеся в электронном каталоге электронно-библиотечной системы	Щипанов, А. В. Обслуживание и ремонт линейной части газонефтепроводов : практикум / А. В. Щипанов. - Тольятти : ТГУ, 2019. - 213 с.	1	1
	Василенко, Александр Александрович. Ремонт электрооборудования : Учебное пособие / А. А. Василенко. - 1. - Москва : ООО "Научно-издательский центр ИНФРА-М", 2024. - 164 с.	1	1
	Кожухов, В. А. Ремонт технологического оборудования : учебное пособие / В. А. Кожухов, Н. Ю. Кожухова, Ю. Д. Алашкевич. - Красноярск : СибГУ им. академика М. Ф. Решетнёва, 2018. - 114 с.	1	1

8.2 Современные профессиональные базы данных, информационные справочные и электронно-библиотечные системы

№	Ссылка на информационный ресурс	Наименование ресурса в электронной форме	Доступность
Электронно-библиотечные системы			
	https://dlib.eastview.com	База данных «Ивис»	Авторизованный доступ

1			
2	https://urait.ru	Образовательная платформа Юрайт	Авторизованный доступ
3	http://www.iprbookshop.ru	ЭБС IPR SMART	Авторизованный доступ
4	http://znanium.com	ЭБС «Znaniy»	Авторизованный доступ
5	https://e.lanbook.com	ЭБС «Лань»	Авторизованный доступ
6	https://lib.rucont.ru	ЭБС «Руко́нт»	Авторизованный доступ
7	https://ldiss.rsl.ru	Электронная библиотека диссертаций РГБ	Авторизованный доступ
Информационные справочные системы			
8	http://garant.ugrasu.ru/	СПС Гарант	Авторизованный доступ
9	http://www.consultant.ru/	СПС КонсультантПлюс	Авторизованный доступ
Профессиональные базы данных			
10	https://ugrasu.dc-ipk.ru/docs/	Информационно-справочная система Техэксперт	Авторизованный
11	http://elibrary.ru	Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU	Авторизованный доступ

8.3 Перечень лицензионного и свободно распространяемого программного обеспечения, используемого при осуществлении образовательного процесса по дисциплине, в том числе отечественного производства

Abbyy FineReader 10 Corporate Edition;
Adobe Acrobat DC;

8.4 Материально-техническое обеспечение дисциплины

8.4.1 Учебная аудитория лекционного типа
компьютер/ноутбук, проектор, экран, учебная мебель, учебная доска

8.4.2 Учебная аудитория для проведения практических занятий
учебная мебель, учебная доска

